

LIVRE BLANC DU BIOMETHANE

Novembre 2016

www.france-biomethane.fr

PREAMBULE

« Depuis la création du Think Tank France biométhane en avril 2016, nous avons entamé un tour de France des pouvoirs publics dans le but d’impliquer nos politiques, de promouvoir et d’évoquer avec eux cette filière d’avenir qu’est le biométhane et surtout d’en faire comprendre les nombreux enjeux dans la prochaine décennie : ceux de l’indépendance énergétique nationale en matière de production de gaz, du soutien au secteur agricole en pleine crise, des développements économiques majeurs liés à la révolution du gaz vert, ceux encore de la mobilité pour leur faire comprendre que les véhicules GNV (Gaz Naturel pour Véhicules) deviennent une alternative de plus en plus crédible aux véhicules thermiques classiques.

Au cours de ces rencontres, la nécessité d’un livre blanc s’est imposée. Il s’est nourri et enrichi de certaines propositions qui ont été élaborées grâce à ces nombreux et fructueux échanges avec le cabinet de Mme Ségolène Royal, Ministre de l’Ecologie, du Développement Durable et de l’Energie, avec des parlementaires ainsi qu’avec les vice-présidents de régions, les responsables du développement Durable des équipes des partis politiques ou encore des candidats à la primaire de droite et du centre. Une démarche qui poursuivra avec la rencontre des représentants des primaires de la gauche. »

Cédric de saint Jouan, Président du Think Tank France Biomethane

Rencontres effectuées :

- M. Julien ASSOUN, conseiller technique Energies, Transition énergétiques au Cabinet de Mme la ministre Ségolène Royale.
- M. Christophe BOUILLON, Vice-Président de la Commission Développement Durable à l’Assemblée Nationale
- M. Charles REVET, Vice-Président de la Commission Développement Durable au Sénat
- M. François-Michel Lambert, Député des Bouches-du-Rhône
- M. Bertrand PANCHER, Député-maire de la Meuse
- M. DEJEAN de la BATIE, Vice-Président en charge du Développement Durable au Conseil Régional de Normandie
- M. Philippe RAPENEAU, Vice-Président en charge du Développement Durable, de la 3eme Révolution industrielle et de la Transition Energétique au Conseil Régional des Hauts-de-France
- M. Dominique RAMARD, Conseiller régional à la transition énergétique à la Région Bretagne
- Représentant de M. Éric FOURNIER, Vice-Président de la Région Auvergne-Rhône-Alpes
- Mme Carine REBER, Directrice de l’Environnement et de l’Aménagement à la Maison de la Région Grand-Est
- Responsables des programmes développement Durable des équipes :
 - de M. Alain Juppé
 - de M. François Fillon
 - de M. Nathalie Kosciusko-Morizet
 - de M. Bruno Lemaire
 - de M. Marine Le Pen
 - de M. Jean-Luc Mélenchon

SOMMAIRE

| | | |
|----|---|----|
| 1. | LE THINK TANK FRANCE BIOMETHANE | 3 |
| 2. | LES PRINCIPALES PROPOSITIONS VISANT A DEVELOPPER LA FILIERE | 4 |
| 3. | EXPOSE DU 1 ^{ER} AXE : FACILITER L'OBTENTION DES AUTORISATIONS ADMINISTRATIVES ET L'EXPLOITATION DES CENTRALES DE PRODUCTION | 7 |
| 4. | EXPOSE DU 2 ^{EME} AXE : RENFORCER LA CONFIANCE DES ACTEURS FINANCIERS POUR FACILITER LA REALISATION DES INSTALLATIONS | 12 |
| 5. | EXPOSE DU 3 ^{EME} AXE : FAVORISER L'UTILISATION DU BIOMETHANE SOUS FORME DE BIOCARBURANT | 16 |
| 6. | LES MEMBRES FONDATEURS DE FRANCE BIOMETHANE | 20 |

LE THINK TANK FRANCE BIOMETHANE

France Biométhane a été créé en mars 2016 et son bureau inclut, entre autre, les membres suivants :

Universitaire : M. Philippe Chalmin, professeur à l'Université Paris Dauphine, et Denis Clodic, colauréat du Prix Nobel de la Paix 2007 et ancien Directeur de Recherche à Mines ParisTech

Industriels : M. Julien Schmitt (GRT gaz), M. Bertrand de Singly (GRDF), M. Pierre-Emmanuel Meyers (Air Liquide), M. Simon Clodic (Cryo Pur)

Développeurs : M. Cédric de Saint-Jouan (Vol-V), M. Hervé Lucas (Cap Vert Energie), MM. Alain Planchot et Frédéric Flippo (Evergaz), M. Sylvain Frédéric (Naskeo)

Banque : M. Yann Guezal (Banque Populaire Atlantique)

Mme Charlotte de Lorgeril et Thomas Samson du cabinet de conseil Sia Partners qui proposent un observatoire du biométhane avec une vingtaine d'indicateurs sur le site www.france-biomethane.fr.

Le think tank France Biomethane est composé aujourd'hui d'une centaine de membres (agriculteurs, experts du secteur, PME, PMI et industriels)

Son objet est de faire prendre conscience des enjeux liés au biométhane, la première énergie renouvelable du gaz, par les moyens suivants :

- Apporter des éléments de décryptage, notamment à travers **un observatoire indépendant** produisant des informations mises à jour par le cabinet de conseil Sia Partners
- Présenter les **applications du biométhane**, notamment dans la mobilité
- Mettre en exergue les enjeux économiques liés au biométhane que sont :
 - La **création d'une filière d'excellence** créatrice d'emplois et de savoir-faire
 - Le **soutien à la filière agricole** pour lui permettre de trouver un nouvel équilibre financier
 - Le **développement d'une économie circulaire** à l'échelle des territoires par la valorisation de leurs déchets organiques

1. LES PRINCIPALES PROPOSITIONS VISANT A DEVELOPPER LA FILIERE

1^{er} Axe - Faciliter l'obtention des autorisations administratives et l'exploitation des centrales de production pour atteindre les objectifs de production de biométhane

Proposition 1 Augmenter les seuils de traitement de matière applicables à l'ICPE : de 30t/j à 60t/j pour que les installations de méthanisation soient soumises au régime d'enregistrement et de 60t/j à 100t/j pour qu'elles soient soumises au régime d'autorisation.

Proposition 2 Homologuer automatiquement les digestats pour les installations utilisant des substrats d'origine agricoles et agroalimentaires.

Proposition 3 Lutter contre les recours abusifs notamment en créant une juridiction « tribunal dédié » aux recours liés au biométhane (ou aux énergies renouvelables).

Proposition 4 Systématiser la prolongation de 3 ans à 10 ans du délai de réalisation au titre des autorisations ICPE, (comme c'est le cas pour les autres énergies renouvelables comme l'éolien).

2^{ème} Axe - Renforcer la confiance des acteurs bancaires pour faciliter la réalisation des installations

Proposition 1 Maintenir le niveau du tarif d'obligation d'achat et l'étendre de 15 à 20 ans pour permettre d'allonger la durée des crédits.

Proposition 2 Créer un fonds de participation à la dette des projets de biométhane sur le modèle du PTI-PIA¹.

Proposition 3 Soutenir le biométhane porté c'est à dire le biométhane transporté avant d'être injecté dans le réseau de gaz dans des conditions similaires au biométhane injecté.

¹ PTI-PIA : Prêts Territoriaux Intégrés – Programme d'Investissement d'Avenir

3^{ème} Axe - Favoriser le biométhane sous forme de biocarburant

Proposition 1 Reconnaître le bioGNV comme un biocarburant avancé.

Proposition 2 Prendre en compte le caractère décarboné du bioGNV dans la TICPE (Taxe Intérieure de Consommation sur les Produits Energétiques) en l'exonérant de fiscalité carbone.

Proposition 3 Soutenir la mobilité durable par le biais de soutiens :

- aux transporteurs souhaitant investir dans des camions au gaz naturel,
- aux investissements dans les infrastructures de distribution de carburant permettant de rendre le biométhane carburant plus facilement accessible (localisation d'emplacements privilégiés pour les stations de distribution de biométhane carburant aux abords des réseaux de distribution ou transport de gaz naturel).

EXPOSE DU 1^{ER} AXE : FACILITER L'OBTENTION DES AUTORISATIONS ADMINISTRATIVES ET L'EXPLOITATION DES CENTRALES DE PRODUCTION

Le biométhane bénéficie en France d'un fort soutien des pouvoirs publics qui se traduit avant tout par un **objectif de 10% de biométhane dans la consommation de gaz en France à l'horizon 2030** avec des **objectifs intermédiaires de 1,7 TWh en 2018 et 8 TWh en 2023** fixés dans le décret sur la programmation pluriannuelle de l'énergie. Des objectifs ambitieux qui ont l'avantage d'envoyer un signal fort aux services administratifs en particulier qui traitent ces projets avec plus de bienveillance.

Le soutien s'est traduit par un système de **tarif d'obligation d'achat sur 15 ans** mis en place en 2011, par l'octroi de **subventions (ADEME, Agence de l'eau...)** et enfin par **l'obligation faite aux producteurs de biodéchets (restaurateurs, supermarchés, collectivités) de trier leur déchets organiques** afin que ceux-ci puissent être compostés ou méthanisés.

L'atteinte des objectifs de verdissement du gaz en France nécessite avant tout l'obtention des autorisations administratives et la simplification des procédures pour les obtenir. En 2016, la situation s'est améliorée en ce qui concerne le traitement administratif des autorisations, avec l'introduction de l'autorisation unique qui, en baissant le délai de recours de cette autorisation à 4 mois, a constitué une avancée majeure. Néanmoins pour France Biométhane, d'autres propositions méritent d'être étudiée pour fluidifier la réalisation des unités.

PROPOSITION 1 Augmenter les seuils de traitement de matière applicables à l'ICPE : de 30t/j à 60t/j pour que les installations de méthanisation soient soumises au régime d'enregistrement et de 60t/j à 100t/j pour qu'elles soient soumises au régime d'autorisation

Les installations de méthanisation sous la rubrique actuelle 2781-1 (Méthanisation de matière végétale brute, effluents d'élevage, matières stercoraires, lactosérum et déchets végétaux d'industries agroalimentaires) sont soumises à enregistrement dès que la quantité de matière traitée est égale ou supérieure à 30t/j et soumises à autorisation à partir d'une quantité traitée de 60t/j. Cette obligation rend le développement de projets agricoles coûteux, long et aléatoire, pour les porteurs de projets ou par les développeurs.

C'est un des principaux freins au développement de la filière constaté aujourd'hui par l'ensemble des acteurs de la filière dans la mesure où la rédaction d'un dossier en enregistrement ou en autorisation exige du temps et de l'argent. De plus, avant d'être instruit, le dossier doit être recevable auprès de l'administration. Malgré des arrêtés précis²³, l'interprétation de ces arrêtés selon les départements peut être différente et les pièces demandées pour constituer le dossier variables. Le temps pour obtenir cette recevabilité peut atteindre de 3 mois à 9 mois. Puis, l'instruction du dossier durer 6 à 12 mois.

Finalement, le temps de la rédaction, du jugement de la recevabilité puis de l'instruction demande généralement 2 à 3 ans et 100k€ à un projet. **Le relèvement du seuil des unités de méthanisation de 30t/j (pour les unités soumises à enregistrement) et de 40t/j (pour les unités soumises à autorisation) permettrait d'abaisser le temps de développement, de réduire le coût des projets et de rendre moins aléatoire le développement de projet.** Une proposition justifiée par le fait que les installations en déclaration et d'enregistrement doivent déjà respecter des arrêtés⁴types définit au niveau national, qui fixent déjà les prescriptions d'implantation, d'analyses, d'études, de conception, d'organisation, d'information et de suivi administratif des installations, avec des précisions sur les substrats et les digestats. Pour les installations soumises à autorisation nous nous appuyons sur la nouvelle directive IED qui s'appliquent à partir de 100t/an⁵.

² Arrêté du 12 août 2010 relatif aux prescriptions générales applicables aux installations classées de méthanisation relevant du régime de l'enregistrement au titre de la rubrique n° 2781-1 (NOR: DEVP1020761A)

³ Arrêté du 10 novembre 2009 fixant les règles techniques auxquelles doivent satisfaire les installations de méthanisation soumises à autorisation. (NOR: DEVP0920874A) en application du titre 1er du livre V du code de l'environnement.

⁴ Arrêté du 10 novembre 2009 relatif aux prescriptions générales applicables aux installations de méthanisation soumises à déclaration sous la rubrique n° 2781-1. (NOR : DEVP0927295A)

⁵ En application de la directive IED, une nouvelle rubrique concernant la méthanisation a été créée par le décret n° 2013-375 du 2 mai 2013 modifiant la nomenclature des installations classées: "Rubrique 3532: Valorisation ou mélange de valorisation et d'élimination de déchets non dangereux non inertes avec une capacité supérieure à 100 tonnes par jour et entraînant un traitement biologique, lorsque la seule activité de traitement des déchets exercée est la digestion anaérobie "

PROPOSITION 2 Homologuer automatiquement les digestats pour les installations utilisant des substrats d'origine agricoles et agroalimentaires

Sortir le digestat du statut de déchet s'il est constitué d'intrants d'origine agricoles ou agro-industriels permettrait l'économie du plan d'épandage et la reconnaissance auprès des agriculteurs de sa véritable nature d'engrais ou d'amendement. En effet, ces plans d'épandages sont très lourds à mettre en place. Pour un projet de 30 000 t par an, ce sont entre 4 000 et 5 000 hectares qui sont contractualisés avec des agriculteurs et soumis à enquête publique sur des étendues recouvrant 20 à 40 communes. Cela a un coût d'études lors de la demande d'autorisation mais également chaque année pour assurer le suivi de ces plans d'épandage.

Bien entendu, l'homologation du digestat ne dispenserait pas les agriculteurs de respecter les réglementations visant les équilibres agronomiques, comme ils doivent le faire avec l'épandage direct de leur matière brut ou des engrais chimiques. L'utilisation du digestat se trouve aujourd'hui soumise à des contraintes propres alors qu'elle apporte les bénéfices suivants :

- Par rapport aux engrais chimiques, la partie solide du **digestat apporte une couche de matière organique qui améliore la capacité d'absorption et la structure des sols, souvent soumis à l'érosion.**
- Par rapport à l'épandage direct, la partie liquide du digestat est **enrichie en matières fertilisantes et minéralisées (phosphate, potassium et azote) et se substitue ainsi aux engrais chimiques.** En effet, la méthanisation par fermentation minéralise l'azote et le phosphore et améliore son absorption par les plantes.

Le statut actuel du digestat rend nécessaire des plans d'épandage qui engendre une réalisation des projets beaucoup plus contraignante et prive les agriculteurs d'un bénéfice agronomique certain. Une évolution de la réglementation française est primordiale car nos voisins européens exportent facilement en France leurs digestats sous la forme de produits car ils sont soumis à moins de contraintes.

Cette mesure doit concerner les méthanisations d'exploitations agricoles mais également toutes les installations industrielles territoriales utilisant des intrants agricoles ou agro-industriels afin d'éviter de créer des distorsions sur le marché de l'exploitation des centrales.

PROPOSITION 3 Lutter contre les recours abusifs en créant une juridiction spéciale pour les projets ENR

La question des recours est étroitement liée à la question de la durée des procédures administratives. A l'engorgement des tribunaux administratifs s'ajoute le caractère parfois aléatoire des décisions qui s'explique par le degré variable de connaissances des problématiques et réglementations des énergies renouvelables des juges, par leur sensibilité et leur manière de traiter ces affaires.

Il semble opportun de **créer une « juridiction spécialisée en ENR »** qui aurait pour mission de juger tous les litiges en matière de projet d'énergies renouvelables, sur le modèle de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) qui jugeait tous les différends entre ERDF ou RTE et les développeurs de projets en matière de raccordement électrique et qui donnait une décision exécutoire en 4 mois.

Notons que **l'éolien en mer possède déjà sa juridiction** unique à **Nantes**.

Cette instance aurait les avantages suivants :

- Spécialisation de magistrats formés aux questions des ENR,
- Traitement systématique des affaires et cohérence des jugements ce qui aboutirait à une jurisprudence claire et homogène,
- Désengorgement des tribunaux administratifs,
- Raccourcissement des délais d'instruction et donc relance de l'activité économique.

Par ailleurs, les recours administratifs sont suspensifs des autorisations d'exploiter et de construire. Il serait souhaitable qu'ils le soient également des procédures parallèles comme celle du raccordement au réseau distribution ou de transport de gaz ou de l'autorisation de l'obtention du tarif d'achat.

PROPOSTION 4 Autoriser la prorogation du délai de validité des autorisations ICPE à 10 ans pour les projets de méthanisation sur le modèle de l'éolien

A ce jour les autorisations ICPE imposent de mettre en service les installations dans un délai de 3 ans après la réception de l'autorisation. Le 2 mai 2014, un décret a permis de prolonger la durée de validité des autorisations ICPE pour les projets éoliens uniquement jusqu'à 10 ans (au lieu de 3 ans). Cette prorogation est accordée sous condition de démontrer qu'il y a des circonstances indépendantes de la volonté de l'opérateur qui l'empêchent de mettre en service.

Pour les autorisations des autres ICPE (dont les unités de méthanisation pour produire du biométhane), le délai de validité est de trois ans, **aucun texte n'ayant prévu de prorogation au-delà du délai de trois ans. Il est donc nécessaire de rédiger un décret concernant la méthanisation sur le modèle de celui qui s'applique à l'éolien.**

Notons que pour les **permis de construire (PC)**, toutes les ENR bénéficient de la possibilité de prolonger le délai de validité du PC jusque 10 ans, sous conditions (décret du 5 janvier 2016). Il s'agit donc également d'assurer une cohérence entre la prorogation du permis de construire et celle de l'autorisation ICPE.

Par ailleurs, cette réglementation laisse une marge d'interprétation aux autorités administratives, qui peut jouer un rôle important vues les difficultés de financement que rencontrent les porteurs de projet de méthanisation vis-à-vis des banques. Nous souhaiterions donc que cette prolongation s'applique de manière quasi systématique pour prendre en compte les délais de financements aujourd'hui non maîtrisables.

EXPOSE DU 2EME AXE : RENFORCER LA CONFIANCE DES ACTEURS FINANCIERS POUR FACILITER LA REALISATION DES INSTALLATIONS

Le lancement de la filière biométhane pâtit des retours difficiles des projets de méthanisation en cogénération (électricité/chaleur) entre 2006 et 2015. Les projets territoriaux surtout ont rencontré les premiers les difficultés suivantes : sécurisation des intrants, manque de souplesse des fournisseurs de process étrangers qui ne prennent pas en compte la spécificité du marché français qui permet de méthaniser uniquement des déchets au lieu de promouvoir les cultures énergétiques, faiblesse des tarifs français par rapport à celui des autres pays européens et contrainte à valoriser la chaleur. Autant d'obstacles qui ont poussé le gouvernement à augmenter, en octobre 2015, le tarif d'obligation d'achat de l'électricité pour les projets de cogénération en exploitation à cette date, ceci pour soutenir les agriculteurs et les banques qui s'étaient engagés sur ces projets.

Ces premières expériences ont provoqué une **grande prudence de la part des établissements bancaires qui ont revu leur politique d'engagement** non seulement sur les projets de cogénération électricité/chaleur mais également sur les unités de production de biométhane. La réaction des banques ne s'est pas traduite par une augmentation des taux de prêt pour compenser le risque accru de ces financements car les projets ne le supporteraient probablement pas, mais par un degré de sécurisation très poussé. **Désormais lorsque ces établissements financent un projet, ils exigent une série d'audits préalables plus poussés et surtout un montant de fonds propres plus élevé.**

Face à des projets complexes et à une faible industrialisation du secteur, la réaction des acteurs bancaires est telle que l'accès au financement bancaire, et dans son sillon, l'accès aux investisseurs dans les projets est devenu un véritable goulot d'étranglement et le frein principal au développement de la filière. Et pourtant, les technologies de méthanisation se sont adaptées au contexte français et permettent aujourd'hui des disponibilités plus importantes que sur les premières unités.

PROPOSITION 1 Maintenir le niveau du tarif d'obligation d'achat et l'étendre de 15 à 20 ans pour allonger la durée des crédits.

S'il est nécessaire de rassurer les acteurs bancaires et les investisseurs afin de permettre les investissements, le dispositif mis en place par les pouvoirs publics n'en est pas moins solide. **La pierre angulaire reste le tarif d'obligation d'achat sur 15 ans du biométhane qui, par rapport à un système d'appel d'offre⁶, est le seul mécanisme qui, dans cette phase de lancement de la filière biométhane, offre le double avantage** suivant :

- Assurer une visibilité complète sur la valorisation de l'énergie très en amont et d'éviter une pression sur les tarifs de rachat de l'énergie, qui accentuerait encore la défiance les banques ;
- Eviter l'obtention d'une autorisation supplémentaire, qui entraîne des délais et mobilise des ressources. Cela allongerait encore le processus d'obtention des autorisations qui dure déjà 4 à 5 ans pour les projets territoriaux.

Le niveau tarifaire actuel de l'obligation d'achat ne permet plus d'offrir une rentabilité suffisante dans les cas où des aléas lourds surviennent au cours de la vie du projet. **En outre, la durée du tarif à 15 ans contraint les banques à prêter sur 12 ans pour être sûr de pouvoir rééchelonner la dette en cas de difficulté du projet. Cela augmente également le service de la dette et réduit la capacité des installations à respecter les ratios bancaires.**

La dernière brique du dispositif de soutien financier nécessaire au développement de la filière est donc la prolongation du tarif de 15 à 20 ans, car **il existe un véritable risque de retard au démarrage de la filière. La prolongation des contrats d'achat du biométhane représente un engagement supplémentaire relativement faible au vu des mécanismes déjà engagés par les pouvoirs publics** pour répondre aux enjeux de la transition énergétique auxquels la France doit faire face.

⁶ Il convient en tout cas d'éviter de suivre l'avis de la Commission de Régulation de l'Énergie dans sa délibération du 12 octobre 2016 qui indique qu'« Étant donné les perspectives d'un développement important de la filière biométhane injecté et la forte hétérogénéité des coûts d'une installation à l'autre, la CRE recommande d'organiser dans les années à venir le soutien à cette filière par le recours à des appels d'offres »

PROPOSITION 2 CRÉER UN FONDS DE PARTICIPATION A LA DETTE DES PROJETS DE BIOMÉTHANE SUR LE MODÈLE DU PTI-PIA

Dans le cadre du second programme d'investissement d'avenir qui se termine fin 2016, une enveloppe de prêt intitulée PTI-PIA⁷ de 40 M€ a été mise en place pour contribuer au financement de projets d'aménagement du territoire situés dans des zones labellisées Territoires à Energie Positive pour la Croissance Verte (TEP-CV). Ce programme consiste à participer à hauteur de 50% aux prêts bancaires sans demande de garantie à l'emprunteur.

Porté par le Ministère de l'Ecologie, du Développement Durable et de l'Energie (MEDDE) et opéré par la Caisse des Dépôts et Consignations, ce programme a connu un succès très fort : un tiers de l'enveloppe de 40 M€ a été utilisée pour des projets de méthanisation, qui a permis de financer une demi-douzaine de projets territoriaux de méthanisation agricole et démontre la demande spécifique sur ce secteur d'activité.

En effet, les établissements bancaires qui s'engagent aujourd'hui dans le financement du biométhane sont en grande majorité des banques régionales. Seule une poignée d'entre elles est capable de jouer un rôle d'arrangeur. La présence à leur côté d'un acteur institutionnel est déterminante pour leur mobilisation.

Ce programme avait l'inconvénient de ne s'adresser qu'aux territoires labellisés TEP-CV. Il offrait ainsi une prime aux territoires les plus avancés par rapport à ceux qui auraient pu prétendre à ce label si leur collectivité avait pu réaliser ces projets de méthanisation territoriaux.

Nous préconisons donc la prolongation du programme PTI-PIA en 2017 en modifiant ses caractéristiques ou la mise en place d'un fonds de participation à la dette des projets de biométhane, auxquels seraient éligibles tous les projets du territoire français et dont la participation à hauteur de 25% à 33% de la dette d'un projet serait suffisant pour mobiliser les banques.

Cela viendrait compléter une **initiative de la Banque Européenne d'Investissement (BEI) très attendue** qui consiste en la mise en place d'un fonds de garantie des prêts bancaires à hauteur de 50% pour les projets de méthanisation en France. Vraisemblablement opérationnel début 2017, ce fonds réduira d'autant le risque des banques.

⁷ PTI-PIA : Prêts Territoriaux Intégrés – Programme d'Investissement d'Avenir

PROPOSITION 3 SOUTENIR LE BIOMETHANE PORTE (C'EST-A-DIRE LE BIOMETHANE TRANSPORTE AVANT D'ETRE INJECTE DANS LE RESEAU DE GAZ) DANS DES CONDITIONS SIMILAIRES AU BIOMETHANE INJECTE.

Aujourd'hui seule l'injection dans les réseaux de gaz et ses dispositifs réglementaires associés permettent de soutenir la filière biométhane. Il n'existe aucune incitation pour les projets de production de biométhane sous forme comprimée ou liquéfiée en cas d'absence du réseau. Cela prive de nombreuses zones non raccordées au réseau de gaz ou bénéficiant d'un débit trop bas de pouvoir produire du biométhane au profit de la méthanisation en cogénération électricité/chaaleur.

Si les **zones rurales représentent 90% des gisements de substrats méthanisables** (Etude ADEME-Solagro 2013), ce sont également les zones les plus difficilement raccordables aux réseaux de gaz naturel. Or les études des exploitants des réseaux de gaz naturel partagées dans le cadre du Comité National Biogaz montrent que **40% des projets de production de biométhane ne peuvent pas injecter dans le réseau** pour des raisons techniques (seuils d'odorisation, coût du raccordement) et géographiques (éloignement du réseau, capacité insuffisante du réseau).

La mise en place d'un tarif pour le gaz porté serait un moyen d'augmenter la production de biométhane et contribuer à l'atteinte des objectifs ambitieux de la PPE pour le biométhane et le BioGNV à horizon 2018 et 2023. Ce tarif spécifique pour le biométhane qui sera produit et transporté par camions jusqu'au point de prise en charge (le réseau ou les stations de carburant) permettrait l'usage direct du biométhane en carburant, ou en combustible porté, sans nécessairement passer par l'étape injection dans les réseaux de gaz naturel.

Cela aura un double avantage :

- permettre de **produire du biométhane dans des sites non raccordés au réseau,**
- **augmenter la production des sites de production dont l'injection sur le réseau est limitée. Cela valoriserait donc le maximum du potentiel des gisements agricoles, et consoliderait la solidité financière de tous les projets d'injection de gaz, sécurisant ainsi les banques.**

EXPOSE DU 3EME AXE : FAVORISER L'UTILISATION DU BIOMETHANE SOUS FORME DE BIOCARBURANT

Après une première phase de la transition énergétique qui visait à faire entrer le renouvelable dans la production d'électricité, marquée par l'émergence de l'éolien et du solaire, **nous entrons aujourd'hui dans une deuxième phase de la transition énergétique : elle concerne les transports, à l'origine de près de 14% des émissions de gaz à effet de serre provoquées par l'activité humaine.**

Le 18 novembre 2016 au plus tard, tous les pays membres de l'Union doivent avoir remis à la Commission européenne leur plan d'action national pour le développement des carburants alternatifs aux produits pétroliers dans le secteur des transports, en vertu de la directive 2014/94 « Alternative Fuels Infrastructure » (AFI) adoptée en octobre 2014. Par l'intermédiaire de ce plan, chaque pays s'engagera sur un nombre de points de recharge pour les véhicules électriques et de points d'avitaillement pour les véhicules gaz, et sur les mesures incitatives qui accompagneront l'émergence de ces infrastructures.

Le secteur des transports est le dernier secteur à ne pas avoir encore infléchi sa courbe globale d'émission de gaz à effet de serre. Dans le même temps, les centres urbains et en particulier les grandes capitales tolèrent de moins en moins les effets des pollutions atmosphériques, principalement liées aux transports. Ces deux contraintes – baisses concomitantes des émissions de CO2 et des polluants - sont de plus en plus irréconciliables avec les carburants issus du pétrole.

Le biométhane permet ainsi de faire entrer le renouvelable dans le gaz, et à travers lui dans la transition énergétique du transport. Il doit être reconnu d'abord et encouragé fiscalement pour son caractère décarboné.

Cette révolution des transports ne peut se faire que si la flotte de véhicules s'adapte avec de nouvelles motorisations et surtout si les infrastructures de distribution du carburant offrent une couverture du territoire suffisante pour garantir l'autonomie des véhicules.

PROPOSITION 1 Reconnaître le biométhane comme un biocarburant avancé

Les biocarburants avancés sont identifiés par la directive européenne UE 2015/1513 du 09/09/2015 de la manière suivante : « **les biocarburants avancés, tels que ceux obtenus à partir de déchets et d'algues, permettent de réaliser des réductions importantes de gaz à effet de serre avec un faible risque d'induire des changements directs dans l'affectation des sols et n'entrent pas en concurrence directe avec les cultures destinées à l'alimentation humaine ou animale.** »

Cette définition valide le biométhane comme un carburant avancé avec une **réduction de plus de 95% des émissions de CO₂ comparativement aux carburants fossiles**. De plus le biométhane une fois épuré est un **carburant très peu polluant : pas de particules, pas de composés soufrés, une réduction forte des oxydes d'azote associés à la combustion**. La réglementation française doit évoluer pour ajouter le biométhane à la liste des biocarburants avancés.

Le biométhane produit par les méthaniseurs est soit injecté dans le réseau de gaz naturel, soit transporté sous forme de gaz comprimé (Bio GNC) ou de liquide (BioGNL). A l'heure actuelle les usages carburant sont privilégiés pour les bus et les camions de livraison afin d'abaisser très fortement les émissions polluantes en milieu urbain et pour abaisser l'impact CO₂ des poids lourds longues distances qui peuvent utiliser le bioGNL. Parallèlement l'usage du gaz naturel carburant se développe, **il existe 3 000 stations-services délivrant du gaz naturel comprimé (GNC) et 75 du gaz naturel liquéfié (GNL) en Europe. En France, 45 stations gaz sont ouvertes au public à ce jour**. Ces infrastructures peuvent servir directement à la diffusion du biométhane.

Le mécanisme de la TGAP (taxe générale sur les activités polluantes) a fait ses preuves dans la filière pétrole en permettant de fixer des seuils ambitieux de développement des biocarburants liquides. Il pourrait être aisément étendu pour fixer des objectifs de développement du biométhane carburant aux distributeurs de carburants traditionnels. Cette mesure pourra être opérationnelle dès l'été 2017 si elle est votée dans la loi de finances rectificative pour 2016 dont le projet est présenté le 18 novembre en conseil des ministres.

PROPOSITION 2 Prendre en compte le caractère décarboné du bioGNV dans la TICPE (Taxe Intérieure de Consommation sur les Produits Energétiques) en l'exonérant de fiscalité carbone

France Biométhane souhaite que les prochaines Lois de Finance adaptent la fiscalité sur les taxes intérieures sur la consommation (TICGN et TICPE) pour favoriser l'essor de la consommation du biométhane, neutre en carbone, afin de concourir à l'objectif de porter en 2030 la part des énergies renouvelables à 10 % de la consommation de gaz. **À moyen terme, la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) a fixé un objectif de 2 TWh de bioGNV en 2023.**

Il s'agit d'instaurer un montant de TICPE sur le gaz reflétant son contenu carbone. **Le biométhane est une énergie renouvelable qui s'inscrit dans un cycle court du carbone, où les émissions sont neutralisées par la captation carbone de l'air par le processus de croissance végétale, qui se substitue à des énergies fossiles. En conséquence, il ne devrait pas être redevable de taxe carbone, ni a fortiori de TICPE dont le montant ne doit être déterminé pour le gaz qu'à partir du seul contenu carbone d'origine fossile.** Il devrait donc bénéficier du même régime d'exonération de la TICPE que le biogaz directement utilisé sur le lieu de production, par exemple sur les exploitations agricoles.

Le comptage du biométhane réinjecté dans le réseau après purification est réalisé sur la base de la garantie d'origine inscrite dans un registre national et qui atteste de sa provenance pour le différencier du GNV. La traçabilité de bout en bout du biométhane carburant n'est pas plus complexe à mettre en place que pour les biocarburants liquides : des organismes certificateurs sont déjà agréés en Europe sur le biométhane.

PROPOSITION 3 Soutenir la mobilité durable par le biais de soutiens aux transporteurs souhaitant investir dans des flottes au GNV et aux investissements dans l'infrastructure afin de rendre le biométhane carburant plus facilement accessible.

L'acquisition d'un véhicule au GNV possède les deux inconvénients suivants : d'une part, il est pénalisé par un surcoût à l'achat de l'ordre de 30% du fait du faible nombre de véhicule produit (absence d'effet d'échelle), d'autre part, on ne connaît pas sa valeur sur le marché de l'occasion. Afin de prendre en charge le surcoût du GNV lors du renouvellement des flottes des entreprises de transport, il s'agit de prendre les mesures suivantes :

- **Pérenniser la mesure de suramortissement actuellement en place jusqu'à fin 2017 de la valeur d'acquisition pour les véhicules GNV \geq 3.5 tonnes ;**
- **Mettre en place des aides nationales (bonus à l'achat) et/ou locales (régions, métropoles, agglomérations) pour l'acquisition de véhicules GNV et bioGNV en complément des mesures fiscales type « suramortissement ».**

Par ailleurs, **la France compte près d'une cinquantaine de stations GNV accessibles au public quand l'Italie ou l'Allemagne en comptent près de 1000.** Ce retard en matière de stations pourra être rattrapé d'une part grâce aux mesures destinées à soutenir la demande (véhicules et bioGNV) qui permettront de faire aboutir des projets de stations jusqu'alors non rentables, d'autre part par des investissements soutenus par les pouvoirs publics (ex : PPP) dans des stations ciblant la demande diffuse, via les collectivités ou les syndicats d'énergie.

La réalisation d'un plan de maillage ambitieux en matière de stations GNV, tel que demandé par la directive européenne 2014/94 sur le développement des infrastructures d'avitaillement pour les carburants alternatifs, et couvrant l'intégralité du territoire contribuera à donner confiance aux investisseurs et aux collectivités, qui s'interrogent sur l'opportunité d'ouvrir des stations d'avitaillement GNV/bioGNV pour permettre à leurs entreprises de bénéficier d'un carburant biosourcé et de production locale ;

LES MEMBRES FONDATEURS DE FRANCE BIOMETHANE

Cédric de St Jouan, Fondateur et Président de Vol-V. Engagé au service des énergies renouvelables depuis plus de 20 ans, il fonde le groupe Vol-V. Implanté dans plusieurs grandes villes en France, ce dernier se positionne comme un producteur indépendant d'électricité et de gaz renouvelable qui développe, finance, construit et exploite des centrales éoliennes, des centrales solaires photovoltaïques et a lancé un ambitieux programme d'unités de production de biométhane.

Sia Partners (<http://www.sia-partners.com/>) est devenu en quinze ans le leader des cabinets de conseil français indépendants. Cofondé en 1999 par Matthieu Courtecuisse, Sia Partners compte plus de 700 consultants pour un chiffre d'affaires de 115 millions d'euros. Le Groupe est présent dans treize pays; les Etats-Unis représentant le deuxième marché. Sia Partners est reconnu pour son expertise pointue dans l'énergie, les banques, l'assurance, les télécoms et le transport.

Charlotte de Lorgeril, Associate Partner Energy, Utilities et Environment, Charlotte travaille depuis 9 ans pour le cabinet Sia Partners. **En charge du développement des offres Oil&Gas, Déchets et Gaz Verts, elle est également responsable des études EnergyLab et du pilotage du blog Energie de Sia Partners.**

Thomas Samson, Consultant au sein de la practice Energy, Utilities et Environment de Sia Partners, Thomas a développé **une expertise pointue dans le domaine du gaz naturel carburant et des filières de biométhane**. Parallèlement, animateur de l'équipe blog, Thomas dispose de compétences de décryptage et d'analyse des différentes filières énergétiques.

Philippe Chalmin, Professeur à Dauphine, historien et économiste, il est spécialiste des matières premières; il publie chaque année depuis 1986 un rapport complet sur l'état et les perspectives des marchés mondiaux de matières premières.

Denis Clodic, Directeur de recherche du centre Énergétique et Procédés de Mines ParisTech pendant 18 ans, Président et Directeur R&D de la société Cryopur, co-lauréat du Prix Nobel de la Paix 2007, il a publié 200 publications dont 30 dans des revues à comités de lecture.

Alain Planchot est co-fondateur et Président d'**Evergaz**, opérateur intégré de la filière biogaz. Alain est un entrepreneur de services à l'Énergie et l'Environnement depuis plus de trente ans : d'abord à la tête d'Idex (services d'efficacité énergétique, CA 700 M€) de 1982 à 2011, puis en qualité de Business Angel auprès d'une dizaine de start-ups actives dans la Transition Énergétique.

Frédéric Flipo est Directeur Général Délégué d'**Evergaz**.

Simon Clodic est Directeur Commercial de la société Cryo Pur. Il développe les ventes de systèmes de production de biométhane liquide (bio-GNL), en France, en Europe et à l'international.

Bertrand de Singly Délégué stratégie à la Direction Stratégie et Territoires de GRDF depuis fin 2015. Bertrand a été également conseiller du Premier ministre sur l'énergie et l'environnement de 2009 à 2012.

Julien Schmit, Responsable du projet biométhane de GRTgaz. Il représente également l'entreprise auprès des parties prenantes pour promouvoir l'essor du biométhane. Au côté des autres opérateurs de réseau de gaz, le rôle des équipes GRTgaz est d'être facilitateur sur l'ensemble de la chaîne de valeur du biométhane et d'apporter à la filière l'expertise technique d'un industriel du gaz.

Pierre-Emmanuel Meyers, Directeur du marché du Biométhane pour l'Europe chez Air Liquide. Air Liquide leader mondial des gaz, services et technologies pour l'industrie et la santé est engagé dans les solutions visant à développer le transport propre. Le biométhane fait partie de ces solutions et Air Liquide a acquis une forte expertise sur l'ensemble de la chaîne de valeur – de l'épuration du biogaz à la distribution du bio-GNV. Le bio-GNV, solution alternative aux énergies fossiles, permet de répondre aux défis énergétiques et environnementaux.

Yann Guezal, Directeur Atlantique Environnement de la Banque Populaire Atlantique. Banquier depuis 1998, responsable des marchés de l'agriculture puis depuis 4 ans dans le financement des énergies renouvelables à Nantes pour 4 banques populaires avec Atlantique Syndication.

Pierre de Froidefond, Co-Fondateur et Directeur associé en charge du développement commercial au sein de Cap Vert Energie. Pierre a plus de 18 ans d'expérience de développement et de direction commerciale dans le B2B pour des grands groupes internationaux et des PME, opérateurs Telecom en France et au Canada.

Hervé Lucas est Directeur associé en charge des opérations au sein de Cap Vert Energie. Hervé à plus de 15 ans d'expérience en réalisation et exploitation industrielle de projets clefs en main d'infrastructures : traitement des eaux chez GDF-Suez; direction filiale régionale d'un groupe de travaux publics, spécialisée dans le domaine de l'eau.

Frédéric Sylvain, est co-fondateur et directeur-général du cabinet d'ingénierie Naskéo. Il conçoit et construit des unités de méthanisations depuis 12 ans.

Contact : Cédric de Saint-Jouan

Président

Think Tank France Biométhane

Tél : 06 80 92 98 68

Email : c.saintjouan@vol-v.com