



→ **Le biogaz,
une énergie renouvelable
multiforme, stratégique
dans la transition**

Sommaire

SYNTHESE	3
LES 50 PROPOSITIONS DU CLUB BIOGAZ	7
INTRODUCTION	9
LA PRODUCTION DE BIOGAZ EN FRANCE	11
Les technologies de production de biogaz.....	12
Un processus naturel de valorisation des matières organiques	12
Une production de fertilisants substituables aux engrais chimiques	15
Une production d'énergies renouvelables multiformes.....	17
Pourquoi soutenir le développement de la filière biogaz ?.....	19
Une filière dans la logique d'économie circulaire	19
Des atouts uniques parmi les énergies renouvelables	19
Un fort potentiel de développement.....	19
Une filière créatrice d'emplois locaux	21
Une filière peu exigeante en soutiens publics	21
Une solution de mobilité durable avec le bioGNV	22
Les points clefs du développement de la filière	23
Un renforcement de l'engagement de l'Etat en faveur du biogaz.....	23
Un tarif d'achat de l'énergie couvrant les coûts de production	24
Un cadre juridique plus simple et plus efficace	24
Un plan ambitieux de développement du bioGNV.....	24
PROPOSITIONS POUR LE BIOGAZ ET LE BIOGNV	25
Les propositions stratégiques	27
S'engager dans un développement de long terme du biogaz	28
Soutenir le développement de nouveaux projets	29
Encourager le développement d'un savoir-faire	30
Les propositions tarifaires	33
Consolider les tarifs d'achat	34
Rendre les tarifs plus flexibles.....	37
Les propositions réglementaires	41
Faciliter la mise en œuvre de la réglementation.....	42
Mettre en place les bases d'un guichet unique	45
Tenir compte des interactions avec le droit de l'urbanisme.....	47
Les propositions pour le bioGNV	51
Afficher une position ferme et une stratégie de long terme	52
Inciter les collectivités et les transporteurs à utiliser le GNV	52
Envoyer un signal clair aux constructeurs français	52
Organiser l'approvisionnement.....	52
Développer la technologie pour tous	52
CONCLUSION	53
Table des figures	55
Annexes.....	56
Annexe 1 : Etat d'avancement des mesures annoncées dans le cadre du plan EMAA	57
Annexe 2 : Questions / réponses	60
Annexe 3 : Contributions et avis des partenaires du Club Biogaz	63

SYNTHESE

Une énergie issue de la dégradation de matières organiques

Le biogaz, produit de la dégradation de matières organiques en l'absence d'oxygène, est un gaz renouvelable, principalement composé de méthane.

Il peut provenir de la dégradation des matières organiques stockées dans les installations de stockage de déchets non dangereux (ISDND) ou bien être produit par la méthanisation de matières organiques non ligneuses dans un digesteur.

Un même processus biologique pour des installations diverses

En 2014, on dénombre 389 installations de production et de valorisation de biogaz en fonctionnement en France. Il existe 6 catégories d'installations, qui se distinguent par leur procédé, par les matières traitées ou encore selon l'objectif recherché.

- les installations de collecte et de valorisation du biogaz d'ISDND : la réglementation impose la collecte du biogaz produit par les ISDND pour réduire les émissions de gaz à effet de serre dans l'atmosphère, le biogaz étant principalement composé de méthane. Ce biogaz est ensuite torché ou bien valorisé, comme c'est le cas dans 80 ISDND.

- les installations de méthanisation industrielles : elles ont historiquement recours à la méthanisation pour l'épuration de leurs effluents. Les 80 installations existantes représentent essentiellement 3 secteurs : l'agroalimentaire, la chimie et la papeterie.

- les installations de méthanisation agricoles : qu'elles soient portées par un agriculteur individuellement ou bien qu'elles réunissent plusieurs exploitants qui mettent en commun leurs gisements de matières premières, ces installations offrent une possibilité de diversification du revenu agricole par la vente d'énergie et une moindre dépendance à l'achat des engrais fossiles. On en compte 140 en 2014.

- les installations de méthanisation des boues de station d'épuration : l'activité humaine génère des flux considérables d'eaux usées. Le traitement de ces eaux usées dans les stations d'épuration produit des boues, la méthanisation permet d'en réduire significativement le volume, de les stabiliser et de les hygiéniser, ce qui facilite leur gestion. 60 installations existent à ce jour, soit 15% des stations d'épuration de taille moyenne.

- les installations de méthanisation territoriales : ces installations réunissent différents acteurs du territoire : agriculteurs, entreprises, collectivités... mettant en commun leurs compétences et leurs ressources. Une petite vingtaine est actuellement en fonctionnement.

- les installations de méthanisation des déchets organiques des ménages : la partie organique des déchets ménagers et assimilés issue d'une collecte séparative ou d'un tri a posteriori peut être valorisée par méthanisation. 11 installations de ce type sont recensées.

La composition du biogaz sur ces différentes installations peut varier. En moyenne, il est constitué de 60% de méthane (même molécule que celle présente dans le gaz naturel : CH₄), 30% de dioxyde de carbone ainsi que de sulfure d'hydrogène, de vapeur d'eau et de composés résiduels.

Plus de 600 personnes travaillent sur ces installations en 2013, auxquels s'ajoutent au moins 1100 emplois sur l'ensemble de la chaîne de valeur : études, conception, construction, analyses, financement, assurance, recherche, formation, etc.

Une technologie de valorisation de la matière organique

L'une des deux voies de production de biogaz - la méthanisation - peut s'accompagner d'un retour au sol de la matière organique et contribuer à répondre aux besoins en intrants de l'agriculture.

Les matières et les déchets introduits dans le digesteur - biodéchets des ménages, de la restauration et des industriels, effluents d'élevage, tontes de pelouses, etc. - ne sont pas entièrement décomposés par la méthanisation : un résidu, appelé digestat, subsiste. Il est constitué de matières organiques non dégradées, de matières organiques non biodégradables en méthanisation et de matières organiques minéralisées (phosphore, azote, potassium, etc.). Du fait de cette composition, ce digestat peut remplir les fonctions de fertilisation et d'amendement, en substitution des fertilisants minéraux. Il est donc le plus souvent épandu sur les sols agricoles.

A noter que le procédé de méthanisation conserve les éléments fertilisants, il ne constitue donc pas une solution de réduction de l'azote dans les effluents agricoles.

Une énergie multiforme prometteuse

L'énergie primaire issue du biogaz est valorisée, pour l'essentiel, par cogénération, c'est-à-dire la production simultanée d'**électricité** et de **chaleur**. L'électricité est injectée sur le réseau et la chaleur vient répondre à des besoins situés à proximité : chauffage d'équipements publics (piscine) ou d'habitations, séchage de fourrage, etc.

Une centaine de sites, essentiellement des installations industrielles et des stations d'épuration valorisent le biogaz par combustion en chaudière pour leurs besoins propres en chaleur ou en vapeur.

Enfin, la valorisation en **biométhane** prend son essor depuis les premiers tarifs d'achat relatifs à l'injection en 2011 avec 6 sites en fonctionnement début 2014. Le biométhane est un biogaz ayant subi une étape d'épuration, il est essentiellement composé de méthane (85 à 100%) ce qui lui permet d'être injecté dans les réseaux de gaz naturel. Les débouchés sont alors les mêmes que pour le gaz naturel : eau chaude sanitaire, chauffage, mais aussi carburant. Le biométhane carburant (aussi appelé bioGNV) présente, tout comme le GNV¹ un bilan « air » très avantageux : très peu de particules fines, 80% de NOx en moins par rapport au gazole et un bilan carbone exemplaire. Cette valorisation carburant fait l'objet d'un Livre Blanc spécifique².

0,35 Mtep d'énergie primaire ont été produites grâce au biogaz en 2011 soit 1,8% de la production renouvelable en France³, devant le photovoltaïque (0,9%) et derrière l'éolien (5,4%)⁴. La complémentarité du biogaz avec les autres énergies renouvelables en fait une énergie stratégique dans le mix énergétique à venir : transportable et stockable, prévisible et modulable en puissance, substituable aux carburants fossiles.

La place du biogaz progresse : entre 2008 et 2014, le nombre d'installations a été multiplié par 3 et cette croissance est prévue pour durer selon les projections de l'ADEME. L'Agence estime en effet qu'en 2030, 20% de la consommation totale de gaz pourrait provenir de la méthanisation si les conditions de développement sont réunies.

Néanmoins, la croissance actuelle reste fragile et inférieure à celle escomptée pour atteindre les engagements européens de la France pour 2020. Il est donc impératif que la loi de programmation sur la transition énergétique contribue à donner un nouvel élan à la filière.

Les propositions clés pour le développement de la filière

Ce Livre Blanc propose 50 propositions concrètes issues des retours d'expériences des porteurs de projets, à la fois sur des questions stratégiques, tarifaires, réglementaires que sur le bioGNV. Bien entendu, les horizons de réalisation de ces mesures varieront, en accordant une attention toute particulière aux 10 mesures listées ci-dessous.

¹ Gaz Naturel Véhicule

² Le BioGNV : une solution française de mobilité durable. Livre blanc de la filière bioGNV, Club Biogaz – ATEE, à paraître en 2014.

³ En 2011, les énergies renouvelables comptaient pour 14 % de la production énergétique nationale.

⁴ Les chiffres clés des énergies renouvelables, édition 2013, Commissariat général du développement durable, juin 2013.

Un renforcement de l'engagement de l'Etat en faveur du biogaz

Le plan EMAA « énergie, méthanisation, autonomie, azote » annoncé en mars 2013 est en cours de réalisation : première homologation de digestat obtenue en janvier 2014, réévaluation de la prime « effluents d'élevage » en août 2013, etc. La loi de programmation sur la transition énergétique doit être l'occasion de renouveler l'engagement de l'Etat en faveur de la filière et de définir des objectifs de plus long terme. En particulier :

- **créer un comité national de pilotage de la filière**, associant ministères, professionnels et élus, chargé de définir une vision stratégique et de long terme, afin de développer de façon cohérente et équilibrée la filière ;
- **renforcer et donner de la visibilité aux dispositifs de soutien de l'ADEME** (« fonds déchets » et « fonds chaleur ») en tenant compte de l'évolution de la filière ;
- **sécuriser l'accès des porteurs de projets aux prêts bancaires** en incluant les charges de recherche de financements dans l'assiette couverte par les subventions publiques et en encourageant la mise en place de pools bancaires régionaux.

Un tarif d'achat couvrant les coûts de production

La concrétisation de cette volonté politique par un soutien financier est également indispensable compte tenu de la rentabilité encore modeste des installations de production de biogaz. Il est donc proposé de :

- **restructurer les tarifs d'achat** en supprimant la dégressivité liée à la taille des installations de méthanisation, hormis pour les petits sites ;
- **allonger la durée des contrats d'achat de l'énergie** pour la porter à 20 ans conformément aux recommandations de la CRE et des acteurs de la filière. Cette augmentation permettrait une baisse des coûts en donnant plus de visibilité à des projets construits pour durer ;
- **augmenter la prime aux effluents d'élevage et l'étendre à d'autres matières agricoles en excluant les cultures énergétiques dédiées.**

Un cadre juridique plus simple et plus efficace

Dans la droite ligne du « choc de simplification », une série de mesures concrètes peut être mise en place à moindre coût en vue de faciliter les démarches administratives des porteurs de projets. Entre autres, les porteurs de projet recommandent de :

- réduire les délais d'instruction des dossiers ICPE en créant **un guide méthodologique pour la réalisation des études d'impact et de dangers** et en adoptant une trame plus standard pour les arrêtés préfectoraux ;
- **œuvrer pour la mise en place d'un guichet unique** en étendant les mesures concluantes de l'expérimentation « autorisation unique », en obtenant un avis de l'autorité sanitaire au moment de l'instruction du dossier ICPE ou encore en créant un modèle unique de dossier de subventions utilisé par l'ensemble des financeurs.

Un plan ambitieux de développement du bioGNV

Le bilan des émissions de gaz à effet de serre et de particules du biométhane carburant en fait une alternative écologique aux carburants fossiles. Pour tirer parti des avantages de cette technologie, une stratégie de long terme doit être mise en place. Pour cela, il faut :

- **émettre un signal fort à destination des acteurs industriels de la filière** en fixant un objectif de nombre de stations fournissant du GNV, en chiffrant la production de biométhane à horizon 2020 ;
- **appliquer la loi sur l'acquisition de véhicules propres dans le secteur public.**

Toutes ces mesures sont détaillées dans la seconde partie du Livre Blanc. Elles sont accompagnées de plus de 40 autres propositions récapitulées ci-après.

LES 50 PROPOSITIONS DU CLUB BIOGAZ

Les propositions stratégiques

S'engager dans un développement de long terme du biogaz

- 1 - Créer un comité national de pilotage pour la filière biogaz
- 2 - Fixer des objectifs ambitieux dans les prochaines PPI
- 3 - Assurer la visibilité du biogaz parmi les énergies renouvelables

Soutenir le développement de nouveaux projets

- 4 - Renforcer et donner de la visibilité aux dispositifs de soutien de l'ADEME
- 5 - Sécuriser l'accès à l'emprunt bancaire
- 6 - Tenir compte des spécificités des installations dans la fixation des impôts et taxes

Encourager le développement d'un savoir-faire

- 7 - Subventionner la R&D
- 8 - Améliorer l'offre de formation sur la thématique du biogaz
- 9 - Recourir aux compétences locales

Les propositions tarifaires

Consolider les tarifs d'achat

- 10 - Maintenir le dispositif « tarif + subventions »
- 11 - Restructurer les tarifs en supprimant le critère de taille des installations de méthanisation hormis pour les petits sites
- 12 - Augmenter la prime aux effluents d'élevage et l'étendre à d'autres matières agricoles en excluant les cultures énergétiques dédiées
- 13 - Elargir l'assiette de la prime à l'efficacité énergétique
- 14 - Allonger la durée des contrats
- 15 - Créer un mécanisme de soutien à la valorisation du biogaz pour des usages thermiques directs

Rendre les tarifs plus flexibles

- 16 - Actualiser les tarifs pour les installations anciennes, rénovées ou agrandies
- 17 - Elargir la production et les usages du biométhane
- 18 - Examiner la possibilité de faire varier temporellement les tarifs

Les propositions réglementaires

Faciliter la mise en œuvre de la réglementation

- 19 - Réduire les délais d'instruction des dossiers ICPE
- 20 - Expliciter la réglementation ICPE
- 21 - Standardiser et partager les données demandées aux exploitants
- 22 - Assurer la légalité des procédures
- 23 - Amender les textes

Mettre en place les bases d'un guichet unique

- 24 - Créer un modèle unique de dossier de subventions
- 25 - Modifier l'ordre des démarches de raccordement et d'achat d'énergie et encourager le respect des délais de raccordement
- 26 - Obtenir, en amont, un avis de la DD(CS)PP sur l'agrément sanitaire
- 27 - Étendre l'expérimentation sur l'autorisation unique

Tenir compte des interactions avec le droit de l'urbanisme

- 28 - Faciliter l'implantation des projets territoriaux

Favoriser la valorisation locale de la matière organique

- 29 - Orienter les déchets vers des installations de valorisation de la matière organique
- 30 - Imposer un traitement local des déchets organiques
- 31 - Adapter les règles d'épandage aux installations collectives
- 32 - Accélérer la mise sur le marché des digestats
- 33 - Créer un pôle de compétitivité sur la fertilisation innovante

Les propositions pour le bioGNV

Afficher une position ferme et une stratégie de long terme

- 34 - Émettre un signal fort à destination des acteurs industriels de l'ensemble de la filière
- 35 - Nommer une entité de référence interministérielle
- 36 - Structurer la filière par la création de pôles de développement stratégique

Inciter les collectivités et les transporteurs à utiliser le GNV

- 37 - Appliquer la loi sur l'acquisition de véhicules propres dans le secteur public
- 38 - Inscrire le bioGNV en tant que carburant durable au même titre que les autres biocarburants et l'électricité
- 39 - Développer le gaz naturel liquéfié

Envoyer un signal clair aux constructeurs français

- 40 - Accroître l'offre en véhicules lourds (poids lourds, bus, bennes à ordures ménagères...)
- 41 - Créer une offre en véhicules légers français (flotte de véhicules d'entreprises, collectivités, taxis...)
- 42 - Soutenir l'amélioration de l'autonomie des véhicules
- 43 - Mettre à jour les tests sur les niveaux d'émissions, l'efficacité et la rentabilité des véhicules GNV

Organiser l'approvisionnement

- 44 - Assurer une offre en biométhane dans les stations fournissant du GNV
- 45 - Définir la forme et le statut des fournisseurs de GNV autorisés à la distribution
- 46 - Parfaire le dispositif des garanties d'origine

Développer la technologie pour tous

- 47 - Étudier la solution biométhane en agriculture
- 48 - Multiplier les stations de ravitaillement à accès public
- 49 - Créer des stations de ravitaillement à domicile
- 50 - Construire des véhicules légers pour les particuliers

INTRODUCTION : un Livre Blanc pour donner au biogaz une place stratégique dans la transition énergétique

La production de biogaz s'inscrit au cœur des priorités politiques pour 2020 : production d'une énergie renouvelable et d'un carburant durable, valorisation de matières organiques mais aussi réduction de la dépendance aux matières premières fossiles pour la production d'engrais par méthanisation.

Le biogaz a donc naturellement sa place dans la transition énergétique et environnementale à l'œuvre. Plusieurs scénarios prévoient d'ailleurs une place croissante pour le biogaz dans le mix énergétique à l'horizon 2050 et le plan Energie Méthanisation Autonomie Azote (EMAA) témoigne de la confiance des pouvoirs publics dans cette énergie.

L'interprofession du biogaz réunie dans le Club Biogaz accompagne par ce Livre Blanc, cette volonté politique en partageant son expertise sur la filière. Ses propositions sont issues de l'expérience de terrain de ses adhérents et partenaires. Elles concernent les orientations stratégiques, les évolutions du dispositif tarifaire et du cadre juridique ainsi que la mise en place d'un plan de développement du biométhane carburant (bioGNV).

Ce Livre Blanc souligne les spécificités de la production de biogaz : technique de valorisation des matières organiques, source de fertilisants « non fossiles » et énergie renouvelable multiforme. Ce document décrit aussi les nombreux atouts qui confèrent à cette filière des perspectives majeures de développement dans le cadre de la transition énergétique. Enfin, il détaille les propositions de la filière. Elles ont vocation à enrichir les travaux engagés dans le cadre de la modernisation du droit de l'environnement et de la simplification de l'action publique. Elles sont simples à mettre en œuvre, peu exigeantes en argent public et garantissent une protection équivalente pour l'environnement et les personnes.

LA PRODUCTION DE BIOGAZ EN FRANCE

Le biogaz est un gaz renouvelable issu de technologies de traitement de déchets et de production d'énergie. Il connaît un fort développement en France et en Europe.

Energie multiforme, le biogaz occupe une place singulière parmi les renouvelables : il est stockable, transportable, non intermittente et substituable aux carburants fossiles. Ces atouts uniques justifient aujourd'hui la consolidation de cette filière émergente et la préparation de son développement futur par des mesures publiques ambitieuses.

Les technologies de production de biogaz

Le biogaz est un gaz, principalement composé de méthane qui se dégage lors de la fermentation de matières biodégradables en absence d'oxygène. C'est ce phénomène naturel qui est reproduit et optimisé par différentes technologies.

Un processus naturel de valorisation des matières organiques

Le biogaz provient de la transformation naturelle de la matière organique. Il est produit dans un milieu sans oxygène, en présence de certaines bactéries.

Le dégagement de ce biogaz a d'abord été observé dans les marais, au fond desquels se décomposaient les végétaux morts. Étudié par Volta puis Lavoisier, le biogaz commence à être produit artificiellement à la fin du XIX^{ème} siècle, il sert alors à l'éclairage des villes.

Depuis cette période, de nombreux travaux ont permis l'optimisation des procédés de production industrielle de biogaz. Cette technologie de valorisation à la fois énergétique et organique de matières biodégradables est appelée « méthanisation » ou « digestion anaérobie ».

En outre, du biogaz est également produit dans les installations où sont stockés les déchets ménagers ou issus des activités professionnelles : la fraction biodégradable (épluchures, restes alimentaires, papiers, etc.) se dégrade en l'absence d'oxygène. Se dégage alors du biogaz qui est collecté et qui peut être valorisé.

Des technologies applicables à une large gamme de matières



Les matières premières dont la dégradation produit du biogaz sont extrêmement nombreuses : effluents d'élevage, résidus de l'activité agricole, déchets organiques des ménages, déchets biodégradables des grandes surfaces ou de la restauration, boues de stations d'épuration, déchets ou co-produits d'industries agroalimentaires, tontes de pelouses des collectivités...

Le porteur de projet d'une unité de méthanisation choisit ses intrants selon trois critères principaux :

- leur proximité et leur coût logistique car l'approvisionnement en matières premières est un poste majeur dans le coût de production de l'énergie ;
- leur potentiel méthanogène, c'est-à-dire leur capacité à produire une certaine quantité de biogaz compte-tenu de leur composition chimique ;
- l'absence de valorisation concurrente. Les matières déjà valorisées dans une autre filière (régénération des huiles usagées, compostage des déchets verts) ne sont généralement pas attractives pour la filière méthanisation en raison des coûts d'appropriation.



Il est intéressant de souligner la récente obligation⁵ pour les gros producteurs de biodéchets de valoriser cette ressource en méthanisation et/ou en compostage. Cette mesure impose la collecte et le traitement séparé des biodéchets, en adéquation avec les objectifs du Grenelle d'augmenter le taux de recyclage des déchets organiques des ménages et des entreprises.

Des technologies adaptées à de nombreux contextes

Selon la nature et la quantité des matières à traiter, différents types d'installations se sont développés.

Installations de collecte et de valorisation du biogaz d'ISDND : les installations de stockage de déchets non dangereux (ISDND) produisent du biogaz du fait de la fermentation des déchets biodégradables qui y sont stockés. Ce biogaz, en partie composé de méthane (gaz à effet de

⁵ Article 204 de la loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement dite loi Grenelle 2

serre), est collecté pour éviter son émission dans l'atmosphère. Il est valorisé dans environ 80 installations en France (sur un total de 242 ISDND en 2013).

Installations de méthanisation industrielles : les industries produisent des déchets et des effluents qui nécessitent un traitement. Elles constituent la branche historique d'utilisation de la méthanisation, pour la mise aux normes des rejets. Trois secteurs sont principalement concernés : l'agroalimentaire, la chimie et les papeteries pour un total de 80 installations en France en 2012.

Installations de méthanisation agricoles : ces installations permettent une valorisation énergétique des effluents d'élevage et de la biomasse agricole. Plus de 140 sites en fonctionnement étaient recensés en janvier 2014 en France et le plan EMAA⁶ fixe un objectif de développement de 1000 méthaniseurs agricoles d'ici 2020. La taille de ces projets peut varier selon que l'installation soit portée par un agriculteur individuellement ou bien qu'elle réunisse plusieurs exploitants qui mettent en commun leurs gisements de matières premières. La diversité des installations rend la méthanisation accessible aux petits agriculteurs.

Ces installations agricoles offrent une possibilité de diversification du revenu agricole par la vente d'énergie et une moindre dépendance à l'achat des engrais issus de la pétrochimie.

Installations de méthanisation territoriales : il s'agit d'installations auxquelles participent différents acteurs du territoire (agriculteurs, entreprises, collectivités...) en mettant en commun leurs compétences et leurs ressources. Elles sont une vingtaine aujourd'hui.

Installations de méthanisation des boues de station d'épuration : l'activité humaine génère des flux considérables d'eaux usées. Le traitement de ces eaux usées dans les stations d'épuration produit des boues, la méthanisation permet d'en réduire significativement le volume, de les stabiliser et de les hygiéniser, ce qui facilite leur gestion. Les usines de traitement des eaux usées de taille moyenne ou grande sont situées en milieu urbain ou périurbain et sont donc géographiquement proches des utilisateurs d'énergie. 60 installations existent à ce jour, soit 15% des stations d'épuration de taille moyenne. Un soutien à cette technique pourra générer de nouveaux projets.

Installations de méthanisation des déchets organiques des ménages : les déchets des ménages contiennent une part organique qui est isolée soit par une collecte séparative soit par un tri a posteriori. Les déchets organiques non ligneux ainsi collectés peuvent être valorisés en méthanisation. 11 installations de ce type existent aujourd'hui en France.

Compte tenu de ces spécificités, les caractéristiques des installations sont très variables de l'une à l'autre. On estime entre 500 000€ et 15 millions d'euros le coût de montage d'une installation de méthanisation – entre 6 000€ et 10 000€ par kW électrique installé. Vu la rentabilité encore faible des installations, un soutien étatique est indispensable. A l'heure actuelle, les pouvoirs publics interviennent par l'intermédiaire de tarifs d'achat de l'énergie et par des subventions.

Des technologies aux risques maîtrisés

L'activité de méthanisation est encadrée par la réglementation relative aux installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE) ou par la réglementation de protection de la ressource en eau. Afin de réduire les risques générés par les installations de production de biogaz, il est prévu que les exploitants déposent un dossier conséquent auprès de la préfecture du département afin d'obtenir son aval pour l'exploitation de l'installation. Un suivi régulier est effectué par l'administration et les organismes agréés, et des contrôles inopinés sont réalisés. Il est également demandé aux exploitants d'une installation de méthanisation d'être en possession d'un agrément qui garantit la maîtrise des risques sanitaires.

⁶ Voir les mesures annoncées dans le plan EMAA en [annexe 1](#)

L'INERIS, institut en charge de l'étude des risques industriels, dénombreait 32 accidents dont 3 blessés liés à une installation de méthanisation entre 1990 et 2012 en France dans le cadre des débats INERIS – ONG, notamment grâce à la réglementation ICPE. Il concluait en indiquant qu'il existait certes des dangers, attestés par les retours d'expériences, mais que les conséquences pour les populations et l'environnement étaient limitées.

Les grandes étapes du procédé

- La technologie de la méthanisation est aujourd'hui mise en œuvre dans des milliers d'installations dans toute l'Europe. Elle est le fruit de plusieurs années de recherche et développement qui ont permis de développer les procédés dont les principales étapes sont les suivantes (voir figure 1).

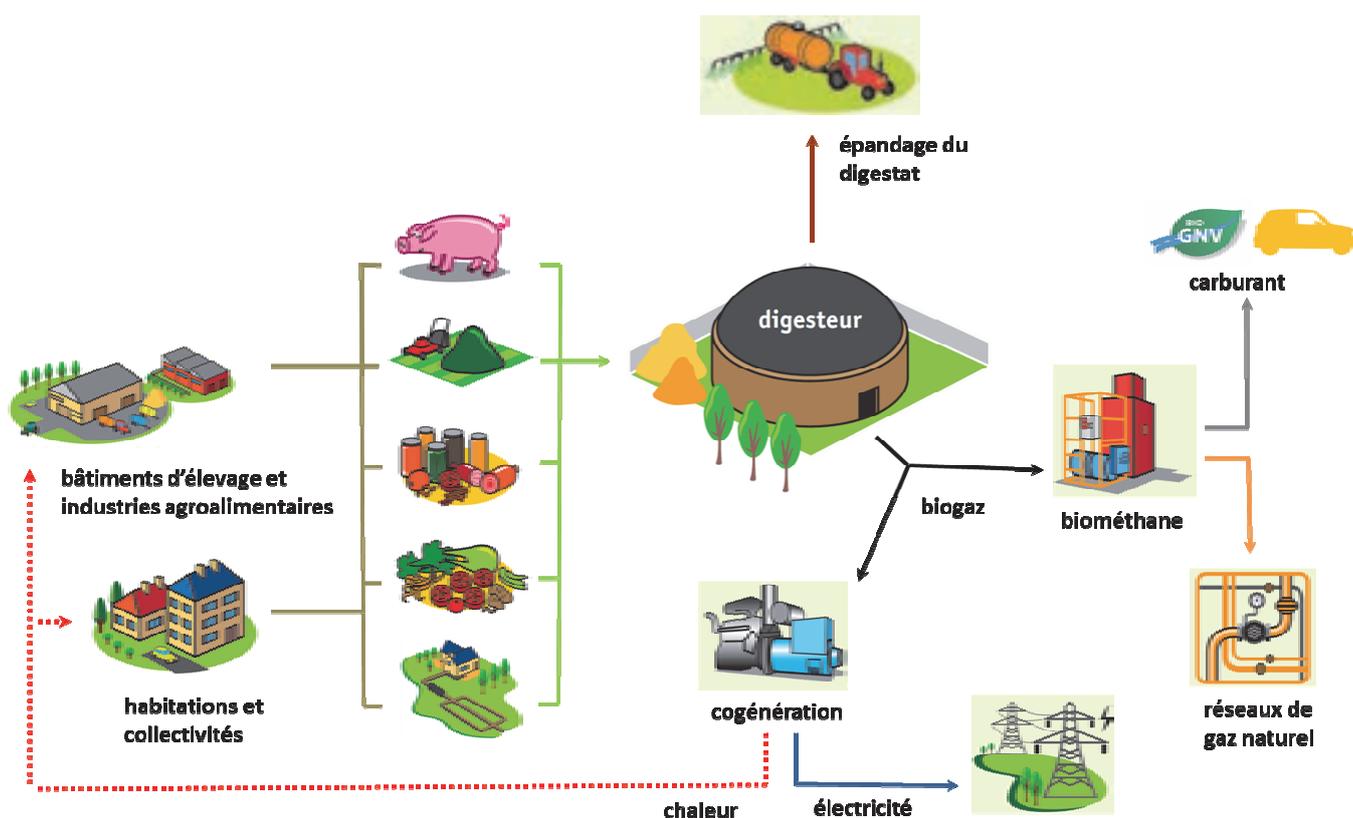


Figure 1: Schéma du fonctionnement type d'une installation de méthanisation

1 - Les différentes matières organiques liquides ou solides sont stockées, ensemble ou séparément selon le niveau de risque sanitaire, dans l'aire de stockage. Selon les types d'installations, il peut s'agir de déchets d'industries agroalimentaires, d'effluents d'élevage, de déchets organiques des ménages, de boues de stations d'épuration, d'un mélange de ces matières...

2 - Les matières sont ensuite mélangées, et si besoin, broyées dans une préfosse ou encore hygiénisées.

3 - Les matières sont introduites dans une cuve hermétique appelée digesteur, où des bactéries naturellement présentes dans les effluents d'élevage, dégradent la partie organique. Au cours de ce processus un gaz se dégage, le biogaz. Il est constitué à environ 60% de méthane (CH_4 , il s'agit de la même molécule que celle présente dans le gaz naturel), à 30% de dioxyde de carbone (CO_2) et de sulfure d'hydrogène (H_2S), de vapeur d'eau, de composés résiduels. Le digesteur est maintenu sans oxygène, à une température comprise entre 37 et 54°C selon les technologies.

4 - Le biogaz produit dans le digesteur est collecté et acheminé dans les installations de valorisation où il est soit converti en électricité et en chaleur par cogénération, soit transformé en biométhane après épuration soit directement brûlé en chaudière.

5 - A l'issue du processus (de quelques heures à une quarantaine de jours en moyenne selon les intrants et les technologies), la matière organique résiduelle, appelée « digestat » est extraite du digesteur pour passer dans une cuve de stockage.

6 - Ce digestat peut ensuite être épandu sur des parcelles agricoles suivant sa valeur fertilisante et la démonstration de son innocuité.

7 – En cogénération, l'électricité produite par l'installation est achetée par EDF dans le cadre d'un contrat d'obligation d'achat, et acheminée sur le réseau public. La chaleur cogénérée avec l'électricité est utilisée pour chauffer des bâtiments situés à proximité ou pour les besoins d'industriels ou d'équipements voisins.

Lorsque l'installation épure le biogaz pour produire du biométhane, celui-ci est acheté par un fournisseur de gaz, le plus souvent dans le cadre d'un contrat d'obligation d'achat, et injecté dans le réseau public de gaz naturel. Le biométhane peut aussi être utilisé sur site comme carburant, après compression.

- Les étapes relatives à la valorisation du biogaz sont également applicables aux ISDND. Ces dernières produisent un biogaz qui est le plus souvent valorisé par cogénération. Deux installations néanmoins produisent du biométhane qu'elles utilisent comme carburant pour leurs besoins internes. En revanche, les ISDND ne produisent pas de digestats puisque la matière organique résiduelle reste stockée.

Une production de fertilisants substituables aux engrais chimiques

Lors du processus de méthanisation, les bactéries digèrent la partie biodégradable de la matière organique produisant ainsi du biogaz. Le reste (éléments minéraux, partie non biodégradable, partie non biodégradée, eau, etc.) constitue un résidu appelé « digestat » (voir figure 2). Cette matière a une valeur fertilisante et amendante et peut donc être intégrée dans les cycles de production agricole. Le digestat peut ainsi se substituer aux engrais minéraux chimiques.

Le digestat : une matière fertilisante



Les éléments fertilisants (azote et phosphore) présents dans les fumiers et les lisiers sont conservés lors du processus de méthanisation : **la méthanisation ne constitue pas une technologie de diminution de l'azote dans les effluents agricoles** (voir figure 3). La forme de ces éléments fertilisants est cependant modifiée : présents sous une forme organique dans les fumiers et lisiers bruts,

les éléments mettent plusieurs mois à être disponibles pour les cultures agricoles. Dans le digestat, ils sont majoritairement présents sous une forme minérale : ils sont plus facilement assimilables par les racines des plantes. En effet, en méthanisation, le digesteur effectue pour ainsi dire « en accéléré » le travail des bactéries du sol, en minéralisant une partie des éléments fertilisants présents dans les matières entrantes.

Puisque les éléments sont immédiatement disponibles, l'agriculteur apporte de manière adéquate le digestat au moment où les plantes ont des besoins nutritifs importants, cela limite les risques de contamination des eaux par les nitrates.

Le digestat a également un rôle d'amendement : il contribue à la qualité agronomique des sols en stimulant leur activité biologique. De plus, le passage dans le digesteur détruit une partie des germes pathogènes contenus dans les effluents, ainsi que les graines de mauvaises herbes.

Enfin, le digestat est un produit stable et peu odorant (98% d'odeurs en moins par rapport à un fumier ou un lisier) ce qui réduit significativement la possible gêne occasionnée par les épandages pour le voisinage.

Néanmoins, du fait de sa composition, l'épandage de digestat requiert des précautions particulières, notamment pour éviter la volatilisation de l'azote ammoniacal susceptible de réduire les quantités d'azote disponibles pour les plantes, de provoquer des nuisances olfactives et de générer une pollution atmosphérique.

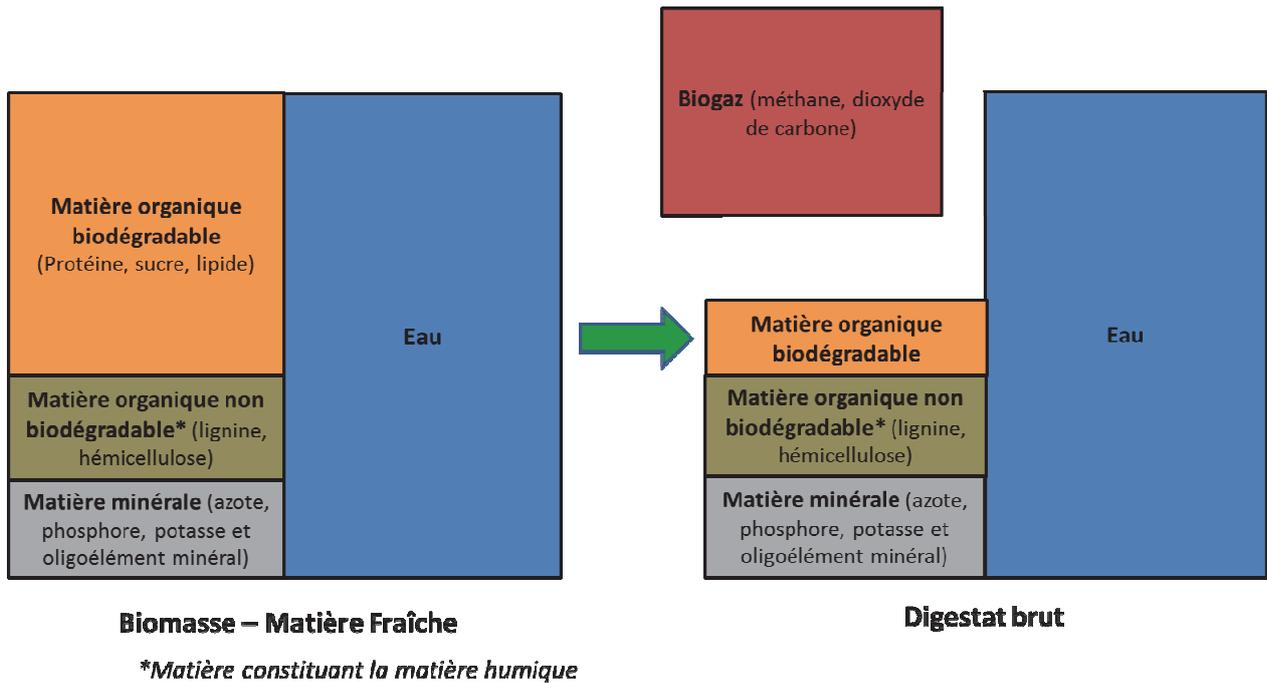


Figure 2: Schéma général de la méthanisation avec un temps de séjour limité. Source : Naskeo

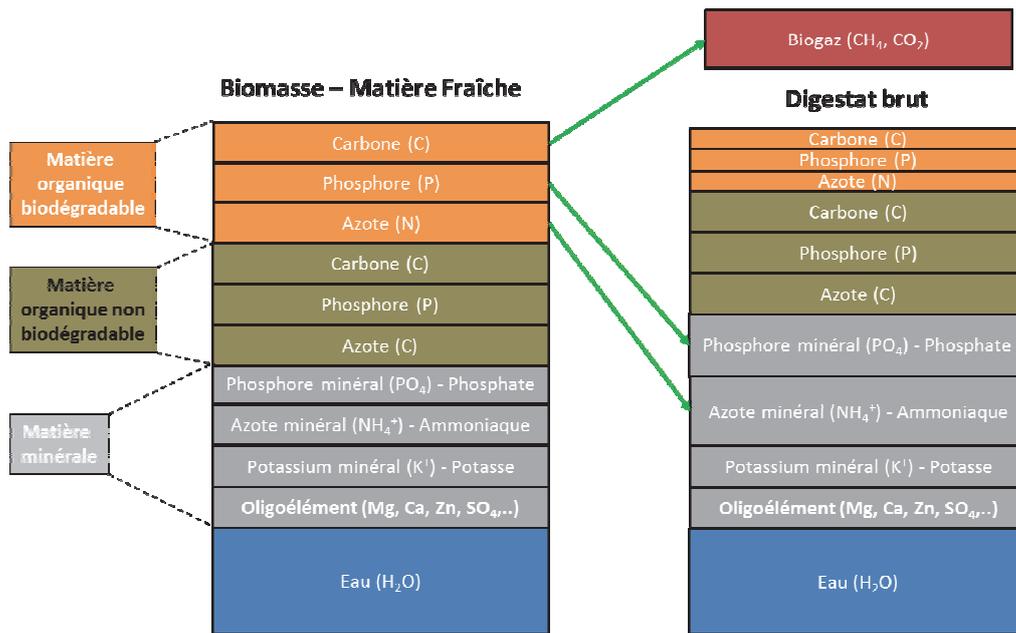


Figure 3: Devenir des éléments chimiques lors de la digestion anaérobie. Source : Naskeo

Le digestat et ses traitements

Le digestat peut faire l'objet de différents traitements – épandage direct, séparation de phase et séchage éventuel – selon les besoins agronomiques identifiés.

Le traitement le plus courant est la séparation du digestat brut en deux phases : l'une liquide, l'autre solide (25 à 30% de matière sèche) obtenues par presse à vis ou centrifugeuse. Cette séparation de phase permet un pilotage plus fin de la fertilisation en distinguant les deux propriétés du digestat : amendement pour le sol et fertilisation pour les cultures. Chaque phase peut ensuite être épandue ou

bien faire l'objet de traitements plus poussés (voir figure 4). Par exemple, les installations traitant les déchets organiques des ménages ont fréquemment recours au compostage de la phase solide et vendent le compost de digestat sous la norme NF U44-051. De même, les digestats issus de la méthanisation des boues de stations d'épuration font aussi souvent l'objet d'un compostage et doivent remplir les critères de la norme NF U44-095 pour être vendus.

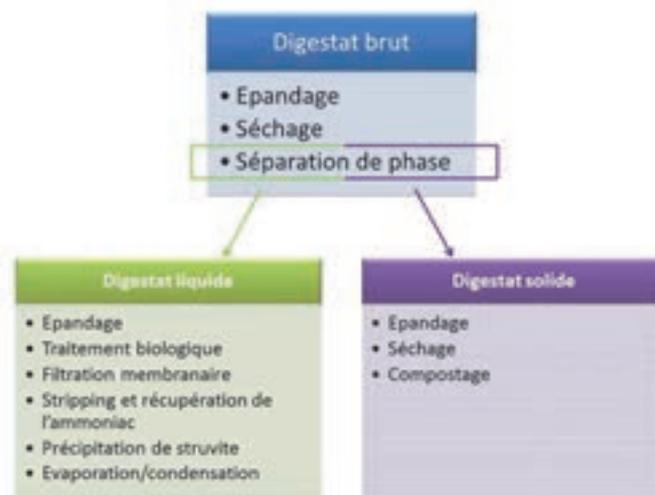


Figure 4: Séparation de phase du digestat et voies possibles de transformation. *Source : Club Biogaz, données EREP*

Une production d'énergies renouvelables multiformes

Le biogaz est une énergie primaire qui doit être transformée avant d'être utilisée par le consommateur. La particularité de l'énergie finale qui en résulte est de se présenter sous de multiples formes. Le porteur de projet en choisit certaines plutôt que d'autres en fonction de la configuration de son site : besoins en chaleur sur place ou aux alentours, proximité du réseau de gaz...

Chaleur

Le biogaz peut être valorisé par combustion dans une chaudière afin de produire de la chaleur. Cette option est généralement choisie par les industriels traitant leurs propres déchets et effluents et ayant besoin de chaleur ou de vapeur d'eau dans les processus de production, par exemple dans l'industrie agro-alimentaire (brasseries, fromageries...). La substitution du gaz naturel ou du fioul par le biogaz diminue fortement le poste de charges lié à l'énergie.

Production conjointe d'électricité et de chaleur par cogénération

Une autre possibilité consiste à alimenter un moteur de cogénération avec le biogaz. Un peu plus de 35% de l'énergie contenue dans le biogaz est alors convertie en électricité par le moteur. Environ 45% sont transformés en chaleur pour différents usages :

- le chauffage du digesteur (pour leur activité, les bactéries ont besoin d'une température variant de 37 à 54°C selon les technologies) ;
- le chauffage des bâtiments ou des équipements de l'exploitation agricole (porcherie, fabrication de l'aliment lacté des veaux, séchage du fourrage, maisons d'habitation...) ;
- le chauffage de bâtiments communaux (centre aquatique par exemple) ou privés par un réseau de chaleur ;
- l'utilisation de chaleur par un atelier voisin sous forme de chaleur ou de vapeur.

Les utilisateurs de la chaleur voient leur facture énergétique baisser et leur bilan carbone s'améliorer.

Biométhane injecté

Le biogaz peut également venir alimenter le réseau de gaz naturel. Pour cela, il faut au préalable passer par une étape d'épuration au cours de laquelle on retire le CO₂, l'H₂S, l'eau ainsi que différents éléments traces afin d'obtenir un gaz ayant une teneur importante en méthane (entre 85% et 100% selon les régions françaises). On parle alors non plus de biogaz mais de biométhane. Il doit encore être compressé et odorisé avant de pouvoir être injecté dans les réseaux de distribution ou de transport du gaz naturel. La molécule de méthane (CH₄) contenue dans le biométhane est identique à la molécule d'origine fossile si bien que les réseaux de gaz naturel peuvent accueillir la production de biométhane sans intervention technique sur les infrastructures en dehors du raccordement de l'installation.

L'injection dans les réseaux offre une solution de transport et dans une certaine mesure de stockage temporaire du biométhane. Ce dernier est ensuite utilisé pour des usages aussi variés que ceux du gaz naturel : chauffage, eau chaude sanitaire, carburant...

Biométhane carburant



L'option de valorisation du biométhane en carburant est particulièrement intéressante car elle pourrait permettre de réduire les émissions de gaz à effet de serre dans le secteur des transports. En effet, si la combustion du biométhane carburant génère du CO₂, ce dernier provient de la biomasse (donc du CO₂ déjà présent dans l'air). À l'inverse, la combustion des carburants fossiles rejette dans l'atmosphère du carbone

auparavant stocké dans les sous-sols, contribuant ainsi au réchauffement climatique. C'est en cela que le biométhane carburant est un carburant vert.

Par ailleurs, tout comme le Gaz Naturel Véhicule (GNV), le bioGNV émet très peu de particules fines, de monoxyde de carbone ou encore d'oxydes d'azote (80% de NOx en moins par rapport au gazole). Il contribue ainsi à améliorer la qualité de l'air.

Avec quatre installations de production de bioGNV en France, ce carburant n'en est encore qu'à ses débuts. Leur nombre va augmenter car de très nombreux projets sont à l'étude. Pour préparer l'arrivée de ce carburant sur le marché, il est nécessaire de développer en parallèle une offre de véhicules GNV adaptée et un maillage régulier du territoire en stations d'avitaillement en gaz. Sachant que les technologies sont communes pour le bioGNV et le GNV, les stations seraient les mêmes. Nos propositions encouragent donc aussi l'utilisation du GNV dont la généralisation rendra possible la pénétration du bioGNV sur le marché automobile.

Une synthèse des mesures proposées figure à la fin de ce document et la totalité des propositions est à retrouver dans le Livre Blanc du bioGNV⁷.

Procédures pour le raccordement de ces installations aux réseaux et pour l'achat de l'énergie



La plupart du temps, l'électricité et le biométhane sont achetés au producteur à prix garantis. Il faut distinguer deux étapes : le **raccordement des installations** aux réseaux de transport d'électricité ou de gaz qui fait l'objet de multiples échanges techniques - études de pré-faisabilité, étude de raccordement, proposition technique et financière – et l'**engagement d'achat de l'énergie**, formalisé par un contrat d'achat d'une durée de 15 ans. L'articulation de ces démarches dans le respect de

délais contraints se singularise par une complexité peu commune !

⁷ Le bioGNV : une solution française de mobilité durable. Livre blanc de la filière bioGNV. Club Biogaz – ATEE, à paraître

Pourquoi soutenir le développement de la filière biogaz ?

Une filière dans la logique d'économie circulaire

Dans son [discours sur l'économie circulaire d'août 2013](#), l'ex-ministre de l'Écologie, Philippe Martin, a exprimé sa volonté de réduire singulièrement les délais de procédure pour les installations de méthanisation de sorte que « les déchets [soient] nos ressources de demain » :

- **une ressource énergétique** grâce à la conversion des déchets organiques des ménages, des collectivités, des entreprises, etc. en énergie. L'énergie est produite et consommée localement sous forme de chaleur via des réseaux de chaleur collectifs à prix compétitifs, d'électricité ou de biométhane. Elle peut aussi prendre la forme de biométhane carburant, comme au centre de valorisation des déchets organiques de Lille qui alimente les 400 bus de l'agglomération en bioGNV ;

- **une ressource agronomique** puisque le digestat, co-produit de la méthanisation permet un retour au sol des éléments fertilisants et amendants présents dans les intrants. Le digestat peut ainsi remplacer les fertilisants minéraux obtenus par voie chimique à partir de l'azote de l'air, coûteux énergétiquement, ou à partir de gisements fossiles de potasse ou de phosphates de calcium. La Commission européenne a d'ailleurs lancé [une consultation concernant les tensions sur des réserves fossiles mondiales de phosphore](#) ;

- **une ressource économique** enfin, dès lors que la méthanisation est une activité qui permet la diversification et la sécurisation des bénéfices des exploitants agricoles et une réduction des coûts d'intrants comme les engrais ou l'énergie. Elle dégage également des revenus pour les territoires ruraux par le biais de taxes et d'impôts.

Des atouts uniques parmi les énergies renouvelables

Comme les autres énergies renouvelables, le biogaz réduit la dépendance aux énergies fossiles et la volatilité du prix des produits énergétiques et il contribue à la lutte contre le changement climatique. Le biogaz a, de plus, des caractéristiques qui le rendent complémentaire des autres énergies renouvelables.

En effet, cette énergie peut être :

- **stockée** : elle peut ainsi être injectée sous forme d'électricité ou sous forme de gaz dans les réseaux afin de venir compenser l'intermittence des autres énergies renouvelables et soutenir l'approvisionnement en période de pointe ;
- **transportée** : les réseaux de gaz naturel sont à même d'accueillir le biométhane. Ainsi, cette énergie issue de la biomasse peut être acheminée sur de longues distances à moindre coût ;
- **prévisible** : la quantité d'énergie produite ne dépend pas des aléas climatiques mais uniquement de la quantité de matières introduites dans le digesteur ;
- **substituable aux carburants fossiles** : le bioGNV est un carburant renouvelable et local. Sa production n'entre pas en concurrence avec les besoins alimentaires puisque le recours aux cultures énergétiques est très fortement limité en France.

Ces différentes caractéristiques plaident pour un développement de la production de biogaz en France.

Un fort potentiel de développement

En 2011 : 350 installations pour 4,1 TWh/an d'énergie primaire

Début 2014, on comptabilisait 389 installations de production de biogaz : 80 ISDND, 60 stations d'épuration d'eaux usées urbaines, 140 installations de méthanisation agricole, 18 installations territoriales, 80 installations industrielles et 11 installations de méthanisation des ordures ménagères.

La cogénération reste le mode de valorisation prédominant, la valorisation en biométhane progresse depuis la création de tarifs d'achat en 2011 avec 6 installations et la valorisation en chaudière se maintient sur une centaine de sites.

L'ensemble de ces installations totalisait une production de 2,1 TWh/an d'énergie finale en 2011 (1 TWh = 1 milliard de kWh) (voir figure 5).

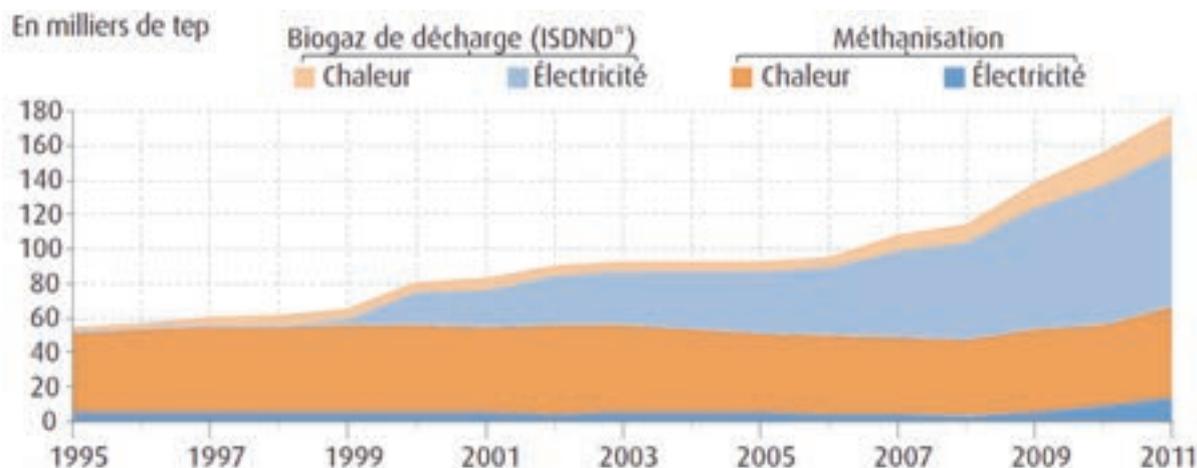


Figure 5: Production d'énergie finale à partir de biogaz en 2011. Source : SOeS, enquête production d'électricité, ADEME

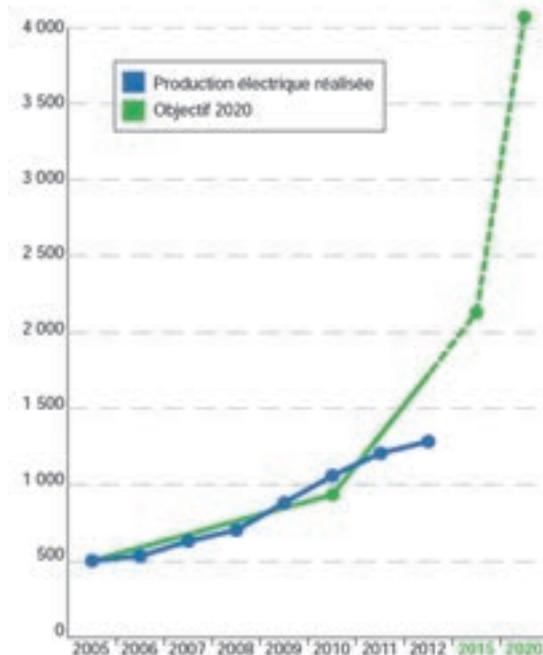
En 2011, la France est le 4^{ème} producteur européen de biogaz avec une production de 4,1 TWh/an d'énergie **primaire**, loin derrière l'Allemagne 58,9 TWh/an, le Royaume-Uni 20,5 TWh/an et l'Italie 12,7 TWh/an⁸.

En 2050 : 100 à 157 TWh/an d'énergie primaire

La contribution du biogaz à l'atteinte des objectifs énergétiques européens pour 2020 est inscrite dans le plan d'action national en faveur des énergies renouvelables. Le biogaz fournirait 3,7 TWh/an sous forme électrique et 6,4 TWh/an sous forme de chaleur. Cet objectif est ambitieux, on le mesure à la vitesse d'émergence des projets, qui reste inférieure à celle escomptée (voir figure 6).

L'une des mesures phares pour atteindre ces objectifs est le plan EMAA⁹, annoncé par le gouvernement en avril 2013. Il envisage la construction de 130 nouveaux projets de méthanisation agricole par an entre 2013 et 2020, soit une augmentation d'environ 80% par rapport au rythme de développement actuel. La France compterait alors 1000 méthaniseurs agricoles en 2020 qui pourraient produire 2,4 TWh d'électricité soit 800 millions de Nm³ de biométhane supplémentaires par an.

Figure 6: Comparaison de la production électrique biogaz avec les objectifs 2020 en GWh. Source : Observ'ER 2013 (d'après données SOeS)



⁸ Journal des énergies renouvelables (n°212 – 2012).

⁹ Voir les mesures annoncées dans le plan EMAA en [annexe 1](#)

Toutefois, il existe des perspectives encore plus prometteuses pour le biogaz. L'ADEME, dans son scénario 2030-2050 fait l'hypothèse de la construction de 600 méthaniseurs par an d'ici 2030 – toutes technologies confondues. On pourrait alors produire 70 TWh/an. Dans cette perspective, 20% de la consommation totale de gaz proviendrait de la méthanisation en 2030. En 2050, ce sont 104,6 TWh primaires qui pourraient provenir du biogaz. Plus ambitieux encore, le scénario Négawatt chiffre à 157 TWh le potentiel de production énergétique du biogaz en 2050 (voir figure 7).

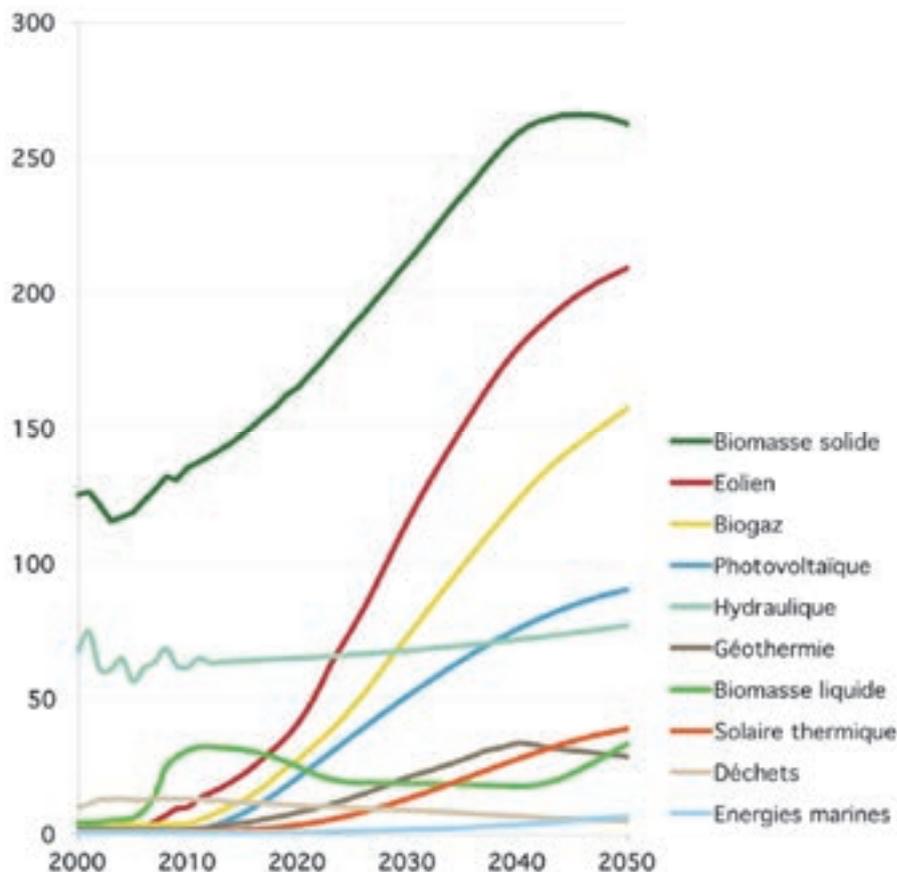


Figure 7: Perspectives de développement des différentes filières renouvelables dans le scénario Négawatt (en TWh).
 Source : dossier de synthèse du scénario Négawatt 2011

Une filière créatrice d'emplois locaux



En 2013, l'étude emploi du Club-Biogaz dénombre près de 1 700 emplois dédiés à la production de biogaz (emplois directs). Entre 2005 et 2010, le nombre d'emplois dans le secteur a doublé. La revalorisation des tarifs d'achat de l'électricité issue du biogaz en 2011, ayant légèrement amélioré les conditions de rentabilité des installations, la filière poursuit les recrutements.

Par extrapolation à partir des objectifs de production gouvernementaux, on estime à 16 000 le nombre d'emplois d'ici 2020¹⁰ (emplois directs et indirects). Ces emplois sont attendus dans les différents domaines de compétences nécessaires à la production de biogaz, à savoir le développement de projets, l'assistance à la maîtrise d'ouvrage et la maîtrise d'œuvre, le génie civil, l'exploitation des installations, l'analyse en laboratoire, la conception des installations par des bureaux d'études spécialisés, la collecte des déchets, l'exploitation des réseaux de transport de l'énergie, etc.

Une filière peu exigeante en soutiens publics

Tant la situation économique actuelle que la modification des lignes directrices européennes en matière d'aides à la production d'électricité posent la question de l'avenir des soutiens apportés au biogaz.

¹⁰ Prospective des conditions de rentabilité des installations de méthanisation agricole. Club Biogaz - ATEE, à paraître.

La maîtrise de la dépense publique

Le développement des filières renouvelables pèse de plus en plus lourd dans le budget des consommateurs d'électricité par l'intermédiaire de la CSPE (contribution au service public de l'électricité). Pour autant, la multiplication des installations de production de biogaz ne risque pas d'aboutir à un « emballement » de la dépense publique. D'une part, l'attribution de subventions permet un contrôle du développement des installations par l'Etat. D'autre part, seuls les professionnels - et non les particuliers - sont en mesure de s'engager dans de tels projets.

De plus, les coûts de production de cette énergie sont raisonnables : en 2011, le biogaz produisait 1,7% de l'électricité renouvelable et 0,8% de la consommation finale d'énergies renouvelables thermiques¹¹ et captait 2,5% de la part « énergies renouvelables » de la CSPE via un mécanisme de tarifs d'achat.

Une première analyse du Club Biogaz - ATEE¹² fait apparaître que les sommes engagées pour développer la filière (en comptant tarifs et subventions) doivent pouvoir être compensées par les économies générées par la création d'emplois, la production locale d'énergie et la réduction des émissions de CO₂.

Le maintien des mécanismes de soutien

Pour autant, la filière biogaz n'est pas suffisamment mature pour être compétitive sur les marchés de l'énergie sans aucun soutien étatique. En particulier, la méthanisation territoriale (qui présente le potentiel de développement le plus important) reste une technologie émergente : les principaux constructeurs ne présentent actuellement qu'une vingtaine d'installations en service, pour la plupart très récentes (un ou deux ans).

Les lignes directrices de la Commission européenne en matière d'aides à la production d'électricité proposent de recourir à d'autres outils que les tarifs d'achat considérés comme trop impactants pour la concurrence sur le marché de l'électricité.

Ces tarifs sont pourtant indispensables au développement de la filière car ils fournissent aux investisseurs la garantie d'une rentabilité "plancher" pour les quinze années à suivre. Cela permet de réduire mécaniquement la charge financière de l'emprunt. Sans une telle garantie en phase de démarrage de la filière, le montage financier qui est déjà difficile à l'heure actuelle, risque de se révéler impossible.

En outre, la production d'électricité à partir de biogaz n'est pas encore suffisante pour avoir un impact sur l'équilibre des marchés électriques. Dans une perspective de plus long terme, un mécanisme de soutien à l'équilibrage du réseau pourra s'avérer intéressant pour les installations biogaz car il est parfois possible de stocker ce gaz quelques heures. Un système « prix de marché + prime » pourra aussi être étudié pour les installations agricoles qui produisent plus d'effluents en hiver, au moment où la demande d'énergie est la plus forte.

Les appels d'offres, quant à eux, ne semblent pas adaptés aux besoins de soutien de la filière compte tenu de la nature géographiquement diffuse de la production (objectif de 1 000 installations agricoles en 2020 selon le plan EMAA), de contraintes sur le rayon d'approvisionnement ainsi que de la petite taille des entreprises de la filière, qui n'ont pas toujours les moyens de monter un dossier conséquent sans garanties de financement.

Une solution de mobilité durable avec le bioGNV

Le bioGNV, un carburant local, propre et durable

Le bioGNV provient de l'épuration du biogaz, transformé alors en biométhane (entre 85 et 100% de CH₄), de même composition chimique que le gaz naturel. Ce biométhane peut être soit injecté dans les

¹¹ Chiffres clés des énergies renouvelables. SOeS, juin 2013

¹² Prospective des conditions de rentabilité des installations de méthanisation agricole. Club Biogaz - ATEE, à paraître

réseaux de transport et distribution de gaz, soit comprimé et utilisé directement sous forme de bioGNV (Gaz Naturel Véhicule renouvelable).

Les études réalisées en Europe ont montré que le développement du bioGNV, carburant renouvelable, était étroitement lié à celui de la filière GNV et à l'implication forte des pouvoirs publics, des industriels et des acteurs de l'énergie. Ainsi, le gaz naturel constitue un carburant fossile de transition avant que le biométhane ne prenne une part importante dans les réseaux de transport et distribution de gaz naturel.

Par ailleurs, l'utilisation d'un véhicule bioGNV permettrait la réduction de près de 70% des coûts des externalités dues aux polluants en particules et de 90% celles dues aux gaz à effet de serre par rapport au diesel.

Un atout pour l'économie française

D'après les travaux du Club Biogaz de 2013, la filière bioGNV pourrait créer entre 225 et 1 350 emplois par an pour l'étude et la construction ainsi qu'entre 35 et 203 emplois permanents liés à la maintenance d'ici 2020.

Les tarifs d'acheminement du gaz sont régulés par la Commission de régulation de l'énergie (CRE). Ils reflètent les coûts fixes d'exploitation et de maintenance des réseaux et transport du gaz. Il est donc dans l'intérêt des consommateurs de gaz que ces infrastructures développées grâce aux investissements des collectivités acheminent une quantité de gaz maximale. Le développement du GNV et du biométhane passant par les réseaux permet d'utiliser ces infrastructures existantes, venant le cas échéant se substituer à une baisse de la consommation des ménages grâce aux efforts faits en matière d'économies d'énergie.

Un investissement pour préparer l'avenir

Sous l'impulsion de la directive n°2009/28/CE relative à la promotion des énergies renouvelables, l'Etat a codifié ([article L.641-6 du Code de l'Energie](#)) les objectifs de consommation d'énergie d'origine renouvelable. Il est prévu que 10% de la consommation finale pour les transports proviennent de ce type d'énergie d'ici 2020. Le bioGNV doit ainsi être considéré comme l'une des solutions techniques, au même titre que les véhicules électriques alimentés par de l'électricité renouvelable, qui permettront d'atteindre ces objectifs.

L'atteinte de ces objectifs devra passer par :

- une densification du maillage des stations fournissant du (bio)GNV ;
- une augmentation des volumes de véhicules GNV vendus afin de générer des économies d'échelle à la production et à l'entretien. Une flotte au GNV peut représenter 30% d'économie en fonctionnement par rapport au diesel, y compris en intégrant le surcoût des véhicules ;
- un signal fort de la part de l'Etat pour fournir une sécurité aux différents maillons de la filière du biométhane carburant, déjà présents en France.

Les points clefs du développement de la filière

Les propositions émises dans la seconde partie de ce Livre Blanc sont nombreuses et ont des horizons de réalisation différents. Aussi, si une attention prioritaire doit être accordée, ce serait certainement sur les propositions évoquées ci-dessous et détaillées plus loin.

Un renforcement de l'engagement de l'Etat en faveur du biogaz

En premier lieu, la filière a besoin d'un pilotage par un comité national chargé de définir une stratégie de long terme, mais aussi d'objectifs de développement détaillant toutes les formes de valorisation propres au biogaz : électricité, réseaux de chaleur, usage direct de la chaleur, injection du biométhane.

La filière nécessite aussi un soutien financier affirmé aux porteurs de projets en leur donnant de la visibilité sur les montants de subventions allouables et en sécurisant l'accompagnement par les établissements financiers.

Enfin, il est aujourd'hui indispensable de développer un savoir-faire français en soutenant la recherche et développement.

Un tarif d'achat de l'énergie couvrant les coûts de production



Les propositions tarifaires présentent une nouvelle vision des tarifs d'achat de l'électricité et du biométhane : l'augmentation de la taille de l'installation n'entraîne plus de dégressivité du tarif sauf pour les petites installations.

Ce changement devrait s'accompagner d'un allongement de la durée des contrats à 20 ans conformément aux recommandations de la CRE et de la filière.

En outre, l'adaptation des primes est souhaitée : extension de la définition de la prime effluents d'élevage dans les tarifs cogénération, élargissement de l'assiette de la prime à l'efficacité énergétique pour inclure le remplacement du chauffage électrique et la transformation des intrants et autoriser la création de débouchés thermiques après la mise en service de l'installation.

Un cadre juridique plus simple et plus efficace

De façon générale, la méthanisation jouit d'un cadre réglementaire lisible. Des ajustements peuvent néanmoins être réalisés afin de simplifier la tâche des porteurs de projets en harmonisant l'application de la réglementation, en réduisant la complexité des démarches et en poursuivant dans une logique de guichet unique, à la fois pour les questions administratives, financières mais aussi pour le raccordement des installations.

Enfin, la question de la valorisation locale de la matière organique est un élément clé pour faire entrer la production de biogaz dans une logique d'économie circulaire. Pour cela, il est possible d'orienter les matières organiques vers des installations locales de valorisation, d'adapter les règles d'épandage aux installations collectives ou encore de favoriser la recherche sur la fertilisation innovante.

Un plan ambitieux de développement du bioGNV

Les avantages écologiques de la valorisation en carburant du biométhane (bioGNV) sont connus. Néanmoins la généralisation de ce combustible est limitée par le faible nombre de stations de ravitaillement et par la méconnaissance du grand public de cette alternative aux carburants fossiles.

Pour permettre le déploiement d'une filière bioGNV et GNV, il appartient aux pouvoirs publics de s'engager de façon pérenne auprès des acteurs et de concrétiser ce soutien par des aides à l'innovation, par un traitement comparable à celui fait aux véhicules électriques ou encore par un comportement exemplaire des acteurs publics dans leurs achats de véhicules.



PROPOSITIONS POUR LE BIOGAZ ET LE BIOGNV

Le Club Biogaz formule dans ce Livre Blanc 50 propositions dont le contenu dessine le cadre souhaité par la filière pour le biogaz et le bioGNV.

Ces propositions se déclinent de la façon suivante :

- 9 propositions stratégiques
- 9 propositions tarifaires
- 15 propositions réglementaires
- 17 propositions pour le bioGNV.

Les propositions stratégiques

S'engager dans un développement de long terme du biogaz

- 1 - Créer un comité national de pilotage pour la filière biogaz
- 2 - Fixer des objectifs ambitieux dans les prochaines PPI
- 3 - Assurer la visibilité du biogaz parmi les énergies renouvelables

Soutenir le développement de nouveaux projets

- 4 - Renforcer et donner de la visibilité aux dispositifs de soutien de l'ADEME
- 5 - Sécuriser l'accès à l'emprunt bancaire
- 6 - Tenir compte des spécificités des installations dans la fixation des impôts et taxes

Encourager le développement d'un savoir-faire

- 7 - Subventionner la R&D
- 8 - Améliorer l'offre de formation sur la thématique du biogaz
- 9 - Recourir aux compétences locales

S'engager dans un développement de long terme du biogaz

1. Créer un comité national de pilotage pour la filière biogaz

Constat : le biogaz touche à des domaines très divers : gestion des risques, équilibre des réseaux électriques, fiscalité des biocarburants, épandage des fertilisants... Plusieurs ministères sont donc impliqués dans les dossiers relatifs à cette filière. Cette répartition des compétences segmente les décisions et constitue un frein à la mise en œuvre d'une stratégie de développement pour la filière.

Proposition : créer un comité national associant les ministères, les professionnels et les élus des collectivités territoriales. Ce comité serait chargé de définir une stratégie de long terme, afin de développer de façon cohérente et équilibrée la filière biogaz.

Sur le modèle du groupe de technique « injection biométhane », ce comité se réunira une à deux fois par an pour définir les orientations stratégiques pour la filière et veiller à la mise en œuvre des modifications souhaitées.

2. Fixer des objectifs ambitieux dans les prochaines PPI

Constat : la planification de la production électrique et gazière se traduit dans les documents de planification des investissements : Programmations Pluriannuelles des Investissements (PPI) (pour la chaleur et pour l'électricité), Plan indicatif Pluriannuel des investissements pour le gaz).

La France s'est fixée comme objectif à l'horizon 2020 de disposer d'un parc de 625 MW électriques à partir du biogaz, et de produire 6,4 TWh de chaleur et de biométhane. Ces objectifs n'ont pas été subdivisés entre les différentes filières biogaz, sachant que la cogénération, qui est la voie usuelle de valorisation du biogaz, produit à la fois de l'électricité et de la chaleur.

Proposition : distinguer dans les prochains objectifs inscrits dans les PPI, les différentes valorisations du biogaz : électricité, réseaux de chaleur, usage direct de la chaleur, injection du biométhane, utilisation carburant.

> Se baser sur les estimations du gisement et sur les scénarios 2030-2050 réalisés par l'ADEME, (voir figure 8), et les adapter pour tenir compte des hypothèses méthodologiques différentes des conditions actuelles et du caractère prospectif de ces études.

> Intégrer un objectif ambitieux pour le biométhane carburant.

	2030	2050
Electricité	0,7 Mtep	/
Réseaux de chaleur	0,4 Mtep	0,4 Mtep
Injection biométhane	3,7 Mtep	5 Mtep
Usage direct	1,2 Mtep	1,4 Mtep
Total	6 Mtep	9 Mtep

Figure 8: Evaluation prospective de la production d'énergie à partir de biogaz en France. *Source : Contribution de l'ADEME à l'élaboration de visions énergétiques 2030-2050¹³*

¹³ Contribution de l'ADEME à l'élaboration de visions énergétiques 2030-2050, ADEME, 2012

L'objectif 2020 devra être établi de manière à ce que l'impulsion donnée permette d'atteindre l'objectif 2030.

3. Assurer la visibilité du biogaz parmi les énergies renouvelables

Constat : la production électrique issue de sources renouvelables est le plus souvent comptabilisée en mégawatts installés. Cela permet une comparaison rapide entre les différentes filières renouvelables. Malheureusement, cette unité ne traduit pas la production effective puisqu'elle ne tient pas compte de la durée de fonctionnement des installations ni de la production d'énergie primaire, sous forme de chaleur par exemple. Ce qui conduit à sous-estimer la place du biogaz.

Proposition : utiliser systématiquement le MWh primaire par an dans les documents administratifs et lors des actions de communication, afin de tenir compte de la pluralité des formes d'énergies générées par le biogaz et aussi de la continuité de cette production sur l'année.

Soutenir le développement de nouveaux projets

4. Renforcer et donner de la visibilité aux dispositifs de soutien de l'ADEME

Constat : le soutien public au financement de la production de biogaz cumule tarifs d'achat et subventions. Celles-ci complètent les tarifs d'achat en fonction des particularités locales de chaque installation. Le « fonds déchets » et le « fonds chaleur » de l'ADEME sont les principales sources d'aides publiques pour le montage d'installations de méthanisation.

Proposition : pérenniser le dispositif de soutien décentralisé géré par l'ADEME en tenant compte de l'évolution de la filière.

> Doubler la dotation du « fonds chaleur » dont relèvent les projets en injection biométhane d'ici 2020 et augmenter les moyens financiers affectés au « fonds déchets » pour faire face à l'augmentation du nombre de dossiers.

Constat : l'octroi des subventions conditionne totalement la réalisation d'un projet puisqu'elles influent sur la demande de financement bancaire, sur le lancement des démarches administratives, etc.

Proposition : indiquer le potentiel de subventions allouables au projet, dans un temps très court, et uniquement par le biais de l'étude de faisabilité.

5. Sécuriser l'accès à l'emprunt bancaire

Constat : le développement de la méthanisation demande des investissements importants. Aujourd'hui, le manque de retours d'expériences et l'absence de valeur reconnue pour les actifs financés compliquent la recherche de financement par les porteurs de projets. De plus, les banques ne disposent pas nécessairement des compétences techniques internes pour traiter des dossiers aussi complexes que ceux relatifs à la méthanisation.

Proposition :

> Inclure les dépenses liées à la recherche de financement dans l'assiette couverte par les subventions publiques, au même titre que le financement des études de faisabilité, pour lever des fonds privés à coût avantageux.

> Créer un fonds de garantie dédié à la filière chez Bpifrance afin de constituer une caution pour un produit de ligne de crédit par signature (garantie d'achèvement, de bonne fin, de restitution d'acompte...) au profit des projets d'unités de méthanisation territoriales.

> Encourager la mise en place de pools bancaires régionaux afin de dégager des sommes importantes en répartissant le risque financier.

Les remarques de l'Association des Agriculteurs Méthaniseurs de France (AAMF) et de l'Assemblée Permanente des Chambres d'Agriculture à ce sujet sont en [annexe 3](#).

6. Tenir compte des spécificités des installations dans la fixation des impôts et taxes

Constat : la loi de finances pour 2014 a entériné la création d'une « taxe carbone » pour intégrer le coût des émissions de GES (gaz à effet de serre) provenant de la combustion des produits énergétiques. A ce titre, il a été décidé de taxer le biométhane et le bioGNV, jusqu'alors exonérés. Pourtant, la combustion du biométhane génère du dioxyde de carbone issu de la biomasse et non d'origine fossile. Cette combustion ne contribue donc pas au réchauffement climatique.

Proposition : sortir le biométhane et le bioGNV de la « taxation carbone » en vertu de leur contribution à la lutte contre le réchauffement climatique en amendant les [articles 265 \(rubrique 2711-29\)](#) et [266 quinquies du code des douanes](#).

Constat : pour remplir les conditions fixées à l'article L.311-1 du code rural et pouvoir bénéficier de certaines exonérations fiscales (taxe foncière et CFE), la production de biogaz doit aujourd'hui être issue pour au moins 50% de matières agricoles provenant des exploitations parties prenantes au projet (directement ou via une participation au capital d'une société).

Propositions : afin de pouvoir capter un gisement plus important, il devrait être possible de comptabiliser dans ces 50%, toute matière agricole, que son producteur participe ou non au projet de méthanisation.

Les remarques d'AMORCE et les propositions fiscales de l'APCA et d'AAMF sont en [annexe 3](#).

Encourager le développement d'un savoir-faire

7. Subventionner la R&D

Constat : la méthanisation agricole et territoriale est une technologie relativement récente et les marges de progression doivent être exploitées pour maximiser l'efficacité des installations. Les travaux de recherche et d'innovation pourraient s'intéresser à des solutions de pilotage des installations, à l'optimisation des rendements des digesteurs, l'utilisation d'autres ressources renouvelables : coproduits forestiers, industriels et agricoles, micro-algues, etc. Actuellement, le soutien public à l'innovation passe par des appels à projets de l'ADEME, de l'Agence Nationale de la Recherche ou encore du CASDAR.

Proposition : renforcer le soutien public à l'innovation en méthanisation par la reconduction ou le lancement de nouveaux appels à projets, par exemple dans le cadre des Instituts pour la transition énergétique ou des appels à projets éco-industries, en lien avec les besoins identifiés sur le terrain.

8. Améliorer l'offre de formation sur la thématique du biogaz

Constat : l'atteinte des objectifs nationaux de production d'énergie renouvelable implique de disposer d'une main d'œuvre compétente et opérationnelle.

Proposition : compléter l'offre de formations continues qui se met progressivement en place et créer un cursus de formation initiale spécifique à la méthanisation en France.

9. Recourir aux compétences locales

Constat : les entreprises françaises rencontrent des difficultés à se positionner sur les appels d'offres car elles ne sont présentes que sur certaines catégories d'équipements.

Proposition : séparer dans les cahiers des charges d'appels d'offres, les lots « équipements » et « construction » pour permettre de valoriser les segments sur lesquels les industriels français procurent une valeur ajoutée importante.

Les propositions tarifaires

Cette partie énumère **par ordre de priorité** différents leviers financiers pouvant être mis en œuvre pour soutenir les installations de production de biogaz. Les différentes propositions sont liées les unes aux autres, notamment pour le maintien de l'équilibre économique entre la valorisation électricité et la valorisation biométhane.

Consolider les tarifs d'achat

- 10 - Maintenir le dispositif « tarif + subventions »
- 11 - Restructurer les tarifs en supprimant le critère de taille des installations de méthanisation hormis pour les petits sites
- 12 - Augmenter la prime aux effluents d'élevage et l'étendre à d'autres matières agricoles en excluant les cultures énergétiques dédiées
- 13 - Elargir l'assiette de la prime à l'efficacité énergétique
- 14 - Allonger la durée des contrats
- 15 - Créer un mécanisme de soutien à la valorisation du biogaz pour des usages thermiques directs

Rendre les tarifs plus flexibles

- 16 - Actualiser les tarifs pour les installations anciennes, rénovées ou agrandies
- 17 - Elargir la production et les usages du biométhane
- 18 - Examiner la possibilité de faire varier temporellement les tarifs

Les propositions faites dans le paragraphe suivant se fondent sur l'hypothèse de la poursuite des tarifs d'achat dans les prochaines années.

Pour le cas où un mécanisme de primes serait mis en place pour les installations de plus de 500kW conformément aux lignes directrices de l'Union Européenne en matière d'aides d'Etat, les résultats de l'étude sur la rentabilité des installations de méthanisation pourront servir de base de travail et être adaptés pour déterminer le montant de la prime.

Pour les installations de plus de 1MWe, le mécanisme d'appels d'offres n'est aucunement adapté. Les installations d'une telle taille regroupent un nombre très importants d'acteurs divers : exploitants agricoles, industriels, collectivités territoriales, etc. Sur le projet TIPER, ce sont plus de 80 agriculteurs qui ont été fédérés. L'absence de visibilité et de certitudes inhérentes au mécanisme d'appels d'offres rendra impossible le rassemblement de tant d'acteurs autour d'un projet collectif.

Consolider les tarifs d'achat

10. Maintenir le dispositif « tarif + subventions »

Constat : contrairement à ce qui existe dans les filières photovoltaïque et éolienne, le tarif d'achat de l'électricité issue du biogaz ne suffit pas à assurer à lui seul la rentabilité des projets. Il doit être complété par des subventions qui corrigent les disparités régionales notamment liées à la taille des projets ou à leurs rayons d'approvisionnement en matières premières.

Ce système combine donc des aides publiques à l'investissement et un système de tarifs d'achat pour l'électricité cogénérée avec de la chaleur, ou pour le biométhane injecté.

L'étude sur la rentabilité¹⁴ des installations de méthanisation montre une forte dispersion des conditions de rentabilité. Il apparaît donc difficile de concevoir un système tarifaire permettant d'offrir une rentabilité suffisante aux projets sans créer par ailleurs des effets d'aubaine.

Proposition : maintenir un dispositif de subventions en complément du système tarifaire. Il est d'ailleurs souhaité par les pouvoirs publics afin de garder une certaine maîtrise du développement de la filière, et d'éviter les risques potentiels de dérives.

11. Restructurer les tarifs en supprimant le critère de taille des installations de méthanisation hormis pour les petits sites

Constat : actuellement, plus la capacité de production d'énergie de l'installation est importante, moins le tarif d'achat est élevé afin de compenser les économies d'échelle dont pourraient bénéficier les grandes installations. Or, la dernière étude du Club Biogaz - ATEE met en évidence que les coûts logistiques - qui augmentent avec la taille de l'installation - neutralisent l'effet d'échelle au-delà de 300 kWe (hors cas particuliers de la méthanisation sur site des boues de stations d'épuration et des ISDND). Les installations territoriales sont aujourd'hui handicapées par la dégressivité de la grille tarifaire.

Proposition :

> **pour la cogénération** (voir propositions tarifaires à la figure 9) :

- revoir la dégressivité liée à la taille pour les installations de plus de 300kWe ;
- créer un tarif pour les installations de moins de 80 kWe à hauteur de 18 c€/kWh;
- supprimer la dégressivité de la prime aux effluents d'élevage ;

> **pour l'injection** : les demandes seront probablement les mêmes, tant sur le tarif de base que sur la prime agricole mais un travail entre les professionnels et les pouvoirs publics sera nécessaire afin de proposer une grille tarifaire plus adaptée.

¹⁴ Prospective des conditions de rentabilité des installations de méthanisation agricole. Club Biogaz - ATEE, à paraître

12. Augmenter la prime aux effluents d'élevage et l'étendre à d'autres matières en excluant les cultures énergétiques dédiées

Constat : la prime liée aux substrats dans le tarif d'achat du biométhane injecté vaut pour les produits issus de cultures intercalaires à vocation énergétique et les déchets ou résidus provenant de l'agriculture, de la sylviculture et des autres agro-industries. En revanche, cette prime dans la grille cogénération soutient uniquement le traitement des effluents d'élevage.

Propositions :

- > augmenter le montant de la prime aux effluents d'élevage. Une augmentation importante de cette prime permettrait un développement de la méthanisation basée sur les gisements d'effluents et de déchets agricoles, qui sont les plus importants en France. Une telle augmentation est aussi à envisager en injection dans le cadre d'un travail entre pouvoirs publics et professionnels.
- > étendre les matières éligibles à la prime à d'autres matières agricoles en excluant les cultures énergétiques dédiées.

Conséquences :

- > stabilisation de l'économie des projets qui reposeront de plus en plus sur des effluents moins méthanogènes et des matières agricoles dont la culture et la collecte génèrent des frais supplémentaires ;
- > suppression d'une différence entre les deux tarifs qui ne se justifie pas techniquement ;
- > développement de bonnes pratiques agronomiques et insertion de la méthanisation dans les systèmes agricoles ;
- > réduction des phénomènes de concurrence sur les gisements de déchets agro-alimentaires liés à une redevance (les matières agricoles représentent des volumes dix fois supérieurs à ces substrats). En effet, la redevance de traitement de déchets peut être problématique car elle joue un rôle significatif dans l'économie des projets, ce qui crée une forte compétition entre les projets ;
- > moindre dépendance des projets agricoles à des ressources dont la disponibilité et le coût restent volatils.

13. Elargir l'assiette de la prime à l'efficacité énergétique

Constat : la prime à l'efficacité énergétique récompense les utilisations pertinentes de la chaleur issue de la cogénération. Cependant, le remplacement du chauffage électrique par la chaleur issue du biogaz ne permet pas de bénéficier de cette prime. Cela aboutit au maintien d'une utilisation non spécifique de l'électricité et n'engendre aucune amélioration énergétique des sites. Cette mesure serait financièrement tenable selon AILE (association locale de l'énergie en Bretagne et Pays de Loire) qui chiffre son coût à 0,7% de la CSPE à horizon 2020.

De même, le prétraitement des matières entrantes par hygiénisation ou stérilisation ne fait pas partie de l'assiette de cette prime. Pourtant, si la société de méthanisation vendait de la chaleur à une entreprise d'hygiénisation indépendante du site de méthanisation, cette chaleur serait vraisemblablement comptée dans l'efficacité énergétique.

Proposition : inclure dans l'assiette de la prime à l'efficacité énergétique le remplacement du chauffage électrique par la chaleur issue du biogaz, ainsi que les prétraitements des substrats.

Conséquences :

- > Incitation à la valorisation par méthanisation des sous-produits animaux qui nécessitent un prétraitement, au lieu de les détruire en cimenterie ou par incinération.
- > Allègement de la charge financière des exploitants qui traitent des sous-produits animaux alors que les obligations réglementaires en termes sanitaires ne cessent de s'alourdir.

Constat : la prime rémunère l'utilisation de la chaleur soit lorsqu'elle vient en substitution à une énergie fossile, soit lorsqu'elle alimente une activité qui a été créée en même temps que l'installation. Les

débouchés chaleur mis en service ensuite ne peuvent pas donner lieu à une révision future de la prime. Ainsi, quand bien même un débouché énergétique existe, il n'est pas pris en compte dans le calcul de la prime à l'efficacité énergétique s'il a été créé après la mise en service de l'installation. D'où des pertes de valorisations de la chaleur, et un étalement impossible des investissements.

Proposition : autoriser la création de débouchés thermiques après la mise en service de l'installation et permettre une évolution de la prime dans ce sens.

Constat : l'étude du Club Biogaz - ATEE sur la rentabilité des installations de méthanisation démontre qu'une revalorisation de la prime « efficacité énergétique » est également nécessaire à l'équilibre économique des projets.

Proposition : porter à 50 €/MWh la prime à l'efficacité énergétique dans le tarif cogénération au lieu de 40 actuellement (pour $V > 70\%$)¹⁵.

Tarif de base Méthanisation	
Puissance maximale installée	Tarif de base (c€/kWh)
≤ 80 kW	18
= 150 kW	16
= 300 kW	12,9
= 500 kW	12,5
$\geq 1\ 000$ kW	12

Prime agricole (c€/kWh)	
Pour toute Pmax	Pr max
	5

+

Selon:

+

Ef (% masse)	Valeur de Pr
$\leq 20\ %$	0
$\geq 60\ %$	Pr max

Valeur de l'efficacité énergétique V	Prime efficacité (c€/kWh)
$V \leq 35\ %$	0
$35\ % < V < 70\ %$	Interpolation linéaire
$V \geq 70\ %$	5

Avec,
hygiénisation,
remplacement
chauffage
électrique

Figure 9: Proposition de grille tarifaire (cogénération) pour les installations de méthanisation rurale

Cette proposition tarifaire est issue de l'étude du Club Biogaz - ATEE 2014 « Prospective des conditions de rentabilité des installations de méthanisation agricole » et d'échanges avec les professionnels.

Ces propositions de tarifs d'achat ne valent pas pour la méthanisation sur site de boues d'épuration ni pour le biogaz d'ISDND. Il faudra donc veiller à réaliser une analyse de la grille tarifaire pour ces autres filières, en lien avec les professionnels. Le Synteau dispose d'une proposition de grille tarifaire sur l'injection de biométhane issu de boues de stations d'épuration qui pourra être exploitée dans le cadre de travaux ultérieurs.

Les remarques d'AAMF, de l'APCA et de Metheor sur les propositions tarifaires sont à retrouver en [annexe 3](#).

¹⁵ Voir la définition de V dans l'arrêté tarifaire du 19 mai 2011.

14. Allonger la durée des contrats

Constat : la durée des contrats d'achat de l'énergie est actuellement de 15 ans, en vertu de [l'article 5 de l'arrêté du 19 mai 2011](#) et de [l'article 4 du décret du 21 novembre 2011](#).

Proposition : porter cette durée à 20 ans, conformément [aux recommandations de la Commission de régulation de l'énergie](#) et de la filière. Cette augmentation permettrait une baisse des coûts en donnant plus de visibilité à des projets construits pour durer, compte tenu du poids du génie civil dans les investissements.

15. Créer un mécanisme de soutien à la valorisation du biogaz pour des usages thermiques directs

Constat : l'énergie finale - électricité, biométhane - fait l'objet d'un soutien tarifaire tandis que l'énergie primaire - biogaz - ne peut en bénéficier. La valorisation en chaudière est pourtant une solution intéressante lorsque l'injection ou la cogénération s'avèrent trop lourdes techniquement et économiquement et qu'il existe un débouché chaleur à proximité (site industriel voisin par exemple). D'autant que la conversion du biogaz en chaudière peut se prévaloir d'un très haut rendement énergétique (95%). Cette solution ne peut être mise en œuvre à l'heure actuelle en raison de la concurrence avec les énergies fossiles.

Proposition : créer un mécanisme de soutien pour la valorisation directe du biogaz en production de chaleur ou de vapeur par combustion.

Rendre les tarifs plus flexibles

Bien qu'ils s'appliquent sur 15 ans, les tarifs d'achat se basent sur la configuration initiale du site et intègrent difficilement les évolutions postérieures. Une première avancée vers une plus grande flexibilité des tarifs a été réalisée avec la parution en février 2013 des arrêtés dits « double valorisation ». Les installations peuvent désormais produire à la fois du biométhane et de l'électricité, s'adaptant ainsi aux capacités d'accueil des réseaux de transport et de distribution de l'énergie. Il faut poursuivre dans ce sens.

16. Actualiser les tarifs pour les installations anciennes, rénovées ou agrandies

Constat : les installations déjà équipées pour la production de biogaz et qui souhaitent le valoriser en électricité ou en biométhane, sont pénalisées par un coefficient S dégressif sur le tarif (l'Etat considère qu'une partie des équipements a déjà été rentabilisée). Cependant, ce coefficient est tel qu'il est plus rentable d'installer une seconde ligne de production neuve au tarif plein plutôt que d'agrandir la première.

Proposition : faire évoluer le coefficient S afin de permettre à des sites existants de réaliser les investissements nécessaires à l'injection de biométhane. Il faudrait également modifier le mécanisme pour la cogénération.

Constat : les sites ayant déjà bénéficié d'un contrat d'achat arrivé à échéance ne peuvent plus prétendre à un nouveau contrat. C'est le cas pour de nombreuses installations de stockage de déchets dont le contrat d'achat s'est achevé en 2011.

Certes, les investissements initiaux sont rentabilisés à l'issue du contrat ; en revanche les coûts liés à l'entretien et à la rénovation des infrastructures ne sont eux pas forcément couverts par le prix d'achat de l'énergie sur le marché non réglementé. D'ailleurs, [l'article 9 ter du décret n°2001-410 du 10 mai 2001](#) indique bien 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 ».

Proposition : rédiger un arrêté ouvrant droit à un tarif d'achat pour les installations rénovées pour ne pas fragiliser le parc de production de biogaz, en particulier les ISDND qui produisent 70% du biogaz en France.

Constat : lorsqu'une installation mise en service avant 2011 s'agrandit, l'ensemble de l'électricité produite est achetée selon la grille des tarifs antérieure à 2011, moins favorable que les plus récentes. Cette situation ne se justifie pas compte tenu de l'évolution du prix des matières et des produits utilisés.

Proposition : permettre aux anciennes installations de bénéficier du tarif le plus récent (2011) pour leurs nouvelles capacités.

Constat : lorsque les tarifs sont réévalués, seules les nouvelles installations peuvent en bénéficier. Les anciennes installations sont pénalisées car elles deviennent moins compétitives, notamment en ce qui concerne l'appropriation en matières.

Proposition : appliquer les nouveaux tarifs à toutes les installations à compter de leur entrée en vigueur et non, uniquement aux nouvelles unités.

17. Elargir la production et les usages du biométhane

Constat : encore peu développée, la production de biométhane est un débouché énergétique avantageux : énergie stockable, transportable dans les réseaux de gaz, utilisation en carburant renouvelable, etc. Elle est une solution complémentaire à la cogénération, ne nécessitant pas de débouché chaleur à proximité.

Elle n'est cependant pas toujours envisageable pour des raisons de localisation des canalisations, de coûts des équipements d'injection ou encore d'absence de débouchés pour le gaz à proximité. Une solution à étudier est d'implanter un point d'injection sur le réseau et de l'alimenter en gaz par camion citerne, par la production d'installations de production de biogaz situées aux alentours. Cela permet de mutualiser les investissements et de se soustraire des contraintes liées aux débouchés pour le gaz.

Proposition : poursuivre la réflexion sur l'injection mutualisée de biométhane en prévoyant des modalités juridiques et tarifaires pour de telles installations.

Constat : les tarifs d'achat biométhane ne valent que pour les quantités injectées dans le réseau. Ainsi, les stations de remplissage en bioGNV lorsqu'elles sont implantées sur le site de production ne bénéficient pas des tarifs d'achat et, pour des raisons juridiques, elles ne peuvent pas non plus prétendre à des garanties d'origine.

Proposition : rendre éligible aux garanties d'origine le biométhane non injecté dans les réseaux et utilisé sur site en carburant. Cela permettrait de valoriser économiquement et aussi en termes d'image de marque l'origine renouvelable de ce bioGNV.

Constat : la possibilité du raccordement indirect pour les sites producteurs d'électricité renouvelable vient d'être récemment autorisée. Sa transposition au cas de l'injection de biométhane consisterait à relier un site producteur avec un gros site consommateur de gaz situé à proximité sans passer par le réseau. Cela réduirait les coûts liés au raccordement et à l'injection. A l'inverse de l'injection d'électricité, le surplus ne pourra cependant pas être injecté dans les réseaux de gaz.

Proposition : autoriser la possibilité d'un raccordement indirect d'un site producteur à un site consommateur sans passer par le réseau, en lui permettant de bénéficier du tarif d'achat et des garanties d'origine.

Les remarques de Metheor sur la valorisation en injection sont en annexe 3.

18.Examiner la possibilité de faire varier temporellement les tarifs

Constat : les arrêtés tarifaires du 19 mai 2011 et du 23 novembre 2011 prévoient la même rémunération quelle que soit la période de l'année. Or, le gisement méthanisable est plus important en hiver qu'en été (effluents d'élevage notamment), cette période correspondant à la plus forte consommation. A moyen terme, une variation saisonnière des tarifs d'achat pourrait offrir la possibilité de faire coïncider l'offre et la demande en énergie.

En outre, la possibilité de méthaniser des quantités plus importantes en hiver réduit les besoins de stockage des effluents.

Proposition : étudier les possibilités techniques et l'intérêt pour l'équilibrage des réseaux de majorer le tarif en hiver et aux heures de pointe.

Les propositions réglementaires

Faciliter la mise en œuvre de la réglementation

- 19 - Réduire les délais d'instruction des dossiers ICPE
- 20 - Expliciter la réglementation ICPE
- 21 - Standardiser et partager les données demandées aux exploitants
- 22 - Assurer la légalité des procédures
- 23 - Amender les textes

Mettre en place les bases d'un guichet unique

- 24 - Créer un modèle unique de dossier de subventions
- 25 - Modifier l'ordre des démarches de raccordement et d'achat d'énergie et encourager le respect des délais de raccordement
- 26 – Obtenir, en amont, un avis de la DD(CS)PP sur l'agrément sanitaire
- 27 - Etendre l'expérimentation sur l'autorisation unique

Tenir compte des interactions avec le droit de l'urbanisme

- 28 – Faciliter l'implantation des projets territoriaux

Favoriser la valorisation locale de la matière organique

- 29 - Orienter les déchets vers des installations de valorisation de la matière organique
- 30 - Imposer un traitement local des déchets organiques
- 31 - Adapter les règles d'épandage aux installations collectives
- 32 - Accélérer la mise sur le marché des digestats
- 33 - Créer un pôle de compétitivité sur la fertilisation innovante

Faciliter la mise en œuvre de la réglementation

Toute installation de méthanisation doit être connue des services préfectoraux du département et, le cas échéant, être autorisée en application de la réglementation dite ICPE ou de la réglementation dite « loi sur l'eau » pour les stations d'épuration urbaines¹⁶. Les démarches pour l'obtention de cette autorisation sont longues et coûteuses : entre 15 000 et 70 000 € pour la réalisation d'un dossier ICPE et 2 ans entre la phase de constitution du dossier et la remise de l'autorisation. Mais ce dossier ICPE n'est que la partie émergée de l'iceberg puisqu'il faut en parallèle obtenir un agrément sanitaire, négocier le raccordement de l'installation aux réseaux de transport d'énergie ou encore signer le contrat d'achat de l'énergie. Des évolutions, dans la droite ligne du choc de simplification, sont fortement souhaitées.

19. Réduire les délais d'instruction des dossiers ICPE

Constats : la constitution des dossiers ICPE est une phase longue du développement des projets quel que soit le régime : déclaration, enregistrement ou autorisation. Entre autres :

> *Cas du dossier d'enregistrement* : paradoxalement les dossiers d'enregistrement sont plus complexes à monter que les dossiers d'autorisation car y sont demandés des éléments très précis. Par exemple, les guides d'aide à la justification de conformité aux prescriptions exigent qu'apparaissent des plans des installations électriques, des plans des détecteurs de fumées, etc. Ainsi, le temps gagné en procédure est perdu dans le montage du dossier.

> *Cas du dossier de déclaration* : les textes prévoient que la procédure de déclaration soit « automatique », seule la complétude du dossier est demandée. Or, l'instruction est parfois longue et les demandes des administrations excessives. En particulier lorsqu'une installation classée autorisation (un élevage par exemple) fait une déclaration pour une nouvelle ICPE, les délais liés à la modification de l'arrêté initial d'autorisation devraient pouvoir être limités.

Les délais des différentes phases pourraient être réduits :

> *Délai de recevabilité* : avant le début de l'instruction du dossier, l'administration vérifie son caractère complet. Cette phase dure au minimum 3 mois (souvent proche de 6 mois) en raison des nombreux allers - retours par courriers interposés.

> *Délai d'instruction* : une fois le dossier complet, l'instruction dure en général un an pour le régime d'autorisation.

> *Signature de l'arrêté* : une fois le dossier instruit, la phase de validation nécessite à nouveau un long laps de temps.

Il a été décidé dans le cadre de l'expérimentation sur l'autorisation unique de réduire ce délai à 10 mois. Différentes mesures ont d'ores et déjà été prises (suppression de la note hygiène et sécurité, simplification du contenu des dossiers, etc.). En vue de respecter cet objectif, les pistes suivantes ont pu être identifiées.

Propositions :

Faciliter les échanges d'informations entre porteurs de projets et administrations

¹⁶ Lorsque des boues de stations d'épuration sont traitées en mélange avec des déchets non dangereux ou avec d'autres boues sur le site de la station d'épuration, l'installation est soumise à la réglementation ICPE et non à la réglementation « loi sur l'eau ».

- > Informer les porteurs de projets du nombre de dossiers à examiner au préalable dans le même département ou la même région ainsi que du délai moyen constaté par dossier dans ce service au cours des douze derniers mois.
- > Présenter le fonctionnement interne de l'administration : rôle des différents services dans l'instruction, chemin suivi par le dossier ICPE/loi sur l'eau, participation des services instructeurs associés, etc. Le porteur de projet pourrait adapter en conséquence l'architecture de son dossier pour le rendre plus facilement exploitable par l'administration.
- > Faire connaître les différentes technologies de production de biogaz auprès des services administratifs décentralisés car avec 300 installations de méthanisation en France, cette technologie reste peu connue. Des outils comme les dispositifs de formation de l'INRA ou de l'INERIS, ou la base documentaire du Club Biogaz pourraient être mis à profit.
- >> L'échange de ces informations pourrait se faire dans le cadre d'une réunion en phase de recevabilité réunissant les différents services instructeurs et l'autorité environnementale. Il s'agirait également de présenter le projet, les principaux enjeux afin de faciliter la compréhension du dossier et de son contexte - expliquer les choix techniques compte tenu des spécificités du projet par exemple - , de faire le point sur les pièces manquantes ou encore de répondre aux questions de l'administration.

Optimiser le traitement de l'information

- > Créer deux guides méthodologiques : l'un pour la réalisation de l'étude d'impact et l'autre pour l'étude de dangers. Ces deux études occasionnent souvent des demandes de compléments car le degré de précision et le périmètre à étudier varient selon les DREAL. Ces demandes de compléments fractionnent le traitement du dossier dans le temps, allongent les délais d'instruction et engendrent des coûts non prévus pour le porteur de projet. Ces guides devraient permettre de cerner précisément le périmètre des études à mener (Quels scénarios faut-il étudier ? Jusqu'où faut-il aller dans la justification des probabilités d'accidents ?, etc.), en particulier pour se prémunir contre d'éventuels recours juridiques. Ces guides auront vocation à être accompagnés d'une liste exhaustive des pièces demandées.
- > Adapter les informations demandées au niveau d'avancement du projet : il est parfois demandé des informations très précises - nom du directeur de production – qui ne sont pas connues au moment de la constitution du dossier ICPE. Faire figurer ces informations dans le rapport annuel plutôt que dans le dossier ICPE semble donc plus pertinent, d'autant que cela permettrait de réduire la quantité d'informations à traiter au moment de l'instruction.
- > Adopter une trame plus standard pour les arrêtés préfectoraux pour accélérer les délais dans la phase de validation et fixer un délai maximum de passage en CODERST (Conseil départemental de l'environnement et des risques sanitaires et technologiques).

Améliorer la coordination entre les services instructeurs :

- > Diffuser un résumé type (et non de l'intégralité du dossier ICPE) aux services instructeurs complémentaires, qui se positionneraient alors sur le seul point spécifique.
- > Obtenir systématiquement un avis de la DDCSPP (direction départementale de la cohésion sociale et de la protection des populations) en amont de la construction de l'installation (voir partie « Mettre en place les bases d'un guichet unique »).

20. Expliciter la réglementation ICPE

Constat : la rubrique ICPE 2781 a été créée en 2009. Ces règles sont donc relativement récentes et compte tenu du faible nombre d'installations en France, les services instructeurs ont encore peu de retours d'expériences. En conséquence, les appréciations sont parfois variables : pour deux dossiers très similaires (mêmes risques, mêmes impacts) déposés dans le même mois dans deux départements voisins, l'administration a demandé dans un cas une page de demande de compléments et dans l'autre cas 12 pages. De même, les porteurs de projets perdent beaucoup de temps à glaner les informations

réglementaires qui leur sont nécessaires. Clarifier et harmoniser l'application des dispositions ICPE au niveau national est donc nécessaire pour lancer la filière.

Proposition : rédiger une note pour détailler l'application de la nomenclature ICPE, en précisant les rubriques à prendre en compte pour les projets de méthanisation (exclusion de la rubrique 2730 et de la 1411...), les critères d'évaluation des projets et la liste des matières acceptées dans la rubrique 2781-1.

21. Standardiser et partager les données demandées aux exploitants

Constat : au cours de l'exploitation, il est demandé à l'exploitant de transmettre régulièrement des informations sur son activité. Entre autres, un rapport annuel sur l'exploitation de l'installation classée en autorisation est envoyé à la DREAL, un rapport d'avancement est communiqué à l'ADEME en tant que financeur, un bilan d'activité est parfois demandé par l'Agence de l'eau, un rapport d'activité est également transmis à la DDPP et un rapport d'activité est envoyé à EDF tous les ans afin de réviser les montants des primes pour l'achat de l'électricité, etc.

Propositions :

- > standardiser les données demandées dans ces différents documents ainsi que les modes de calcul pour alléger les démarches des exploitants.
- > dans l'esprit de la réforme « Dites-le nous une fois », la consolidation au niveau national des informations détenues par les DREAL permettrait une moindre sollicitation des exploitants et pourrait fournir des données agrégées sur la filière.
- > donner la possibilité d'envoyer tous ces bilans à la même date sans être contraint de remettre à jour les mêmes informations tous les trois mois. La date à retenir serait soit le 31 octobre, soit la date de signature du contrat d'obligation d'achat pour que les données correspondent à la date de modification du montant des primes pour l'achat de l'électricité.

22. Assurer la légalité des procédures

Constat : en application de la réglementation ICPE, un recours contentieux peut être intenté contre un arrêté préfectoral ICPE dans l'année suivant sa signature (alors qu'en règle générale, le délai de recours contre les actes administratifs est de 2 mois). La multiplication des procès contre des projets de production d'énergie renouvelable décourage les futurs exploitants.

Propositions :

- > ramener à deux mois le délai de recours contre un arrêté préfectoral ICPE. Cela est actuellement expérimenté dans certaines régions de France dans le cadre de l'autorisation unique. L'élargissement à toutes les régions de France et aux régimes de déclaration et d'autorisation est attendu.
- > ouvrir une nouvelle procédure permettant de saisir le juge administratif afin qu'il statue sur la régularité de la procédure (l'enquête publique par exemple) et puisse, à un stade précoce de celle-ci, prescrire les mesures propres à remédier aux irrégularités constatées. Cette proposition a été formulée dans le cadre des états généraux du droit de l'environnement. Il reste toutefois à trouver un mécanisme pour éviter d'allonger encore la file d'attente dans les tribunaux.

Constat : l'enquête publique est une procédure obligatoire pour les projets en autorisation. Elle a pour double fonction d'informer les habitants du projet à venir sur leur territoire et d'indiquer au porteur de projet et à l'administration les avis des riverains sur ce projet. Cette étape est conduite par un commissaire enquêteur. Néanmoins, le travail de commissaire enquêteur ne constitue pas une profession en soi et la formation suivie ne permet pas toujours une parfaite maîtrise de la réglementation souvent complexe. Aussi, l'enquête publique est aujourd'hui un nid à contentieux.

Proposition : encadrer plus strictement les mémoires remis par les commissaires enquêteurs (manque de conclusions motivées par exemple).

23. Amender les textes

La réglementation ICPE impose des contraintes différentes selon la nature des matières traitées, en distinguant :

- d'une part la matière végétale brute, les effluents d'élevage, les matières stercoraires (intestinales), le lactosérum et les déchets végétaux d'industries agroalimentaires, (rubrique ICPE 2781-1)
- d'autre part les autres déchets non dangereux (rubrique ICPE 2781-2).

En outre, les installations de méthanisation doivent respecter la réglementation sanitaire européenne lorsqu'elles acceptent des matières animales.

Constat : une installation de méthanisation qui traite d'autres matières que celles listées à la rubrique 2781-1 doit respecter les contraintes fixées pour la rubrique 2781-2. Or, le classement à la rubrique 2781-2 entraîne automatiquement l'application du régime d'autorisation.

Aussi, les petites installations agricoles qui souhaitent traiter les résidus des cantines scolaires sont-elles contraintes de monter un dossier d'autorisation, ce qui grève inévitablement leur budget. De même, une station d'épuration qui digère d'autres boues que celles produites sur site ou d'autres matières extérieures est classée à la rubrique 2781-2 et donc soumise à autorisation, quels que soient les volumes en jeu.

Proposition : créer un régime d'enregistrement et/ou de déclaration à la rubrique 2781-2 ou élargir la liste de matières admises dans la rubrique ICPE 2781-1 (par exemple aux déchets de cuisine et de table ou aux huiles alimentaires usagées) en limitant les quantités et en tenant compte des risques afin de proportionner les prescriptions à la taille des installations.

Dans les deux cas, une modification des annexes de [l'article R.511-9 du code de l'environnement](#) est nécessaire.

Constat : les premières installations de méthanisation mises en service à partir de 2006 bénéficient aujourd'hui d'un retour d'expérience non négligeable sur la réglementation ICPE. Une évaluation de l'adéquation des mesures avec les objectifs en matière de protection de l'environnement et des personnes devrait être mise en place pour tirer parti de ces enseignements, notamment pour les plus petites installations soumises à déclaration.

Proposition : mettre en place une réflexion pour identifier les points d'amélioration de l'arrêté déclaration à partir des retours d'expériences des sites existants.

Constat : deux règlements européens encadrent l'utilisation de sous-produits animaux en méthanisation. Une interprétation stricte de ces textes interdit le rejet des digestats liquides en station d'épuration des eaux usées, même lorsque des traitements extrêmement poussés sont mis en place. Et ce, alors même que les eaux de lavage de quais ou de camions d'abattoirs peuvent être traitées en station d'épuration.

Proposition : œuvrer au niveau européen pour que l'envoi de digestats liquides ayant fait l'objet de post-traitements poussés et ne présentant plus de valeur fertilisante puissent être envoyés en station d'épuration.

Mettre en place les bases d'un guichet unique

Le nombre des acteurs qui interviennent dans la validation d'un dossier de méthanisation est considérable. Aussi, nous soutenons l'idée d'un guichet unique qui centraliserait l'ensemble des démarches administratives (dossier ICPE, agrément sanitaire, CODOA, permis de construire, etc.). Même si la répartition des compétences et de l'expertise entre les diverses instances complique la mise en œuvre d'un tel système, différentes pistes d'amélioration peuvent être envisagées. Le Club Biogaz

suit attentivement les évolutions réglementaires en cours, en particulier la création d'une autorisation unique qui constitue une avancée importante dans le sens des propositions présentées ci-dessous.

24. Créer un modèle unique de dossier de subventions

Constat : le contenu des dossiers de subventions diverge, non seulement selon les institutions mais aussi selon les régions.

Proposition : créer un modèle unique de dossier de subvention utilisé par l'ensemble des financeurs (exemple dossier de demande de subventions ADEME). Des modifications à la marge pourraient être introduites selon les spécificités et les choix politiques régionaux.

> Prévoir une instruction commune des dossiers entre ADEME régionale et Région. Quand ce n'est pas le cas, mettre en place une instruction simultanée.

> Nommer un interlocuteur décisionnaire unique pour ne pas allonger les démarches et donner de la visibilité.

> Limiter la précision des informations demandées à ce qui est strictement nécessaire à l'instruction du dossier. Aujourd'hui, certains dossiers de subventions sont d'une telle complexité que le porteur de projet n'est souvent pas en mesure de les monter seul et doit faire appel à un bureau d'études.

25. Modifier l'ordre des démarches de raccordement et d'achat de l'électricité et encourager le respect des délais de raccordement

Constat : les démarches pour le raccordement d'une installation de production de biogaz aux réseaux électriques doivent se faire conjointement avec d'autres démarches : identification ADEME, demande de CODOA, signature du contrat d'achat, etc. L'ensemble est encadré dans des délais stricts, dont le non-respect aboutit à des situations de blocage.

Propositions : pour éviter de bloquer des projets pour des raisons purement formelles et pour accélérer les démarches pour l'injection d'électricité dans le réseau, il serait possible de modifier l'ordre des démarches, conformément aux propositions faites par EDF:

1) le porteur de projet s'enregistre auprès de l'ADEME qui transmet directement le récépissé d'enregistrement à la DREAL et à EDF OA. Ce récépissé a alors valeur de demande de contrat d'achat et de demande de CODOA, ce qui épargne des démarches au producteur ;

2) la durée de validité du récépissé est étendue de 3 mois à 1 an ce qui laisse le temps au porteur de projet d'obtenir confirmation de sa demande complète de raccordement et évite les situations de blocage ;

3) à terme, les démarches avec ErDF pourraient également être intégrées.

Constat : une consultation publique menée par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) en 2012 a mis en évidence « des attentes importantes de la part des producteurs, concernant, notamment, l'obligation de résultat des gestionnaires de réseaux sur le respect des délais d'étude et de réalisation des travaux de raccordement ». Il apparaît, à l'heure actuelle, que les pénalités en cas de retard ne sont pas suffisamment dissuasives (100€ pour les raccordements en BT>36kVA, 1000€ pour les raccordements en HTA).

Proposition : prévoir de rendre ces pénalités réellement incitatives, dans la prochaine délibération de la CRE sur les tarifs d'utilisation du réseau public d'électricité, avec un montant pouvant venir compenser le manque à gagner des producteurs.

26. Obtenir, en amont, un avis de la DD(CS)PP sur l'agrément sanitaire

Constat : les exigences du droit européen en matière sanitaire restent peu connues des porteurs de projets et particulièrement complexes à décrypter. C'est pourquoi l'avis de la DD(CS)PP en amont de la construction de l'installation est indispensable pour s'assurer que les équipements prévus et la

conception du site répondent aux exigences sanitaires. Sans cela, un site construit ne pourra pas être mis en service !

Propositions :

- > pour les dossiers non-agricoles, prévoir une pré-instruction commune entre DREAL et DD(CS)PP car 90% du dossier d'agrément sanitaire provient d'extraits du dossier ICPE. La DD(CS)PP pourra alors donner un avis sur la conformité de l'installation aux exigences de la réglementation européenne;
- > pour les dossiers agricoles, confier à une seule personne de la DD(CS)PP l'instruction du dossier ICPE et de l'agrément sanitaire, compte tenu de leurs similitudes.

27. Etendre l'expérimentation sur l'autorisation unique

Constat : l'autorisation unique regroupant deux à quatre procédures administratives selon les cas répond au besoin de simplification des démarches exprimé par les porteurs de projets. Elle est expérimentée dans sept régions de France.

Proposition : à l'issue de l'expérimentation, voire après évaluation à mi-parcours s'il y a suffisamment de retours d'expériences, étendre à l'ensemble du territoire français les mesures qui se seront révélées concluantes.

Tenir compte des interactions avec le droit de l'urbanisme

28. Faciliter l'implantation des projets territoriaux

Constat : la situation géographique d'une installation est particulièrement importante car elle conditionne la distance avec le gisement organique, avec les débouchés énergétiques et avec les habitations. Le choix de l'emplacement est cependant contraint par le droit de l'urbanisme qui n'autorise dans les zones agricoles que les installations et constructions nécessaires aux exploitations agricoles. Cependant, le code de l'urbanisme autorise au sein des zones agricoles dans les plans locaux d'urbanisme (PLU) la délimitation de secteurs de taille limitée dans lesquels peuvent être autorisées des constructions, potentiellement susceptibles d'être à vocation industrielle ou énergétique. Cette délimitation doit s'accompagner d'un règlement adapté qui précise les conditions de hauteur, d'implantation et de densité des constructions, dans le respect de l'environnement et du caractère agricole de la zone. La loi ALUR du 24 mars 2014 préserve cette possibilité de délimitation mais a prévu cependant que ces secteurs soient délimités après avis de la Commission Départementale de la Consommation des Espaces Agricoles (CDCEA). Par ailleurs et pour les communes non dotées d'un document d'urbanisme, la CDCEA devra donner un avis sur tout projet de construction envisagée dans la zone non bâtie. Au-delà de leur rôle consultatif, les CDCEA sont bien des instances de concertation, regroupant notamment des représentants des collectivités, des organisations agricoles et des associations de protection de l'environnement, et donc susceptibles de faciliter l'intégration des projets de méthanisation dans les territoires.

Propositions :

- > sensibiliser les collectivités et les CDCEA sur les intérêts et les bonnes pratiques de projets de méthanisation. Cette action leur permettrait de construire des avis éclairés sur les conditions d'implantation des projets de méthanisation dans les politiques d'aménagement des territoires.
- > renforcer les missions des CDCEA dans l'information, la concertation et l'avis aux collectivités pour la prise en compte des activités de méthanisation dans la planification urbaine, en lien avec les enjeux de transition énergétique, d'économie circulaire et de développement local.

Favoriser la valorisation locale de la matière organique

A l'issue du procédé de méthanisation, la matière organique valorisable est contenue dans les digestats. Certaines contraintes rendent difficile son utilisation. La valorisation de la matière organique doit aussi être envisagée de façon plus globale en l'intégrant aux systèmes de production agricole et en consolidant les différentes sources d'approvisionnement.

29. Orienter les déchets vers des installations de valorisation de la matière organique

Constat : il est de la compétence des départements de rédiger des documents de planification de la gestion des déchets non dangereux¹⁷. Ces plans prévoient les installations à construire pour gérer les déchets produits sur le territoire ; ils ont une valeur juridique contraignante en vertu de [l'article L.541-15 du code de l'environnement](#). Les décisions des personnes morales de droit public doivent donc respecter leurs dispositions.

Proposition :

> rédiger les plans de gestion des déchets non dangereux pour orienter les déchets organiques détenus par les personnes publiques vers des installations de méthanisation (partie fermentescible des déchets ménagers triés à la source, tontes, déchets de cantines scolaires, etc.).
> Créer un guide de rédaction et de mise en application de ces plans en vue de favoriser l'orientation de ces déchets vers des installations de méthanisation.

30. Imposer un traitement local des déchets organiques

Constat : aujourd'hui, des volumes importants de déchets organiques sont exportés et valorisés hors des frontières, dans des pays où le soutien financier à la méthanisation est plus marqué, ce qui est contraire au principe de traitement local des déchets¹⁸ et à une logique environnementale.

Proposition : œuvrer au niveau européen pour que le principe de valorisation locale des déchets (autres que les déchets municipaux) soit reconnu dans les textes réglementaires. Cela rendrait possible la fixation d'un rayon maximal de valorisation des biodéchets par les gros producteurs.

31. Adapter les règles d'épandage aux installations collectives

Constat : les installations de méthanisation collectives peuvent réunir plus de 50 agriculteurs. La composition de ce groupe évolue nécessairement dans le temps. Malheureusement ces changements sont difficilement compatibles avec les règles d'épandage issues du droit des ICPE. En effet, il est demandé de déposer un nouveau dossier d'autorisation / enregistrement en cas d'ajout ou de retrait de parcelles du périmètre du plan d'épandage ou en cas de modification de la composition du digestat. Ce dispositif réglementaire a d'ailleurs fait l'objet de critiques dans un récent rapport gouvernemental¹⁹.

Proposition : tolérer des variations de composition du digestat (N, P, K) et des évolutions dans les parcelles constituant le plan d'épandage, afin de faciliter le montage d'installations collectives et territoriale.

Constat : une installation de méthanisation collective en 2781-1 regroupant un grand nombre d'exploitations agricoles soumises à déclaration au titre de leur élevage, sera quant à elle, soumise à autorisation. En conséquence, le plan d'épandage de l'installation territoriale sera régi par les règles de l'autorisation. Ainsi, si un agriculteur prend part à cette unité collective, il lui faudra respecter les prescriptions imposées par l'autorisation lors de l'épandage même si la part d'effluents qu'il apporte (et donc la part de digestat qu'il récupère) est très faible. Cet état de fait décourage grandement les agriculteurs à se réunir.

Proposition : pour mieux proportionner les prescriptions d'épandage aux quantités épandues par chaque agriculteur, il pourrait être envisagé d'appliquer :

¹⁷ Plan départemental de prévention et de gestion des déchets non dangereux, anciennement PDEDMA (plan départementaux d'élimination des déchets ménagers et assimilés)

¹⁸ Voir l'article L.541-1 du code de l'environnement qui instaure la nécessité « *d'organiser le transport des déchets et de le limiter en distance et en volume* » comme principe fondateur de la gestion des déchets.

¹⁹ Plan d'action relatif à une meilleure utilisation de l'azote en agriculture. Fiche 3. Lever les freins réglementaires à l'utilisation d'azote organique. Conseil général de l'environnement et du développement durable et Conseil général de l'alimentation, de l'agriculture et des espaces ruraux. Juin 2013

- les prescriptions d'épandage de digestat prévu pour la 2781-1 déclaration aux parcelles d'un agriculteur fournissant moins de 30 tonnes par jour de matières entrantes à l'installation collective,
- les prescriptions de la 2781-1 enregistrement aux parcelles d'un agriculteur fournissant entre 30 et 50 tonnes par jour de matières entrantes et
- les prescriptions de la 2781-1 autorisation aux parcelles d'un agriculteur fournissant plus de 50 tonnes par jour à l'installation collective.

Toutes les parcelles concernées par ces différentes prescriptions seraient référencées dans un plan d'épandage unique.

32. Accélérer la mise sur le marché des digestats

Constat : la vente et la cession de matières fertilisantes sont interdites hors du cadre du plan d'épandage par [l'article L.255-2 du code rural](#). La mise sur le marché ne peut intervenir qu'après homologation ou normalisation de ces matières. Pour le digestat non composté, seule existe la procédure d'homologation qui demande au minimum 6 mois et 40 000€ par demande d'après le programme Valdipro.

Proposition : accélérer la mise en place de la procédure de normalisation des digestats (en créant une norme spécifique ou en adaptant les normes existantes : NFU 44 051 ou NFU 44 095 pour les boues de stations d'épuration) ou alléger la procédure d'homologation, pour faciliter la commercialisation des digestats.

33. Créer un pôle de compétitivité sur la fertilisation innovante

Constat : dans son projet de plan « Ecofertilisation 2020 », le Ministère de l'agriculture propose la création d'un pôle de compétitivité sur les engrais organiques, et notamment le digestat, afin d'élargir les connaissances en matière de fertilisation..

Proposition : créer effectivement ce pôle de compétitivité dont les recherches s'orienteraient sur les conditions d'utilisation des digestats (stockage, précautions d'usage en vue de limiter la volatilisation, stabilité), sur le développement du matériel agricole pour l'épandage, ou sur la qualité sanitaire du digestat pour l'exportation.

Les propositions pour le bioGNV

Cette partie présente un résumé des propositions contenues dans le Livre Blanc du bioGNV qui sera prochainement publié.

Afficher une position ferme et une stratégie de long terme

Inciter les collectivités et les transporteurs à utiliser le GNV

Envoyer un signal clair aux constructeurs français

Organiser l'approvisionnement

Développer la technologie pour tous

17 propositions en un coup d'œil

Sollicités sur leurs attentes et leurs besoins, les acteurs de la filière (bio)GNV ont fait part d'un certain nombre de propositions pour rendre possible le décollage de cette technologie. Tous ces items sont développés dans la deuxième partie du Livre Blanc du bioGNV.

La démarche s'articule en deux phases : à court terme, développer le (bio)GNV, à moindre coût, pour les flottes captives (véhicules d'entreprise, taxis, poids lourds....). Puis, généraliser ce carburant au grand public.

Afficher une position ferme et une stratégie de long terme

1. Emettre un signal fort à destination des acteurs industriels de l'ensemble de la filière
2. Nommer une entité de référence interministérielle
3. Structurer la filière par la création de pôles de développement stratégique

Inciter les collectivités et les transporteurs à utiliser le GNV

4. Un minimum de véhicules propres pour l'Etat et pour certains transporteurs
5. Inscrire le bioGNV en tant que carburant durable au même titre que les autres biocarburants et l'électricité
6. Développer le gaz naturel liquéfié

Envoyer un signal clair aux constructeurs français

7. Accroître l'offre en véhicules lourds (poids lourds, bus, bennes à ordures ménagères...)
8. Créer une offre en véhicules légers français (flotte de véhicules d'entreprises, collectivités, taxis...)
9. Soutenir l'amélioration de l'autonomie des véhicules
10. Mettre à jour les tests sur les niveaux d'émissions, l'efficacité et la rentabilité des véhicules GNV

Organiser l'approvisionnement

11. Assurer une offre en biométhane dans les stations fournissant du GNV
12. Définir la forme et le statut des fournisseurs de GNV autorisés à la distribution
13. Parfaire le dispositif des garanties d'origine

Développer la technologie pour tous

14. Etudier la solution biométhane en agriculture
15. Multiplier les stations de ravitaillement à accès public
16. Créer des stations de ravitaillement à domicile
17. Construire des véhicules légers pour les particuliers

CONCLUSION

Ce document, dont la rédaction a été longue et l'objet de nombreux échanges, présente ainsi les attentes de la filière, avec le plus grand consensus possible. Il est évident que les professionnels, membres du Club Biogaz ou partenaires, se tiennent à la disposition des pouvoirs publics pour expliquer certains points plus en détails si nécessaire, et pour poursuivre les échanges en vue des évolutions souhaitées.

Le biogaz est, comme on le voit, bien plus qu'une énergie renouvelable et mêle des acteurs, des enjeux et des réglementations très variés, d'où à la fois son intérêt mais la complexité de son développement. La France dispose d'atouts forts pour créer une filière biogaz pérenne, et nous espérons par ces éléments, à la fois sensibiliser et informer sur les besoins des acteurs et des porteurs de projets, passionnés et convaincus de l'intérêt du biogaz sous toutes ses formes pour notre économie et notre environnement.

Table des figures

Figure 1: Schéma du fonctionnement type d'une installation de méthanisation	14
Figure 2: Schéma général de la méthanisation avec un temps de séjour limité. <i>Source : Naskeo</i>	16
Figure 3: Devenir des éléments chimiques lors de la digestion anaérobie. <i>Source : Naskeo</i>	16
Figure 4: Séparation de phase du digestat et voies possibles de transformation. <i>Source : Club Biogaz, données EREP</i>	17
Figure 5: Production d'énergie finale à partir de biogaz en 2011. <i>Source : SOeS, enquête production d'électricité, ADEME</i>	20
Figure 6: Comparaison de la production électrique biogaz avec les objectifs 2020 en GWh. <i>Source : Observ'ER 2013 (d'après données SOeS)</i>	20
Figure 7: Perspectives de développement des différentes filières renouvelables dans le scénario Négawatt (en TWh). <i>Source : dossier de synthèse du scénario Négawatt 2011</i>	21
Figure 8: Evaluation prospective de la production d'énergie à partir de biogaz en France. <i>Source : Contribution de l'ADEME à l'élaboration de visions énergétiques 2030-2050</i>	28
Figure 9: Proposition de grille tarifaire (cogénération) pour les installations de méthanisation rurale....	36

Annexes

- Annexe 1 : Etat d'avancement des mesures annoncées dans le cadre du plan EMEA
- Annexe 2 : Questions / Réponses
- Annexe 3 : Avis des organismes partenaires consultés

Annexe 1 : Etat d'avancement des mesures annoncées dans le cadre du plan EMAA

Suite à la conférence environnementale de septembre de 2012, un plan national en faveur du biogaz a été annoncé. Il s'est concrétisé en avril 2013 sous la forme du plan EMAA : Energie, Méthanisation, Autonomie, Azote. Ce plan qui prévoit le développement d'un modèle français de méthanisation agricole est construit autour de deux volets : un volet production d'énergie et un volet gestion de l'azote. Ce dernier vise à réduire la dépendance des exploitations agricoles à l'azote d'origine minérale en favorisant la valorisation de la matière organique par l'épandage du digestat. L'objectif annoncé est la construction de 1000 méthaniseurs à la ferme en 2020 (contre 90 fin 2012).

Au total, 10 mesures phares sont prévues. Elles se déclinent de la façon suivante :

Volet Azote

Lancement d'un appel à projets "gestion collective et intégrée de l'azote" :

- prévu dans 2 bassins pilotes, cet appel à projets vise à promouvoir la réduction de l'usage de l'azote notamment d'origine minérale. 10 millions d'euros consacré à cet appel à projets qui est prévu pour 2013.

Intégration des travaux nationaux sur une meilleure gestion de la fertilisation dans les politiques existantes, notamment sur la question de la substitution de l'azote d'origine minérale par de l'azote organique :

- identification, suivi, capitalisation et valorisation des travaux nationaux sur la fertilisation, identification des besoins de connaissances ou d'outils complémentaires et identification des actions permettant de mieux intégrer ces enjeux aux politiques existantes,
- mandat donné au comité N,P,C.

Mise à profit de la fiscalité écologique pour réduire le recours aux engrais azotés de synthèse.

Valorisation des digestats de méthanisation :

- publication à destination de tous les agriculteurs d'un guide de mise sur le marché des digestats en vue notamment de faciliter des homologations groupées de digestats issus d'installations de méthanisation agricole,
⇒ *en cours dans le cadre du programme Valdipro*
- autorisation provisoire, préalable à une homologation sur la base d'une demande collective afin d'obtenir des retours d'expériences en attendant la finalisation de l'évaluation des risques et des bénéfices,
⇒ *le ministère de l'agriculture a depuis indiqué que les premières autorisations provisoires ne seront accordées qu'après la délivrance de plusieurs homologations afin d'avoir des retours d'expériences suffisants ;*
- première homologation d'un digestat de méthanisation agricole prévue avant la fin 2013,
⇒ *délivrée à l'installation Geotexia début 2014*
- établir et promouvoir une position française pour permettre la sortie du statut de déchet des digestats de méthanisation, notamment au sein des travaux européens,
⇒ *en cours dans le cadre des travaux sur le règlement européen Sortie du statut de déchets des matières biodégradables et du projet de règlement sur les fertilisants.*

Volet Méthanisation

Soutien public aux investissements dans la méthanisation agricole :

- adapter la prime aux effluents d'élevage à la réalité des projets de méthanisation,
⇒ *revalorisation de la prime pour les installations de plus de 150 kW dans l'arrêté du 30 juillet 2013 augmentant la prime aux effluents d'élevage pour les*

installations en cogénération (sans incidence sur les installations de plus de 1000kW)

- poursuivre la mobilisation du fonds déchet de l'ADEME,
- intervention de la BPI-financement: garanties de financement bancaire, interventions en cofinancement, financement court terme,
- appel à projets ADEME sur la valorisation des déchets,
 - ⇒ *appel à projets ouvert depuis août 2013 et jusqu'au 16 janvier 2015*
- appel à projets "structuration de filières",
 - ⇒ *appel à projets Bpifrance ouvert depuis le 6 février 2013, non reconduit en 2014*
- assurer le financement de la R&D nécessaire à la constitution d'une offre française d'équipements performants via le programme "économie circulaire" des investissements d'avenir.

Lever les freins à la mobilisation des ressources méthanisables :

- améliorer les connaissances sur les ressources méthanisables. Les gisements pourront être recensés par les conseils généraux dans le cadre des plans départementaux de gestion des déchets non dangereux. Des précisions seront apportées dans une circulaire à venir sur l'élaboration des plans de gestion de déchets.
 - ⇒ *réalisation d'une étude de gisement national par l'ADEME parue en avril 2013*
 - ⇒ *réalisation d'études régionales plus précises*
- acquérir et diffuser des connaissances sur les CIVE,
 - ⇒ *en cours dans le cadre du programme Cibiom*
- accompagner et encadrer le soutien à l'utilisation de CIVE en méthanisation.

Lever les freins au développement des projets :

- réaliser des études locales de gisements, en tenant compte, notamment de l'obligation de valorisation des biodéchets pour les gros producteurs,
- expertiser les différents aspects statutaires ou fiscaux de la méthanisation agricole, pour avoir un diagnostic précis des différents freins et des pistes envisageables pour les lever. En particulier, faire évoluer les règles relatives au principe de la transparence économique pour les GAEC afin faciliter les projets sous ce statut,
- relever le seuil du régime d'autorisation de 50 à 60 tonnes d'intrants par jour dans le cadre de la réglementation relative aux installations classées pour la protection de l'environnement (rubrique ICPE 2781-1)
 - ⇒ *décret soumis à consultation du public en février 2014, parution prévue pour juillet 2014*
- simplifications administratives pour le développement des énergies renouvelables dont la création d'un « guichet unique » pour les porteurs de projets pour toutes les démarches administratives et l'orientation vers les structures compétentes le cas échéant,
 - ⇒ *début d'une expérimentation dans 7 régions de France prévue au printemps 2014*
- simplifier et harmoniser l'instruction des dossiers administratifs; proposer un dossier type pour les demandes d'aides et pour les démarches réglementaires,
- assurer une évaluation a priori et un suivi des plans d'approvisionnement,
- améliorer les conditions de raccordement en lien avec les gestionnaires de réseaux,
 - ⇒ *sollicitation par le ministère de l'agriculture des acteurs de la filière pour recenser leurs propositions sur toutes les simplifications administratives en juin 2013*

Soutenir l'innovation :

- soutenir la recherche et le développement dans le domaine des technologies et de la biologie de la méthanisation : propositions du groupe de travail « biogaz » du Comité d'orientation stratégique des éco-industries (COSEI),
- créer les conditions de développement d'une véritable filière industrielle française pour la conception et la fabrication d'équipements pour la méthanisation, le développement de projets et l'exploitation,
- développer des applications nouvelles de la méthanisation : bio-raffineries, biométhane carburant etc. Une mission sera confiée au CGEDD, au CGEIIET et au CGAAER pour évaluer le potentiel, étudier le besoin d'un dispositif de soutien adapté et définir les

conditions de mise en œuvre de ce dispositif. Le biométhane carburant pourra également être intégré dans le dispositif de double comptage des biocarburants.

Accompagner les porteurs de projets à tous les stades de leur projet :

- développer une animation locale à l'échelle des territoires pour faciliter l'émergence de projets collectifs,
- aider les agriculteurs à monter des projets en sécurisant les gisements, en se regroupant (y compris avec des non agriculteurs) et en optimisant la taille de leurs projets. A cette fin, les chambres d'agriculture, les DDT(M) et les DRAAF développeront un guide méthodologique de montage de projet et conseilleront les porteurs de projet individuels et collectifs,
- développer d'une offre de formation adaptée.

Autoriser l'injection de biométhane produit à partir de boues de station d'épuration :

⇒ *projet d'arrêté en attente de parution*

Annexe 2 : Questions / réponses

La production de biogaz est un procédé industriel qui suscite des craintes de la part des pouvoirs publics comme des riverains. Les interrogations sont nombreuses, tant sur les risques d'accidents que sur les nuisances occasionnées. Cette annexe tend à répondre aux questions les plus couramment posées. Des documents plus détaillés sont disponibles sur le site du Club Biogaz.

Y a-t-il des risques d'explosions ?

Le biogaz est susceptible de provoquer une explosion lorsque 3 facteurs se conjuguent :

- atmosphère confinée
- présence simultanée d'oxygène et de méthane avec une proportion de méthane entre 5 et 15%
- source d'ignition (flamme ou étincelle).

Ces conditions ne sont que très rarement remplies. En effet, la méthanisation se déroule en anaérobie, c'est-à-dire sans oxygène ; or sans oxygène, la combustion et donc l'explosion ne peut avoir lieu.

La réglementation est très contraignante pour les normes de construction de façon à garantir l'étanchéité des digesteurs, des canalisations et des équipements de stockage. Les locaux confinés font l'objet d'un contrôle de la qualité de l'air portant a minima sur la détection de méthane avant toute intervention. Chaque local technique est équipé d'un détecteur de fumée. De plus les consignes de sécurité imposent de définir des zones ATEX (Atmosphères Explosives), avec interdiction de créer ou d'apporter toute source de flamme ou d'étincelles dans ces zones.

Il est à noter que ces zones ATEX sont dans un périmètre maximum de 4 mètres environ autour des digesteurs.

Que s'est-il alors passé sur les cas d'accidents rapportés en Allemagne ?

Sur plus de 7 000 sites en Allemagne, les 5 accidents qui ont été recensés se sont déroulés pendant la phase de montée en charge : c'est la phase de démarrage de la production. Le biogaz produit se mélange alors avec l'air déjà présent dans le digesteur. Ce n'est que pendant cette phase critique qu'on peut avoir un mélange d'air et de méthane dans les proportions nécessaires à la combustion. Une fois la production lancée, l'air est chassé peu à peu et il ne reste que du biogaz dans le digesteur. Dans les 5 cas d'accidents, pendant la phase critique de montée en charge, l'interdiction de créer des sources d'étincelles dans la zone ATEX autour du digesteur n'a pas été respectée : par exemple, des travaux étaient encore en cours dans ce périmètre, ce qui a créé des sources d'étincelles.

Utilise-t-on des cultures énergétiques en méthanisation ?

Les cultures énergétiques sont les matières premières biologiques et renouvelables (le bois, les cultures lignocellulosiques, les plantes céréalières et oléagineuse, etc.) susceptibles de fournir de l'énergie après transformation (combustion, distillation, fermentation, méthanisation, etc.). Certaines de ces cultures peuvent être utilisées en méthanisation.

Il faut distinguer deux types de culture énergétiques :

- les cultures énergétiques **dédiées** sont produites sur les mêmes périodes de l'année que les cultures habituellement destinées à l'alimentation, mais utilisées pour produire de l'énergie.
- les cultures énergétiques **intermédiaires ou dérobées ou intercalaires** ne sont pas quant à elles en concurrence avec l'alimentation. Elles sont produites entre deux cultures alimentaires, à des périodes de l'année où le sol n'est généralement pas couvert. Ces cultures intermédiaires peuvent donc jouer le rôle d'un couvert végétal : lutte contre l'érosion, amélioration de la structure physique du sol, piégeage de l'azote présent de sols ce qui évite son lessivage par les eaux de pluie, etc.

La production de ces cultures (irrigation, intrants, etc.) et leur collecte génèrent des coûts importants. Leur utilisation n'est véritablement intéressante qu'avec une aide publique. C'est ainsi que l'Allemagne a choisi en 2003 d'instaurer une prime pour tous les types de cultures énergétiques.

A l'inverse, la France a fait le choix de privilégier les cultures intermédiaires, et de façon contrôlée. D'une part, les seules cultures énergétiques soutenues par les tarifs d'achat sont les cultures intermédiaires. D'autre part, l'ADEME, principale entité octroyant les subventions pour la méthanisation, limite à 25% la part de l'approvisionnement issue de cultures énergétiques (qu'elles soient dédiées ou intermédiaires). Les cultures énergétiques dédiées peuvent être tolérées en faibles quantités à condition qu'elles soient indispensables à la stabilité de l'approvisionnement.

En juillet 2013, l'ADEME a recensé les caractéristiques des installations de production de biogaz (cogénération) en projet²⁰. En moyenne, 8% de l'approvisionnement des unités à la ferme provient des cultures énergétiques intermédiaires et 3% de cultures énergétiques dédiées.

La méthanisation génère-t-elle des odeurs ?

Le procédé de méthanisation en lui-même ne crée pas d'odeurs car il se déroule dans un digesteur complètement hermétique. C'est le transport, le stockage, le déchargement et le chargement des effluents qui peuvent être sources d'odeurs.

Pour éviter ces nuisances, les matières sont confinées dans les locaux ventilés et l'air chargé en composés odorants est traité. Les techniques de désodorisation : biofiltre ou charbon activé par exemple, permettent de réduire les odeurs de 90 à 99%. Les bâtiments sont généralement placés en sous-pression pour s'assurer que l'air extérieur ne soit pas contaminé par les odeurs. De plus, le temps de séjour avant méthanisation est réduit au maximum – ce qui permet d'ailleurs d'en extraire le méthane avant qu'il ne s'échappe naturellement.

En outre, le procédé de méthanisation permet de réduire les odeurs des substances épandues. Le digestat est 98% moins odorant que les effluents d'élevage bruts.

Finalement le site en lui-même ne sent pas plus qu'une ferme, et plutôt moins lorsque tous les produits organiques sont stockés dans des zones fermées.

L'activité va-t-elle être à l'origine de nuisances sonores pour les riverains ?

Le procédé de méthanisation en lui-même est silencieux.

Les sources potentielles de bruit sont le transport et le fonctionnement des moteurs de cogénération (le cas échéant).

Les véhicules de transport sont conformes aux dispositions en vigueur en matière de limitation de leurs émissions sonores. Ils sont utilisés pendant les horaires de travail habituels (8h -18h en semaine). Enfin, comme pour tout véhicule, l'usage de tous appareils de communication par voie acoustique (sirènes, haut-parleurs, avertisseurs) est interdit, sauf si leur emploi est exceptionnel et réservé à la prévention et au signalement d'incidents graves ou d'accidents.

Quant aux bruits liés aux moteurs de cogénération, une étude acoustique permet de prendre les mesures nécessaires (par exemple revêtement absorbant sur les murs et le plafond) pour respecter les normes imposées par la réglementation. La plupart des constructeurs fournissent les moteurs avec un caisson d'insonorisation qui permet de réduire significativement le bruit du moteur à 65 dB à 10 m du caisson. Sachant que la réglementation impose une distance minimale moyenne de 50 m par rapport aux habitations, le bruit en limite de site serait de 52 dB environ, ce qui est bien conforme à la réglementation, même la nuit (60 dB en limite de propriété de l'installation).

Y a-t-il des fuites de méthane ?

Relâché dans l'atmosphère, le méthane contribue plus de vingt fois plus à l'aggravation de l'effet de serre que le CO₂. Dans le cas de l'injection de biométhane, des émissions de méthane supérieures à

²⁰ J. Thual, Bilan national des projets biogaz au 1^{er} juillet 2013, ADEME

2% par rapport au débit de biométhane produit peuvent annuler le bénéfice environnemental du procédé, en comparaison avec les émissions issues de la combustion du pétrole. Il est donc essentiel de se prémunir contre de telles fuites.

L'arrêté ministériel d'autorisation ICPE prévoit à cette fin que les locaux et dispositifs confinés font l'objet d'une ventilation efficace et d'un contrôle de la qualité de l'air portant a minima sur la détection de méthane et du sulfure d'hydrogène. De plus, les dispositifs assurant l'étanchéité des équipements susceptibles d'être à l'origine de dégagement gazeux font l'objet de vérifications régulières. Elles apparaissent dans le programme de maintenance qui peut être contrôlé par les administrations.

Annexe 3 : Contributions et avis des partenaires du Club Biogaz

Le Club Biogaz a consulté ses partenaires sur les mesures proposées dans le Livre Blanc.

Sous réserve des précisions et des compléments apportés dans cette annexe, ils soutiennent les mesures présentées.

AMORCE (Association nationale des collectivités, des associations et des entreprises pour la gestion des déchets, de l'énergie et des réseaux de chaleur)

AMORCE émet des réserves sur les propositions d'**exonérations fiscales** en faveur des installations de méthanisation. Elle rappelle que des exonérations temporaires et/ou strictement indispensables à l'équilibre économique de projets peuvent être mises en place mais qu'une partie de la valeur ajoutée des projets doit revenir aux territoires. Cet aspect garantit de plus l'implication des collectivités et une meilleure acceptabilité des projets. AMORCE travaille par ailleurs à faire en sorte que ces recettes fiscales liées à l'énergie soient ré-injectées dans les actions liées à la politique énergétique locale.

Assemblée Permanente des Chambres d'Agriculture (APCA)

Les Chambres d'agriculture soutiennent la méthanisation agricole comme une activité de prolongement de l'acte de production agricole et de diversification des revenus qui doit permettre de renforcer la viabilité des exploitations agricoles. A ce titre, elles ne sont pas favorables à ce que des projets collectifs, dont les agriculteurs ne seraient pas majoritaires au capital, bénéficient des conditions particulières et propres au statut de méthanisation dans le cadre de l'activité agricole.

L'APCA souhaite que le **fonds de garantie de la BPI** soit ouvert à l'ensemble des installations et pas seulement aux projets territoriaux.

En matière fiscale, l'APCA demande à ce que les immobilisations liées à l'activité agricole des unités de méthanisation telles que définies par l'article L311-1 du code rural et de la pêche maritime soient exonérées d'une part, de CFE (contribution foncière des entreprises) et d'autre part, de taxe foncière sur les propriétés bâties (TFB) de manière systématique et pérenne (la dernière loi de finances ne permettant une exonération de TFB que temporaire et dépendant d'une délibération de la commune ou de la communauté de communes).

Pour ce qui est des **propositions tarifaires**, l'APCA est plutôt favorable au maintien de la grille tarifaire de base actuelle au-delà de 300 kW et à la création d'un nouveau seuil à 80kW valorisé à 18 c€/kWh (interpolation linéaire de 80 à 300 kW). Elle considère en effet que la dégressivité des tarifs d'achat (Tbase) est déjà fortement limitée suivant la taille des installations. Des économies d'échelle et des facilités de raccordement, injection et/ou valorisation de la chaleur existent pour les unités de plus grande taille. L'étude de rentabilité du Club Biogaz montre a priori que les coûts logistiques neutralisent une partie de l'effet d'échelle. Mais en se reposant sur quelques cas-types, l'APCA considère que cette étude est prématurée pour en faire la démonstration complète.

L'APCA a fait part d'un avis réservé sur l'**extension de la prime « effluents d'élevage »** aux projets de toute taille. La prime aux effluents d'élevage a pour objet d'inciter les projets de méthanisation portés par les agriculteurs et de compenser le faible pouvoir méthanogène des effluents. Elle est aujourd'hui réservée à des projets de petite et moyenne taille. D'un côté, de plus en plus d'agriculteurs s'associent en collectif pour des projets de cogénération territoriaux cohérents. La taille des projets ne leur permet pas de bénéficier de cette prime, ce qui est évidemment dommageable. D'un autre côté, les Chambres voient se développer des projets qui peuvent mobiliser, dans des conditions logistiques et économiques discutables, des effluents agricoles sur de grandes distances. L'APCA porte donc une vigilance particulière, dans le cadre de l'extension de la prime aux effluents d'élevage, sur des schémas d'approvisionnement visant la proximité et l'efficacité ainsi que des justes conditions d'échange entre effluents et digestats.

Concernant la **majoration de cette prime**, l'APCA considère qu'une augmentation constituerait un signal positif pour conforter la méthanisation comme voie privilégiée de valorisation des effluents.

Quant à l'élargissement de la **prime « effluents »** de cogénération à des matières agricoles non dédiées, les Chambres plaident pour une étude des modalités d'élargissement en convergence avec le périmètre de la prime agricole pour l'injection.

Association des Agriculteurs Méthaniseurs de France (AAMF)

AAMF porte un avis défavorable à la création d'un **fonds de garantie spécifique à la filière biogaz au sein de Bpifrance**. Elle craint en effet que la possibilité de recourir à ce fonds ne devienne une obligation demandée par les banques.

Sur les questions de financement, AAMF propose de faciliter la mise en relation des plateformes de **financement participatif** et des projets de méthanisation. Une première étape concrète pourrait être de financer une étude de marché pour ces plateformes afin qu'elles puissent juger de l'intérêt pour elles de s'impliquer dans les projets de méthanisation.

En outre, en ce qui concerne les **questions fiscales**, AAMF propose que les immobilisations qui sont liées aux activités agricoles (stockage des intrants agricoles ou des digestats notamment) soient exclues de l'assiette de la taxe foncière et de la CFE. Ces sites qui sont majoritairement détenus par des agriculteurs mais qui introduisent moins de 50% d'intrants agricoles doivent pouvoir bénéficier d'une exonération de 7 ans pour la taxe foncière et la CFE. Cela doit être une mesure nationale et non soumis au bon vouloir d'une commune ou d'une collectivité

Sur les propositions tarifaires, AAMF est globalement favorable à une moindre dégressivité du tarif de base en fonction de la taille.

Pour ce qui est de la prime « effluents d'élevage », AAMF soutient son extension à d'autres matières agricoles, hors cultures dédiées ainsi que sa non dégressivité en fonction de la taille. AAMF est favorable à l'augmentation de cette prime dans des niveaux à définir.

Metheor (Association pour la méthanisation écologique des déchets)

Metheor souhaite porter à la connaissance des pouvoirs publics **trois propositions complémentaires**.

D'abord, Metheor demande **l'acceptation de tout le biogaz produit dans les réseaux**, sans restriction, comme en Allemagne en Suisse et aux Pays Bas avec la possibilité de son stockage dans l'attente de sa revente aux consommateurs, sur une période de 12 mois.

Ensuite Metheor souhaiterait voir une **simplification administrative et une diminution des coûts des contrats d'injection**. En effet, les collectivités étant propriétaires des installations, il s'agit d'équipements publics nécessaires aux populations ; la nature du contrat et des coûts relatifs des études et travaux de raccordements doivent être revus, de part la pérennité des installations sur le long terme, il devrait pouvoir être possible de bénéficier du remboursement des études et de la diminution des coûts de raccordements en cas de réalisation.

Enfin, il est proposé de **doper le coefficient d'efficacité énergétique** en prenant en compte la totalité des énergies issues du biogaz et autoconsommées dans le cas où il n'y a aucun apport extérieur d'énergies fossiles: il s'agit de reconnaître le caractère totalement renouvelable des énergies issues de des installations et de la participation du biogaz à la diminution des énergies fossiles.

Pour en savoir plus

Présentation de la méthanisation

- Vers l'autonomie énergétique des territoires, méthanisation et biogaz, une filière d'avenir (disponible en version papier également)
- Guide des bonnes pratiques pour les projets de méthanisation
- Etat des lieux de la filière en 2011

Présentation du biométhane et du bioGNV

- Le bioGNV, un carburant propre et renouvelable pour nos villes (disponible en version papier également)
- Site internet dédiée à l'injection : <http://www.injectionbiomethane.fr/>

Autres ressources

Observatoire du biogaz

- carte des installations de production de biogaz en France
- recensement des aides en régions
- recensement des études de gisement
- référencement des programmes de recherche
- liste des formations liées au biogaz
- étude sur l'emploi dans la filière biogaz
- ...

Base documentaire

- Inventaire des études réalisées sur le biogaz (350 articles scientifiques, études, rapports, thèses...)
- Fiches de présentation d'installations
- Phototèque
- Videothèque

Sites internet

Retrouver les adresses internet des entreprises adhérentes au Club Biogaz, des acteurs institutionnels impliqués dans la filière, des associations régionales et Observatoires régionaux de l'énergie ou encore des sites d'informations sur le biogaz en Europe sur notre site internet – [liens utiles](#).

→ Le Club Biogaz interprofession du biogaz en France



Le Club Biogaz a été créé en 1999 afin de favoriser le développement des différentes filières de production et de valorisation du biogaz.

Services aux adhérents

Le Club propose à ses adhérents un service d'information : actualités de la filière, réglementation, documents techniques, veille juridique, appels à projets, agenda, service questions réponses, offres d'emploi.

Le Club Biogaz anime des groupes de travail adaptés aux sujets d'actualité :
réglementation, financement, bioGNV...

Ces groupes de travail ont pour but de porter les messages de l'ensemble des adhérents et de participer à la définition et aux évolutions de la réglementation ou des tarifs. Ils sont constitués de membres représentatifs de la filière biogaz, dont l'expérience et les positionnements différents assurent la crédibilité des messages portés.

Ce sont également des lieux de réflexion, d'échanges d'informations, de retours d'expériences, qui permettent aux membres d'être mieux informés et pertinents sur les sujets qui les concernent.

Manifestations 2014

-10 avril 2014, Paris

Journée technique Traitements et valorisations du biogaz

-3 au 5 juin 2014, Parc des expositions de Paris Porte de Versailles (Hall 2.2).

3 journées techniques dédiées au biogaz dans le cadre de ExpoBiogaz

-14-15 octobre 2014

Journée technique Exploitation et sécurité des installations de méthanisation

-25 novembre 2014

Concertation et acceptabilité des projets biogaz

Le Club Biogaz rassemble les principaux acteurs français concernés par le biogaz :

- les bureaux d'études et sociétés prestataires de services qui conçoivent des unités de méthanisation
- les organismes publics et privés qui concourent au montage juridique et financier des unités de méthanisation
- les entreprises et organismes qui réalisent et construisent des unités de méthanisation
- les fournisseurs d'équipements de valorisation, d'épuration, de transport et distribution du biogaz
- les exploitants des unités de méthanisation ou des équipements de biogaz
- les entreprises industrielles maîtres d'ouvrages ou fournisseurs d'intrants
- les fournisseurs d'énergie
- les collectivités territoriales, les syndicats intercommunaux gérant les déchets et le traitement des eaux usées
- les coopératives et exploitations agricoles
- les organismes impliqués dans la recherche, l'enseignement ou la formation
- les associations, les organismes impliqués dans l'accompagnement de projets, l'animation, l'information

Le Club Biogaz compte plus de 220 structures adhérentes.

> Ses missions

Le Club Biogaz vise à promouvoir les filières de production et de valorisation du biogaz.

Cela passe par les actions suivantes :

- favoriser la mise en commun d'expériences, d'informations et de réflexions concernant la méthanisation et la valorisation du biogaz ;
- proposer des mesures et aménagements réglementaires propres à favoriser la méthanisation et la valorisation du biogaz ;
- participer aux concertations nationales et européennes et donner son avis sur les textes en préparation tant en France qu'à l'échelon européen, en s'appuyant sur les compétences et expériences de ses membres ;
- faire des propositions sur les recherches et mises au point nécessaires à la mise en place et au développement de filières ;
- rédiger tous documents, supports utiles à la diffusion des bonnes pratiques ;

Contact : Caroline Marchais,
Tél : 01 46 56 41 43
club.biogaz@atee.fr - www.biogaz.atee.fr

> EXPOBIOGAZ

Le rendez-vous français du biogaz est co-organisé par le Club Biogaz et GL Events.

La 3^e édition du salon, du 3 au 5 juin 2014, qui rassemblera plus de 100 exposants, proposera également d'assister, pendant les 3 jours, aux Journées techniques nationales du biogaz organisées par le club.

> LES PUBLICATIONS



Vers l'autonomie énergétique des territoires, méthanisation et biogaz, une filière d'avenir

En 2012, publication à 7000 exemplaires et disponible sur internet d'une brochure réalisée en collaboration avec l'ARENE IDF et RAEE : Vers l'autonomie énergétique des territoires, méthanisation et biogaz, une filière d'avenir.

Cette brochure de 28 pages, qui présente le procédé de méthanisation, les valorisations du biogaz, et des exemples concrets de sites soutenus par des élus, peut être diffusée lors de réunions publiques, rencontres avec des collectivités, élus...



Procédures de raccordement et démarches d'obtention du contrat d'achat d'électricité issue de biogaz

Ce guide présente de manière détaillée les démarches à effectuer auprès de l'acheteur d'électricité (dans la majorité des cas EDF AOA) et du gestionnaire de réseau (dans la majorité des cas ERDF).

Il intègre les modèles de documents à envoyer, et doit permettre de faire gagner du temps aux porteurs de projets et aux entreprises concernées par les démarches. Une enquête sur les causes des renvois pour dossier incomplets ou des dépassements de délais a également permis de mettre en avant les points à surveiller.



ANNUAIRE DES ACTEURS DU BIOGAZ

Plus de 500 acteurs référencés, avec une visibilité accrue des adhérents du club. Un outil de promotion et de crédibilité d'une filière en croissance, diffusé aux pouvoirs publics, élus, professionnels, porteurs de projets...



Le bioGNV

Un carburant propre et renouvelable pour nos villes !

A ce jour, le club a édité à 5000 exemplaires, une brochure sur le bioGNV pour faire connaître cette utilisation du biogaz sous forme de carburant : 28 pages pour décrire les atouts du carburant bioGNV, son développement en relation avec le GNV, et des exemples de sites et stations en France.

Cette brochure sera complétée par un document technico-juridique d'aide au montage des stations qui sera mis en ligne sur notre site internet.



Guide pour l'optimisation de l'efficacité énergétique des installations biogaz

Ce guide, réalisé par le club et de nombreux experts, est un outil de référence mis en ligne sur le site du Club Biogaz pour aider au développement de sites efficaces et vertueux, et ainsi promouvoir la filière biogaz en France.

Autres publications

-Guide Transport de biogaz brut par canalisations

Guide professionnel applicable aux canalisations de transport de gaz de biomasse non épuré (validé au BO du MEDDE du 25 juin 2013)

-Guide « Rouler au bioGNV, inventaire du droit applicable » (juin 2013)

-Notes stratégiques sur le biogaz et le bioGNV

Tous ces documents sont à télécharger sur www.biogaz.atee.fr

