enea
energy committed

État des lieux du biométhane en France

et pistes de réflexion
pour le développement de la filière

OCTOBRE 2017

Une étude réalisée en partenariat avec

BIOGAZ/ALLÉE®
Le cluster de la méthanisation

Cryo Pur
From waste to fuel

GRDF
GAZ RÉSEAU DISTRIBUTION FRANCE

GRTgaz
Connecter les énergies d'avenir

meridiam

TIGF
TRANSPORT ET INFRASTRUCTURES GAZ FRANCE

TOTAL

À propos d'ENEA Consulting

ENEA est un cabinet de conseil en stratégie contribuant à la mise en œuvre de la transition énergétique et environnementale et au développement de l'accès à l'énergie dans le monde, basé à Paris, à Melbourne et à Hong Kong. Depuis 2007, ENEA conseille et accompagne les acteurs industriels et institutionnels sur l'ensemble des filières et des marchés de la transition énergétique partout dans le monde.

enea-consulting.com

linkedin.com/company/enea-consulting

Auteurs

Laurent BLAISONNEAU
Directeur, ENEA Consulting

Safae EL FADILI
Manager, ENEA Consulting

Maeva FAURE
Analyste, ENEA Consulting

Alexane GONDEL
Analyste, ENEA Consulting

Emmanuel JULIEN
Partner, ENEA Consulting

Loïc RAKOTOJAONA
Manager, ENEA Consulting

Contributeurs

Christophe BELLET
Directeur de Projet Biométhane, GRDF

Simon CLODIC
Directeur Commercial, Cryo Pur

Dominique FRITZ
Responsable Communication, Biogaz Vallée®

Grégory LANNOU
Directeur, Biogaz Vallée®

Sandra LESTEVEN
Business Analyst, TOTAL GRP

Thomas LUBET
Ingénieur stratégie transition énergétique, TIGF

Julien LUPION
Chargé de développement biométhane, GRDF

Julien SCHMIT
Responsable développement biométhane, GRTgaz

Thibault SIMON
Analyste, Meridiam

Julien TOUATI
Directeur du développement, Meridiam

Ce document est mis à disposition selon les termes de la Licence Creative Commons Attribution - Pas d'Utilisation Commerciale - Partage dans les Mêmes Conditions 4.0 International. Pour voir la licence : http://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/

Résumé exécutif

La digestion de déchets organiques (agricoles, industriels ou ménagers) par méthanisation produit du biogaz, un gaz composé de 50 à 70% de méthane, principal composé du gaz naturel. La purification de ce biogaz permet d'obtenir un gaz équivalent au gaz naturel, que l'on appelle biométhane. Après injection dans les réseaux de gaz, le biométhane peut être ainsi valorisé pour des usages carburant ou combustible. Ce gaz renouvelable est donc une alternative concrète pour décarboner les usages du gaz naturel.

Lancée en 2011 par la mise en place de tarifs d'achat du biométhane injecté dans les réseaux, la filière biométhane française est une filière jeune et dynamique dont les premiers projets sont viables économiquement :

Les premiers retours d'expérience illustrent que les tarifs d'achat définis en 2011 assurent la viabilité des projets d'injection de biométhane en couvrant les coûts de production[1], même si ces derniers restent actuellement supérieurs aux prix d'approvisionnement en gaz naturel sur le marché de gros. À titre d'exemple, une modélisation économique d'une unité de production de biométhane agricole autonome représentative de la filière française montre que les coûts de production actuels sont de 95 €/MWh pour un tarif d'achat de 120 €/MWh (prix de marché de gros du gaz naturel à environ 17 €/MWh au premier semestre 2017 Bib.1).

À fin juin 2017, la situation de la filière biométhane française était la suivante :

- 35 sites injectaient du biométhane dans le réseau de gaz pour une production équivalente annuelle de 315 GWh représentant 0,05% de la consommation française de gaz naturel Bib.2.
- 297 projets supplémentaires étaient inscrits en file d'attente de raccordement chez les opérateurs de réseaux de gaz, correspondant à une capacité d'injection supplémentaire de 6,5 TWh/an Bib.2 soit 2% de la consommation française de gaz naturel

Ce dynamisme est encourageant au regard de l'objectif ambitieux de développement que se fixe la France avec une cible de 10% de gaz renouvelable dans la consommation française à horizon 2030 (Loi de Transition Energétique pour la Croissance Verte – LTECV Bib.3). Cette cible est corroborée par de bonnes perspectives de demande de biométhane, avec la croissance attendue à la fois des usages carburants (montée en puissance du bioGNV) et combustibles (avec entre autres des objectifs d'intégration des énergies renouvelables dans les réseaux de chaleur, nouvelle règlementation environnementale dans le secteur des bâtiments neufs, intérêt grandissant de la part des collectivités et des gros consommateurs).

Plusieurs leviers sont susceptibles de permettre au biométhane de trouver sa place dans le mix énergétique français :

Sur l'axe industriel, des réductions des coûts sont nécessaires grâce à l'innovation et l'optimisation des technologies et des pratiques opératoires. L'étude illustre qu'une réduction de 30% des coûts de production actuels est accessible d'ici 5 à 10 ans[2].

1 Retours d'expérience basés sur le suivi sur une année d'une dizaine de projets d'injection de biométhane

2 Analyse économique basée sur le contexte de développement de projets actuel. Ces perspectives de réduction des coûts ne prennent par en compte l'évolution possible de facteurs exogènes pouvant impacter les coûts (par exemple, un durcissement de la réglementation ou une tension de marché sur les intrants qui pourraient augmenter les coûts de production)

Sur l'axe réglementaire, l'évolution progressive du cadre de soutien en cohérence avec l'évolution de la maturité de la filière pourrait permettre le soutien de la dynamique actuelle :

→ **À court terme,** stimuler la demande de gaz renouvelable en offrant une meilleure visibilité sur les mécanismes de soutien aux usages. Actuellement structurés autour des garanties d'origine (certifiant le caractère renouvelable du biométhane produit) et des réductions de fiscalité pour les fournisseurs de gaz, ces mécanismes n'offrent pas une lisibilité suffisante pour dynamiser et fluidifier le marché du biométhane entre producteurs, fournisseurs de gaz et consommateurs.

→ **À moyen terme,** faire évoluer le cadre réglementaire pour permettre d'exploiter l'ensemble du potentiel français en favorisant la mise en production des gisements physiquement éloignés des réseaux de gaz via la structuration de mécanismes dédiés, ainsi qu'en créant des conditions réglementaires pour injecter davantage de gaz pendant la période estivale.

→ **À long terme,** lorsque la baisse des coûts de production du biométhane sera suffisamment engagée, opérer un basculement des tarifs d'achat à l'injection vers des compléments de rémunération pour limiter le coût pour la collectivité.

Sur l'axe financier, l'émergence de schémas de financement efficaces et adaptés aux spécificité des projets de biométhane sont également souhaitables. l'étude estime que les perspectives de croissance de la filière sur 2019-2023 correspondent à un volume total de financement de 1 à 2 Mds €. Pour atteindre les objectifs fixés par la LTECV, le volume de financement requis d'ici 2030 est estimé à 10 Mds €.

Sur l'axe administratif, simplifier les démarches d'autorisation à l'exploitation des unités de production de biométhane permettra de réduire les temps de développement des projets.

Implantée au cœur des territoires, la filière biométhane offre des externalités positives de diverses natures dont la valorisation contribuera à inscrire la filière sur le long terme. Le développement du biométhane permettra notamment :

- d'ancrer une économie circulaire à l'échelon local en matière de gestion et de recyclage des déchets
- de renforcer le développement de solutions de mobilité durable dans le secteur du transport grâce au biométhane carburant (bioGNV), sous forme de bioGNC ou bioGNL, afin d'améliorer la qualité de l'air
- de contribuer au développement de l'économie locale en assurant un complément de revenu aux agriculteurs (90% du potentiel de production de biométhane est agricole)
- d'atteindre les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) fixés par la Loi de Transition Energétique pour la Croissance Verte

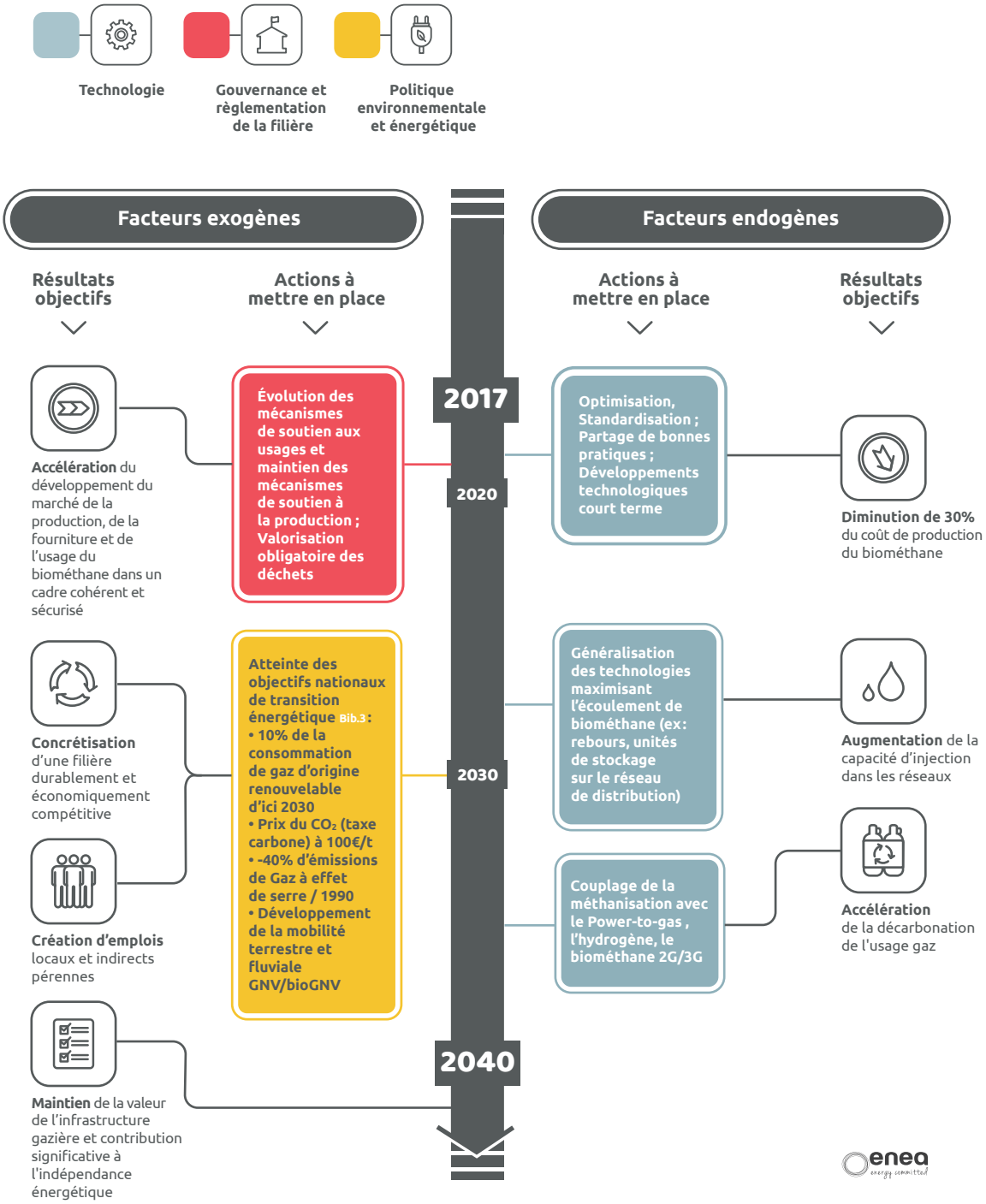
Entre ces évolutions attendues et la valorisation des externalités positives, un chemin de développement d'une filière biométhane française forte et pérenne est possible avec l'intégration successive :

Des facteurs endogènes à la filière, concourant à la maximisation de la compétitivité intrinsèque des projets. À titre d'exemple, les améliorations technologiques permettront de gagner en performance et en productivité, et de diminuer les coûts de production.

Des conditions exogènes à la filière qui devront être réunies pour assurer son développement. Celles-ci sont soumises aux décisions des pouvoirs publics mais également à l'évolution des marchés (prix du gaz naturel, déploiement de stations GNV, prix du CO_2, etc).

Figure 1

Des pistes de réflexion pour une filière durablement compétitive



Co-construit par l'ensemble des acteurs de cette étude, cette première feuille de route trace les conditions d'émergence d'une filière biométhane française compétitive et créatrice de valeurs pour l'ensemble des parties prenantes.

Sommaire

RÉSUMÉ EXÉCUTIF 4

OBJECTIFS ET CONTENU 8

1

LE MARCHÉ
UNE FILIÈRE DYNAMIQUE À FORT POTENTIEL DE CROISSANCE 10

État des lieux 11
Défis et opportunités 16
Recommandations 23

2

LES TECHNOLOGIES
UNE OPPORTUNITÉ POUR LE DÉVELOPPEMENT D'UNE OFFRE TECHNOLOGIQUE FRANÇAISE INNOVANTE ET CRÉATRICE DE VALEURS 24

État des lieux 25
Défis et opportunités 28
Recommandations 31

3

L'ÉCONOMIE
DES MÉCANISMES DE SOUTIEN ADAPTÉS POUR AUJOURD'HUI, DES LEVIERS ÉCONOMIQUES EFFICACES POUR DEMAIN 32

État des lieux 33
Défis et opportunités 35
Recommandations 39

4

LE FINANCEMENT
DES OPPORTUNITÉS RÉELLES À SAISIR POUR DES ACTEURS SACHANT INTÉGRER L'ENSEMBLE DES SPÉCIFICITÉS DE LA FILIÈRE 40

État des lieux 41
Défis et opportunités 44
Recommandations 46

CONCLUSION 47

PARTENAIRES 51

BIBLIOGRAPHIE 53

ANALYSE

« La méthanisation est une chance à saisir pour la France, le pays d'Europe où se trouve le premier potentiel de biogaz encore largement sous exploité. L'énergie est vitale pour tous les secteurs d'activités, publics comme privés. Or, la méthanisation offre une ressource qui permet une approche réellement circulaire.

C'est une énergie locale, sûre et vertueuse, qui doit participer significativement et activement à la transition énergétique de notre pays. Il s'agit de passer à la vitesse supérieure, d'agir en faveur de cette filière industrielle et de se mettre en capacité de développer un modèle français ! »

Objectifs et contenus

La filière française du biométhane a un potentiel de développement qui devrait lui permettre de contribuer significativement aux objectifs de production d'énergie renouvelable en France. C'est une filière riche en opportunités, car elle touche à la fois au monde des déchets et à celui de l'énergie, mais également complexe, et pour laquelle il est nécessaire de clarifier les atouts et les axes d'amélioration afin d'en réaliser pleinement le potentiel.

Sur la base d'un travail approfondi de plus de 6 mois, la réalisation d'une vingtaine d'entretiens auprès des acteurs majeurs positionnés sur la chaîne de valeur du biométhane et la visite technique d'un site novateur pour la filière en Angleterre, ENEA Consulting a réalisé une étude ayant pour objectif de décrypter les dynamiques et opportunités de la filière biométhane en France : quelle feuille de route pour une filière durablement compétitive ?

Enjeux

- Marché
- Technologies
- Économie
- Financement

Méthodologie

- 6 mois d'élaboration
- Une vingtaine d'entretiens
- Une visite technique

Partenaires

Au-delà de l'analyse menée par les équipes d'ENEA Consulting, cette réflexion est avant tout le fruit d'un travail collaboratif avec des acteurs industriels de référence partenaires de cette étude :

BIOGAZ/ALLÉE® Le cluster de la méthanisation

Cryo Pur From waste to fuel

GRDF GAZ RÉSEAU DISTRIBUTION FRANCE

GRTgaz Connecter les énergies d'avenir

meridiam

TIGF TRANSPORT ET INFRASTRUCTURES GAZ FRANCE

TOTAL

Structure

1. LE MARCHÉ
2. LES TECHNOLOGIES
3. L'ÉCONOMIE
4. LE FINANCEMENT

Le présent rapport est une synthèse des résultats de l'étude, structurée en quatre axes nommés ci- dessus. Pour chacun de ces axes, le rapport dresse l'état des lieux de la filière, en identifie les principaux défis et principales opportunités, et émet des recommandations visant à favoriser l'émergence du biométhane en France.

Dans le cadre de cette publication, le choix a été fait de ne pas nommer de projets ou d'acteurs particuliers. Par ailleurs, l'étude intègre les éléments connus en juin 2017 par ses rédacteurs et l'ensemble des parties prenantes sollicitées.

1

LE MARCHÉ

UNE FILIÈRE DYNAMIQUE À FORT POTENTIEL DE CROISSANCE

- État des lieux
- Défis et opportunités
- Recommandations

LE MARCHÉ
État des lieux

Le biométhane est un gaz renouvelable issu de l'épuration du biogaz. Obtenu suite à la digestion de la matière organique par la méthanisation, le biogaz, composé de 50 à 70% de méthane, est purifié de manière à atteindre la qualité du gaz naturel. Une fois injecté dans les réseaux de transport ou de distribution de gaz, le biométhane peut être valorisé au même titre que le gaz naturel pour des usages carburant ou combustible. En France, le biométhane est essentiellement produit à partir de déchets organiques agricoles, industriels ou ménagers, et participe donc au traitement et à la valorisation des déchets. Cette filière génère également du digestat, matière fertilisante pouvant se substituer aux engrais voir Fig.2.

De nombreux acteurs sont impliqués sur la chaîne de valeur du biométhane. Ils peuvent être de deux types:

- Des acteurs économiques, qui interviennent tout au long de la chaîne
- Des acteurs transverses, qui catalysent, organisent et promeuvent la filière biométhane voir Fig.3.

La filière française de production du biométhane est récente et dynamique, avec un usage centré majoritairement aujourd'hui sur le carburant

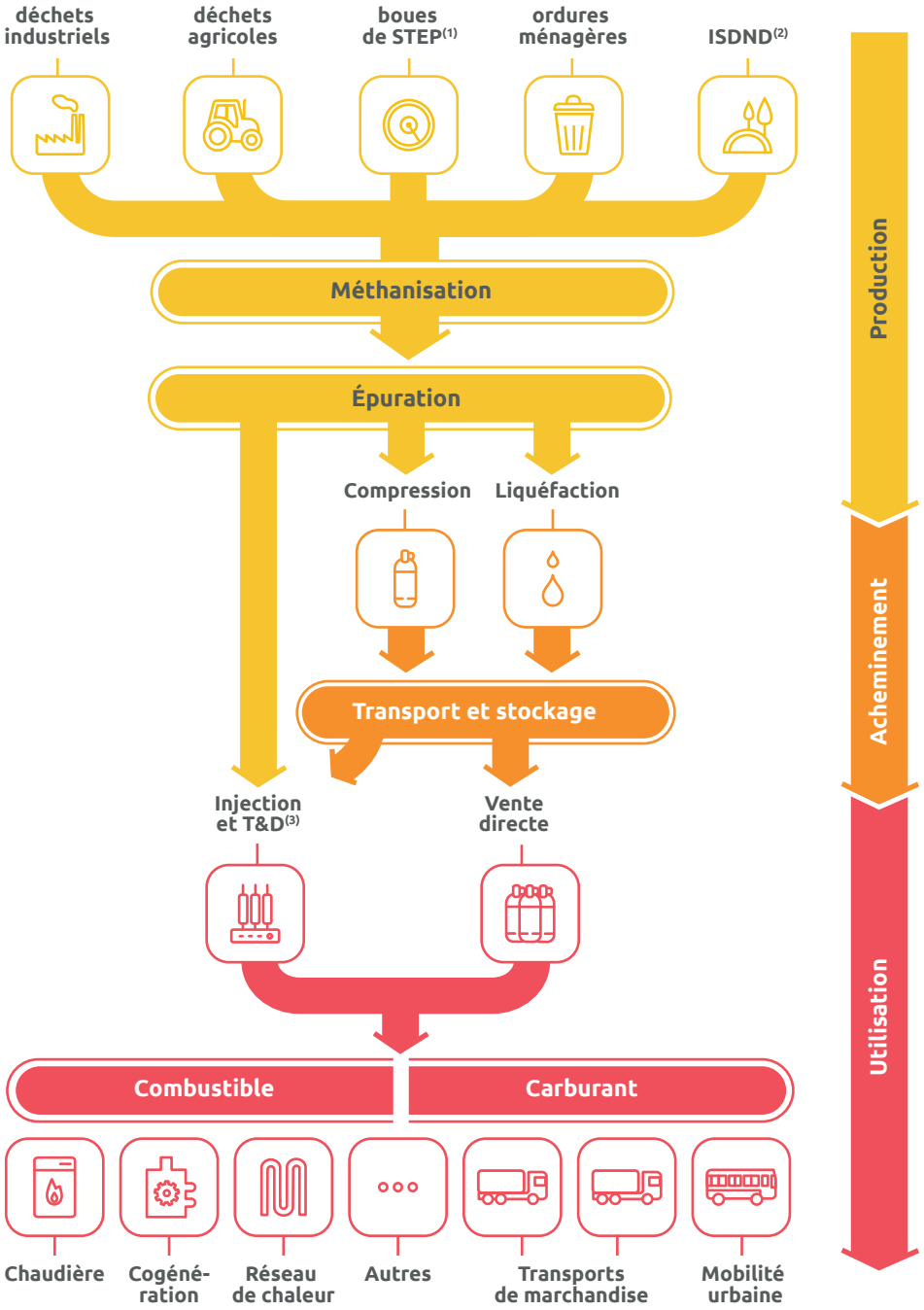
Depuis son lancement en 2011, avec la mise en place de tarifs d'achat, la filière française d'injection de biométhane connaît une croissance notable. À fin juin 2017, 35 sites injectaient du biométhane dans le réseau de gaz pour une production annuelle de 315 GWh Bib.2, soit environ 0,05% de la consommation totale de gaz en France. Cette quantité représentait 3 fois le volume injecté en 2015, et plaçait la France au 5ème rang en volume des pays producteurs européens en 2016 Bib.4. Par ailleurs, 297 projets supplémentaires étaient inscrits en file d'attente de raccordement, correspondant à une capacité d'injection de 6,5 TWh/an Bib.2. La filière est encouragée par des objectifs ambitieux des pouvoirs publics: la Loi de Transition Energétique pour la Croissance Verte (LTECV) cible l'atteinte de 10% de renouvelable dans la consommation française de gaz à horizon 2030 Bib.3.

Le biométhane en France était en 2015 valorisé via le système de Garanties d'Origine, permettant la traçabilité du gaz renouvelable, à environ 80% en usage carburant pour des applications de mobilité et 20% en usage combustible Bib.3. Pour l'usage carburant, les principaux consommateurs de biométhane sont les transporteurs de la grande distribution, qui ont une forte ambition de réduction de leurs émissions de gaz à effet de serre, et les transporteurs publics dans une moindre mesure. Pour l'usage combustible, il s'agit

Figure 2

La filière biométhane, à mi-chemin entre déchets et énergie

La chaîne de valeur du biométhane en France



(1) STEP : Station d'Epuration
(2) ISDND : Installation de Stockage de Déchets Non Dangereux
(3) T&D : Transport et distribution de gaz

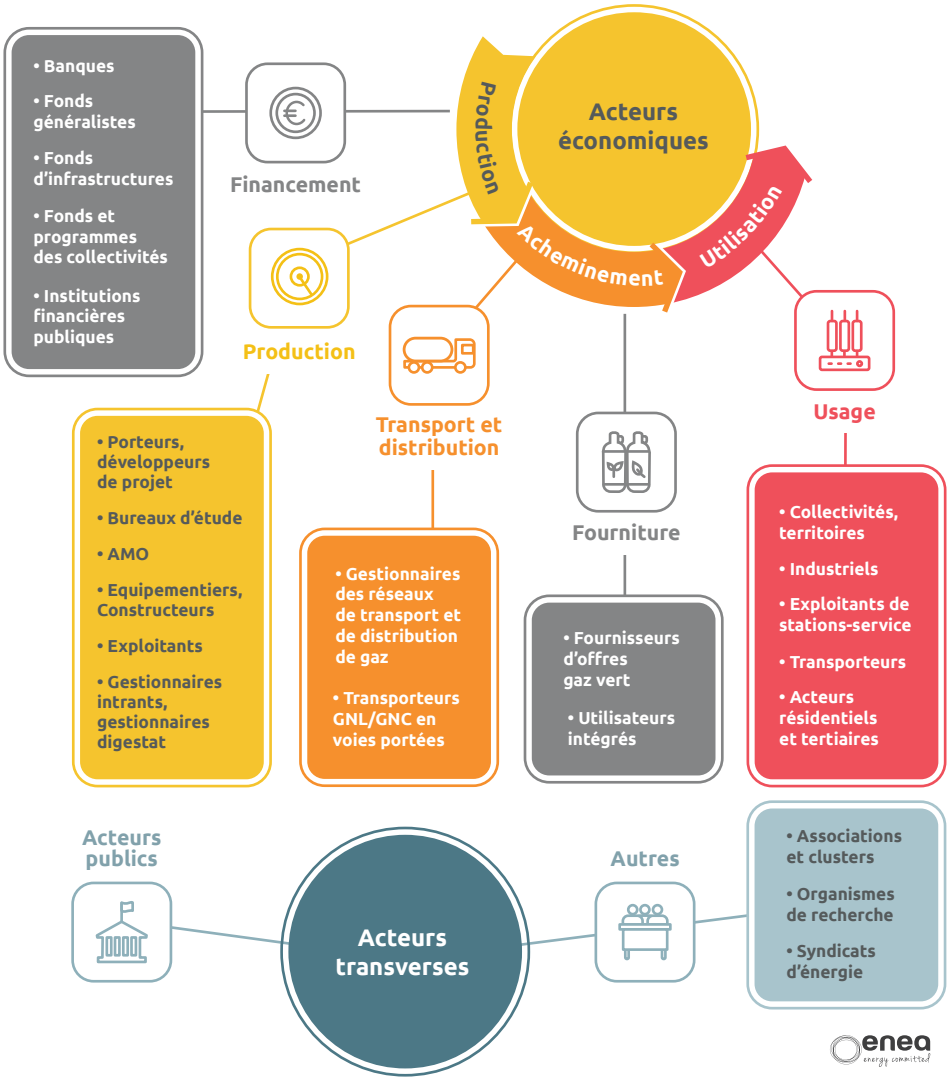
avant tout de collectivités, pour le chauffage de bâtiments publics et l'alimentation de réseaux de chaleur.

Des mécanismes de soutien à la production, à la fourniture et à l'usage existent en France et permettent à la filière de se développer. Deux mécanismes mis en place fin 2011 ont permis à ce jour de lancer le marché du biométhane :

- **Un soutien à la production,** via les tarifs d'achat applicables à l'injection et les subventions directes à l'investissement. Les tarifs sont structurés de manière à rendre la filière biométhane vertueuse, en encourageant très majoritairement la valorisation des déchets quelle que soit leur origine et donc à minimiser les cultures énergétiques dédiées. A l'inverse, l'Allemand avait favorisé spécifiquement le développement de ces cultures à l'émergence de sa filière, créant un effet d'opportunité non contrôlé à la production. En réaction, les pouvoirs publics allemands ont grandement diminué les bonus touchés pour l'utilisation du biométhane en

Figure 3

La filière biométhane française, point de rencontre entre de nombreux acteurs



2012, pour finalement les arrêter en 2014, menant aujourd'hui à une forte stagnation de la croissance du marché du biométhane Bib.6

- **Un soutien à la fourniture,** via les Garanties d'Origine (GO), dont le mécanisme de fonctionnement est détaillé Fig.4. Une GO correspond à 1 MWh de biométhane injecté sur le réseau par un producteur. Le registre national des GO assure la traçabilité du biométhane et les transactions qui lui sont associées entre fournisseurs et utilisateurs. Ce dispositif permet de décorréler la production physique de la molécule de biométhane de sa vente contractuelle à un consommateur par un fournisseur.
- Les GO sont valorisables par les fournisseurs de gaz renouvelable, qui conservent 100% de leur valeur à la vente pour les usages carburant et 25% pour les usages combustible (les 75% restants étant reversés au fonds de compensation tenu par la Caisse des Dépôts) Bib.7. Cette distinction a un impact sur les débouchés poussés par les fournisseurs, ce qui explique en partie l'importance de l'usage carburant, qui est considéré comme le plus vertueux sur le plan environnemental par les pouvoirs publics voir Fig.4.

Un mécanisme de soutien à l'usage du biométhane a été adopté fin 2016, mais son effet sur la dynamique du marché du biométhane est encore incertain. Il concerne une exonération complète de TICGN[1], une taxe s'appliquant uniquement pour les usages combustible du gaz naturel, a été adoptée dans le cadre la loi de finances pour 2017 pour le biométhane injecté dans les réseaux Bib.8.

Enfin, il est à noter que le biométhane, à l'instar d'autres énergies renouvelables productrices de chaleur, peut bénéficier d'un soutien pour les réseaux de chaleur. Le gaz certifié renouvelable grâce aux garanties d'origine et consommé par un réseau de chaleur peut participer à l'atteinte d'un mix à 50% d'énergie renouvelable et de récupération, permettant aux utilisateurs de bénéficier d'une TVA réduite à 5,5% Bib.7.

La filière biométhane européenne n'a pour le moment pas de vision commune fédératrice

Aujourd'hui, il n'existe pas d'objectifs à l'échelle européenne de production et d'utilisation du biométhane. Les pays membres ont la liberté de choisir les mécanismes de soutien à la production ou à l'usage qu'ils souhaitent développer :

- Ils mettent en place des schémas de soutien nationaux, adaptés pour répondre à leur stratégie propre (intégration d'énergie renouvelable, traitement des déchets, mobilité propre, etc.)
- Ces mécanismes de soutien ne couvrent pas systématiquement les mêmes périmètres. À titre d'exemple, l'Allemagne offre des subventions au raccordement aux réseaux en mutualisant presque tous les coûts dans les tarifs d'utilisation des réseaux, tandis que le coût moyen de raccordement aux réseaux est couvert par les tarifs d'achat en France.

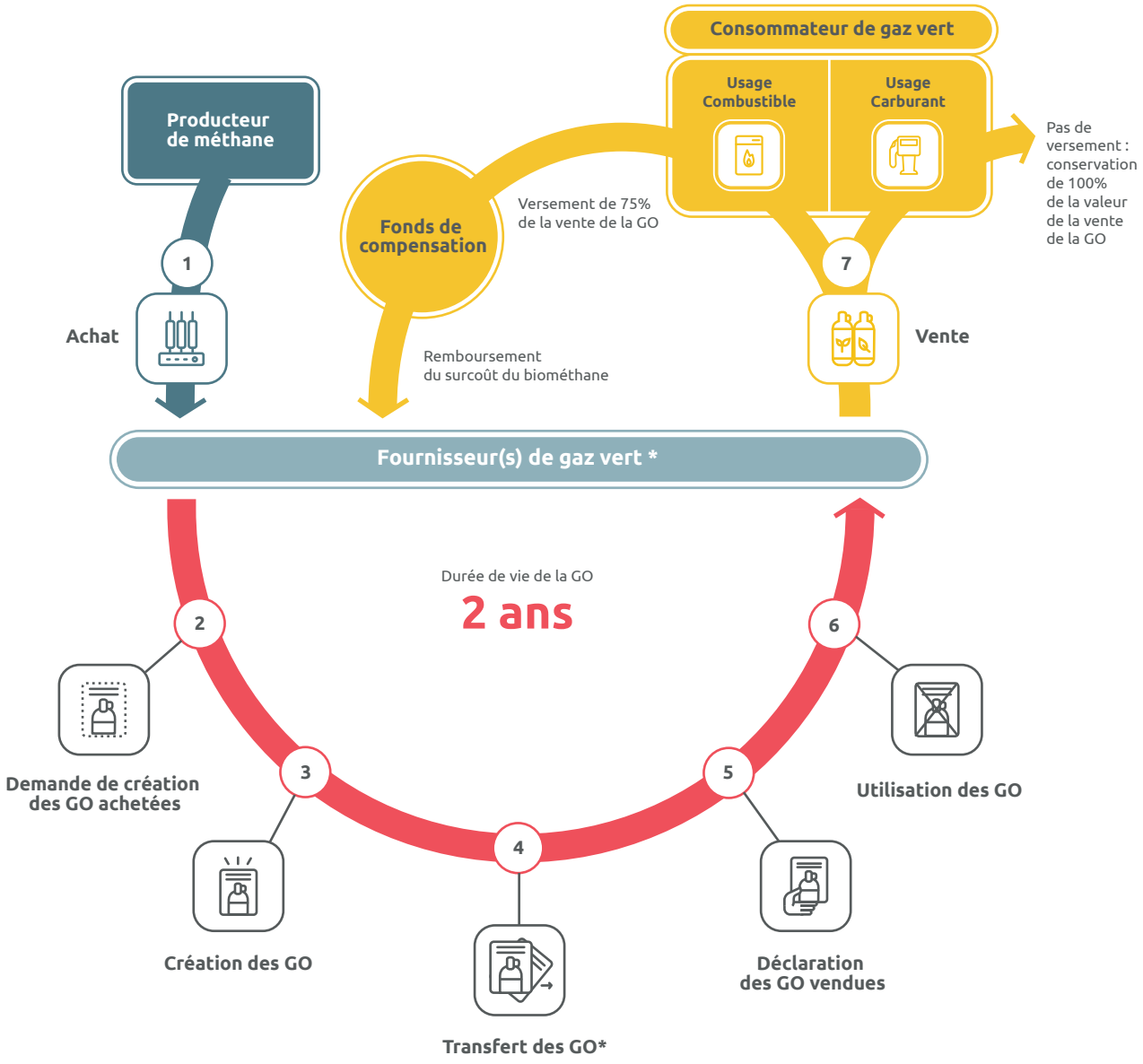
À date, il n'existe pas encore de marché européen ouvert des garanties d'origine. Plusieurs pays ont néanmoins développé leur propre système de traçabilité du gaz renouvelable, notamment l'Allemagne, le Royaume-Uni et la France, basé sur des critères et des principes de fonctionnement différant grandement d'une nation à l'autre.

1 TICGN : Taxe Intérieure De Consommation Sur Le Gaz Naturel

Figure 4

Les garanties d'origine (GO) certifient l'origine renouvelable du gaz

Principe de fonctionnement



* Dans la plupart des cas, un seul fournisseur de gaz vert est impliqué dans le processus.
Cependant, si plusieurs fournisseurs sont mis en jeu, une étape de transfert des GO est nécessaire entre fournisseurs

LE MARCHÉ
Défis et opportunités

La Production

Malgré une bonne dynamique de croissance, une accélération du développement de la filière est requise pour répondre aux objectifs nationaux fixés

À partir des informations fournies par le GT[1] « Injection de biométhane » ayant analysé les données du registre des capacités, l'évaluation de la croissance de la production de biométhane sur les prochaines années a pu être réalisée par ENEA Consulting voir Fig.5. Bien que témoignant d'une bonne dynamique de croissance, le parc de production doit se développer plus rapidement pour atteindre les objectifs nationaux fixés à fin 2023.

Aujourd'hui, l'émergence des projets de production fait encore face à 3 principaux défis :

1. Une complexité de la filière

Le choix de traiter et valoriser une grande variabilité de déchets rend la filière française du biométhane hétérogène en termes de mix d'intrants. L'émergence de projets de production de biométhane peut donc être complexifiée par la variété des sources d'approvisionnement et la quantité requise des intrants utilisés pour la méthanisation :

- La sécurisation de l'approvisionnement en intrants (à la fois en quantité et en qualité) sur la durée des projets est difficile à obtenir
- La surface importante requise pour l'épandage du digestat n'est parfois pas disponible à proximité de l'unité de méthanisation

Pour obtenir un volume d'intrants suffisant pour la production de biométhane, il peut être nécessaire d'impliquer de nombreux acteurs (acteurs agricoles, industriels, collectivités) qui peuvent avoir une connaissance limitée de la filière biométhane. Cette multiplicité des acteurs peut rendre difficile le montage et la structuration des projets.

2. Un montage de projet pouvant être long et coûteux

Un projet peut mettre entre 1,5 et 6 ans pour être mené à terme, cela est notamment dû à la complexité des démarches administratives d'obtention du statut d'ICPE[2] (soumise à « autorisation » en particulier pour les projets de taille importante). La démarche est également coûteuse : entre 60 et 100 k € sont requis pour le montage d'un dossier[3].

L'acceptabilité sociale peut aussi représenter un frein au développement de la filière : elle est souvent liée à des craintes de nuisances olfactives, sonores et sanitaires.

1 GT « Injection de biométhane » : Groupe de Travail réunissant les gestionnaires de réseaux de gaz naturel, co-piloté par l'ADEME et GRDF.

2 ICPE : Installation Classée pour la Protection de l'Environnement.

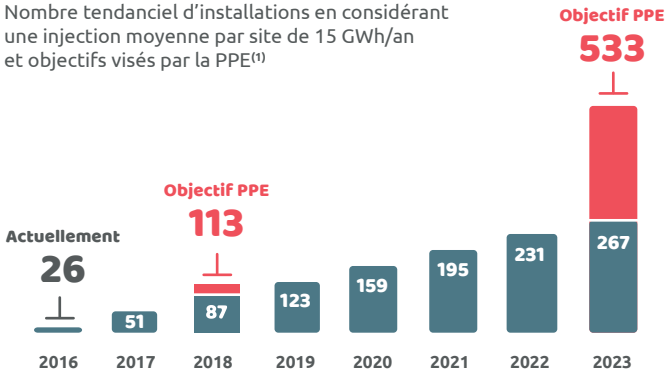
3 Analyses ENEA Consulting suite aux entretiens menés avec des professionnels du secteur.

Figure 5

Un développement soutenu, mais en deçà des objectifs

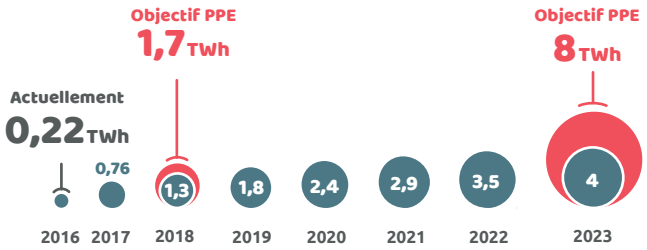
Nombre de sites producteurs

Nombre tendanciel d'installations en considérant une injection moyenne par site de 15 GWh/an et objectifs visés par la PPE(1)



Quantité de biométhane injectée en france

Source GT Injection à mai 2017, évolution tendancielle sur les capacités enregistrées entre 2014 et 2016 aboutissant à 4 TWh injectés en 2023, et objectifs visés par la PPE(1)



(1) PPE : Programmation Pluriannuelle de l'Énergie.

« GRDF considère que la dynamique constatée depuis le second semestre 2016 rend réaliste l'atteinte des 8 TWh. »

GRDF GAZ RÉSEAU DISTRIBUTION FRANCE

La filière biométhane accélère fortement depuis le second semestre 2016 : plus de 1,3 TWh/semestre de capacités enregistrées dans la file d'attente et 6,5 TWh de capacité totale enregistrée à la fin du premier semestre 2017

Les levées de financement auprès de banques ou de fonds, ou encore l'accès à des subventions publiques peuvent être compliqués :

- **Les banques** sont très prudentes lorsqu'il s'agit de financer des projets de méthanisation, leurs exigences en termes de critères de financement sont fortes. Le financement des projets de méthanisation porte l'intérêt de la banque sur la qualité intrinsèque du projet et sa génération de revenus futurs. L'indicateur principal est le TCD (Taux de couverture de la Dette) qui doit être supérieur à 140%[1]. Les banques réalisent alors de nombreux audits : un audit sur les autorisations du projet, un audit technique, un audit des assurances, etc. et imposent des garanties bancaires conséquentes.
- **Les fonds d'investissement** ont aujourd'hui peu d'appétence pour la filière biométhane, en raison de la petite taille des projets (165 m³(n)/h de capacité d'injection en moyenne, représentant un investissement unitaire de 3,4 à 4,8 millions d'euros[2]) et de leur variabilité en termes d'intrants utilisés, de structure juridique et financière, d'organisation, etc.
- **Les demandes de subventions** peuvent être laborieuses et coûteuses (études préalables requises pouvant représenter un coût de 20 à 40 k€[1]). De plus, les volumes de subvention disponibles diffèrent selon les régions et la typologie des projets

3. Des potentiels de production non exploités, mais pour lesquels des solutions émergent

En utilisant l'ensemble des ressources disponibles pour la production de biométhane, la répartition du potentiel injectable de biométhane par secteur à horizon 2030 a été obtenue voir Fig.6. La filière agricole est celle qui présente le plus grand potentiel de gisement mobilisable : environ 90% du potentiel total sera issu de matières agricoles.

Le gisement agricole mobilisable est souvent situé dans des zones rurales éloignées des réseaux de gaz naturel. Ainsi, une partie du productible est aujourd'hui difficilement accessible, cela concerne essentiellement :

1 Analyses ENEA Consulting suite aux entretiens menés avec des professionnels du secteur.

2 Analyses ENEA Consulting.

- **Le potentiel proche du réseau** de gaz mais sur des mailles saturées sur lesquelles le biométhane ne peut pas être injecté en période de faible consommation. Cette situation reste néanmoins rare aujourd'hui. Des solutions technologiques sont en cours de développement pour maximiser la capacité d'injection de ces mailles : rebours par rapport au flux normal du gaz vers un réseau de pression supérieur et stockage de biométhane temporaire notamment.
- **Le potentiel trop éloigné des réseaux** pour envisager un raccordement. Des solutions d'acheminement alternatives existent : les voies portées qui visent le transport du biométhane sous formes liquide ou gazeuse sous pression par voie routière, pour une injection sur des réseaux de gaz disposant d'une plus forte capacité d'accueil du gaz vert (on appelle ce schéma « gaz porté »).

Ces solutions peuvent aussi être envisagées pour transporter directement le biométhane vers les lieux de consommation sans passer par l'injection dans les réseaux de gaz (« gaz porté hors injection »). Il n'existe pour le moment pas de mécanisme de soutien pour ce type de configuration hors injection ou pour l'injection « centralisée » (plusieurs sites de production transportent leur production de biométhane par camion jusqu'à un lieu d'injection unique partagé).

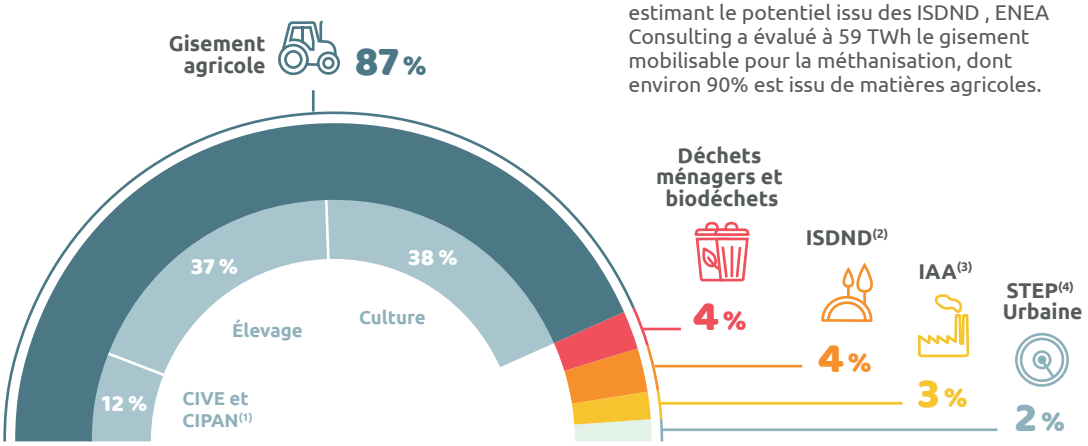
Certaines installations existantes de production de biogaz en cogénération pourraient également être adaptées pour produire du biométhane. La dégressivité des tarifs d'achat actuels en fonction de l'ancienneté de la valorisation de biogaz (coefficient S[1]) freine néanmoins l'émergence de ce type de projet. La mise en place d'appels d'offre pour ces projets pourrait être une solution efficace permettant d'exploiter du potentiel à un coût relativement faible, puisque marginal par rapport à l'investissement de départ.

Figure 6

Le gisement agricole, principal contributeur de la production de biométhane en 2030

Estimation de la répartition en énergie du potentiel injectable à horizon 2030

En analysant les études de gisement réalisées pour le compte de l'ADEME B.11 et B. 12, et en estimant le potentiel issu des ISDND , ENEA Consulting a évalué à 59 TWh le gisement mobilisable pour la méthanisation, dont environ 90% est issu de matières agricoles.



(1) CIVE : culture intermédiaire à vocation énergétique. CIPAN : culture intermédiaire pièges à nitrates.
(2) ISDND : installation de stockage des déchets non dangereux.
(3) IAA : industrie Agro Alimentaire.
(4) STEP : station d'épuration.

L'exploitation du gisement agricole disponible, souvent situé dans des zones rurales éloignées des réseaux de gaz naturel, représente un défi technologique. Des solutions d'acheminement alternatives émergent aujourd'hui afin de tirer profit de ce potentiel.

1 Coefficient S : Coefficient de réduction du tarif d'achat fonction de l'ancienneté des installations, prenant en compte l'amortissement des équipements existants.

À PROPOS DE LA SATURATION DES RÉSEAUX

« Près de 90% des sites de production de biométhane qui injecteront dans les réseaux de gaz naturel le feront dans les réseaux de distribution. Or, il existe aujourd'hui quelques mailles du réseau de distribution sur lesquelles la consommation de gaz naturel peut être trop faible pour que tout le biométhane produit puisse être injecté. Cela peut limiter les capacités d'injection d'installations déjà opérationnelles, mais également remettre en cause la faisabilité même de certains projets, les investisseurs pouvant considérer que faute d'exutoire, le risque financier est trop important. Ces situations arrivent principalement en été lorsque les consommations liées au chauffage ou à l'industrie diminuent significativement.

Les équipes des gestionnaires de réseaux sont mobilisées pour concevoir et mettre en œuvre les solutions d'aujourd'hui et de demain qui permettront aux producteurs de biométhane d'injecter un maximum de gaz renouvelable dans ces réseaux.

Dans la plupart de ces situations, des solutions simples et matures peuvent être mises en œuvre : régler la pression de certaines mailles du réseau différemment en été et en hiver, relier une zone de faible consommation à une autre où la consommation est plus importante (on parle alors de maillage)...

Certaines solutions moins matures sont aujourd'hui étudiées : le rebours qui consiste à compresser le gaz pour le faire passer d'une maille de distribution à une maille de pression supérieure (distribution ou transport) qui pourra absorber le biométhane injecté ; ou encore le stockage temporaire de biométhane sous forme liquide ou gazeuse qui est ensuite réinjecté dans le réseau en période de plus forte consommation. Deux installations pilotes de rebours distribution/transport sont aujourd'hui en cours d'étude pour des mises en service prévues fin 2019. Elles permettront de valider la conception, tester différentes options techniques et vérifier le fonctionnement des réseaux ainsi équipés. Ces deux pilotes vont s'intégrer dans des programmes de développements territoriaux plus globaux et sous l'angle du smart grid avec l'apport du numérique. »

TIGF TRANSPORT ET INFRASTRUCTURES GAZ FRANCE — GRTgaz Connecter les énergies d'avenir — GRDF GAZ RÉSEAU DISTRIBUTION FRANCE

La fourniture et la consommation

L'offre en biométhane des fournisseurs de gaz gagnerait à se développer

Les offres de gaz vert sont encore peu lisibles et accessibles par les consommateurs finaux. Des offres ciblant davantage les gros consommateurs (collectivités, tertiaires, industriels) sont proposées par les fournisseurs historiques depuis quelques années, elles ne sont en revanche pas publiques et s'adaptent à la demande du client. Deux fournisseurs se sont néanmoins positionnés en 2017 pour ouvrir le marché aux particuliers en France.

À PROPOS DES VOIES PORTÉES

« Aujourd'hui la liquéfaction du biométhane fait ses débuts en France afin de transporter le biométhane d'un site agricole isolé vers un point d'injection dans le réseau de distribution de gaz naturel. Afin de faciliter la production de biométhane dans les régions agricoles isolées, la mise en place d'un tarif réglementé hors injection permettrait d'utiliser directement le bio-GNL comme carburant, ce qui permettrait aux transporteurs de réduire leurs émissions de GES de 90% par rapport au diesel tout en bénéficiant de la très haute autonomie du GNL (1 500 km) ».

Cryo Pur From waste to fuel

Les stations proposant du bioGNV sont en nombre encore limité : à fin 2016, sur un parc d'environ 50 stations GNV publiques en France, une trentaine de stations proposaient une offre de bioGNV[1] Bib.13.

La demande de gaz renouvelable est en revanche amenée à croître dans les prochaines années

La demande en biométhane combustible devrait attirer de nouveaux consommateurs :

- **À court terme :** suite à l'adoption de l'exonération de TICGN Bib.8 pour le biométhane injecté dans les réseaux, de gros consommateurs de gaz se sont manifestés auprès de fournisseurs pour un approvisionnement en gaz renouvelable. Cette demande est également encouragée par des considérations de RSE[2] et de marketing de la part des grands groupes. Par ailleurs, les fournisseurs d'offres d'électricité verte pour particuliers estiment qu'un tiers de leurs clients sont intéressés par le gaz vert[3]. Changer d'offre d'approvisionnement pour du biométhane permet d'accéder à une énergie renouvelable sans avoir à changer ses installations au gaz déjà existantes.
- **À moyen terme :** les réseaux de chaleur présentent un fort potentiel de demande, l'ADEME estimant que la consommation de gaz dans ces réseaux devrait doubler entre 2013 et 2030 (de 16 à 30 TWh) Bib.14. Les opérateurs de réseaux de chaleur sont par ailleurs fiscalement incités à atteindre plus de 50% d'énergie renouvelable et de récupération sur leur réseau, pour pouvoir bénéficier d'une TVA réduite à 5,5% Bib.9. Le secteur des bâtiments neufs pourrait également être un débouché important pour le biométhane dans le cadre de la Réglementation Environnementale 2018 (RE 2018), qui imposera une limitation des émissions de CO_2 du secteur Bib.15.
- **À plus long terme :** un prix suffisamment élevé de la tonne de CO_2 sur le marché des quotas pourrait attirer les gros consommateurs soumis aux quotas d'émission CO_2 (EU ETS[4]).

La demande en bioGNV devrait suivre la croissance du GNV : l'évolution du parc de stations GNV affiche une croissance constante depuis quelques années, avec un taux de plus de 50% de stations offrant du bioGNV à fin 2017. L'application de la directive européenne AFI (Alternative Fuels Infrastructures), imposant aux pays membres de développer un réseau de stations offrant un avitaillement en carburants alternatifs, permettra au parc d'au minimum tripler sa taille d'ici 2025, comme le montre la Fig.7. Le plan CANCA (Cadre d'Action National pour le développement des Carburants Alternatifs) élaboré par le gouvernement en réponse à cette directive reste tendanciel et prévoit l'atteinte de 140 stations en 2025 Bib.16. Le déploiement estimé par l'AFGNV (Association Française du Gaz Naturel pour Véhicules) pour atteindre les mêmes objectifs est bien plus volontariste, avec 300 stations GNV en 2025 Bib.17. Enfin, la réalisation des plans de déploiement de flottes roulant au bioGNV annoncés par les transporteurs publics et les acteurs de la grande distribution est un point clé de l'émergence attendue.

À PROPOS DE LA DEMANDE EN BIOGNV

« Avec l'ouverture de plus de 100 stations GNV dans les 5 ans pour un maillage complet du territoire, nous souhaitons accompagner et accélérer le développement de la filière. Des offres bioGNV adaptées aux besoins de nos clients feront bien entendu partie de ce déploiement. »

TOTAL

1 BioGNV : Biométhane carburant (GNV : Gaz Naturel pour Véhicules).

2 RSE : Responsabilité Sociétale des Entreprises.

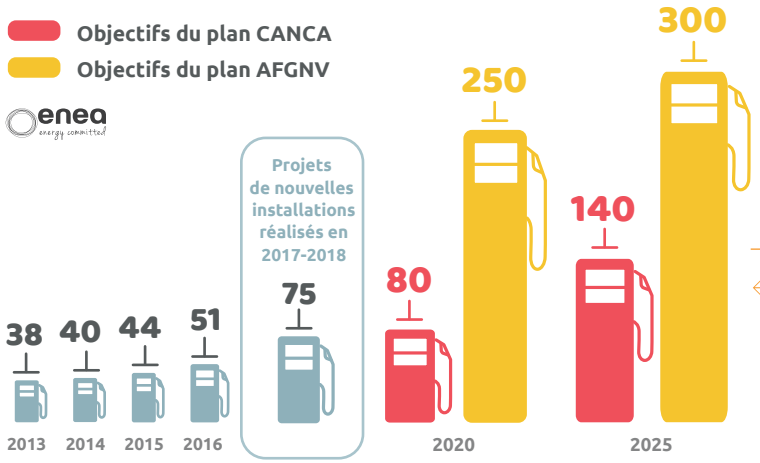
3 Analyses ENEA Consulting suite aux entretiens menés avec des professionnels du secteur.

4 EU ETS : European Union Emission Trading Scheme ou Système Communautaire d'Echange de Quotas d'Emission.

Figure 7

Un potentiel de 300 stations d'ici 2025

Évolution prospective du parc français de stations GNV à horizon 2025



À horizon 2025, le parc français de stations GNV aura au minimum triplé sa taille. Néanmoins, en prenant en compte un scénario de déploiement réaliste et volontariste, celui-ci a le potentiel de multiplier sa taille par 6, permettant ainsi de mailler l'ensemble du territoire français.

En améliorant leur visibilité sur le long terme, les fournisseurs et les consommateurs de gaz pourront s'impliquer davantage dans la filière

Les mécanismes de soutien mis en place peuvent encore gagner en lisibilité et en cohérence. La conservation par le fournisseur de biométhane de 25% de la valeur des GO pour les usages combustible contre 100% pour les usages carburant constitue un soutien indirect aux usages carburant. Néanmoins, ce mécanisme n'est pas cohérent avec d'autres mesures fiscales qui tendent à valoriser les usages combustible: la TICPE[1], taxe sur la consommation s'appliquant notamment sur les carburants polluants, n'est pas exonérée pour les usages carburant du biométhane (bioGNV), tandis que la TICGN, taxe sur la consommation de gaz naturel auprès des utilisateurs, est exonérée dans le cadre de l'usage du biométhane en tant que combustible.

Un manque de visibilité sur les possibles évolutions des mécanismes de soutien à la filière empêche les utilisateurs et les fournisseurs de prendre des engagements durables: la mise en place de contrats long terme d'approvisionnement en volumes ou en prix est quasi-impossible, notamment pour les fournisseurs n'achetant pas directement du biométhane à un producteur (le prix des GO échangées est en effet peu accessible et sans garantie sur son évolution à court et moyen termes). Il existe également une incertitude pour les fournisseurs sur les efforts à engager en termes de voies de valorisation du biométhane entre usages carburant et usages combustible.

La mise en place d'un marché commun et équitable de GO à l'échelle européenne devra passer par une structuration des schémas incitatifs

Dans le cadre de RED II[2], la nouvelle directive de l'Union Européenne sur les énergies renouvelables pour la période 2020 – 2030, l'ouverture du marché des GO de biométhane à l'échelle européenne est à l'étude. Or, cette ouverture pourrait créer à date un effet dumping. En effet, les schémas incitatifs étant très hétérogènes, il serait très probable que se mettrait en place une fuite de GO, depuis les pays incitant fortement à la production (et donc dont le coût de la GO est faible) vers ceux promouvant avant tout l'usage (dont l'achat de GO est fortement compensé par des mécanismes incitatifs).

1 TICPE: Taxe Intérieure de Consommation sur les Produits Energétiques.

2 RED II: Renewable Energy Directive II ou nouvelle directive de l'Union Européenne sur les énergies renouvelables pour la période 2020 - 2030.

LE MARCHÉ

Recommandations

À partir de ces analyses, 3 principales recommandations à destination des pouvoirs publics et des acteurs décisionnaires de la filière ont été identifiées afin d'accélérer son développement.

1. Simplifier les démarches administratives pour réduire le temps de montage de projet

Le montage d'un dossier ICPE est particulièrement long et coûteux, en particulier pour les installations classées en régime d'autorisation. Une augmentation des seuils en termes de quantité de matières traitées permettrait de réduire les délais d'obtention des autorisations administratives d'une part significative des projets en file d'attente: une augmentation du seuil de 30t/j à 60t/j pour le classement au régime d'enregistrement et une augmentation du seuil de 60t/j à 100t/j pour le classement au régime d'autorisation sont préconisées[1].

2. Améliorer la lisibilité et la visibilité sur le long terme des mécanismes de soutien, en s'assurant de leur cohérence avec les objectifs fixés, afin de favoriser le développement pérenne du biométhane en France

Le cadre incitatif pour le développement des usages carburant et combustible n'étant actuellement pas cohérent, il serait pertinent de clarifier la stratégie de développement souhaitée par typologie d'usages en les classant selon leurs performances énergétique et environnementale, relativement aux énergies concurrentes utilisées pour les mêmes finalités.

Pour donner de la visibilité aux acteurs de la filière, le partage d'un calendrier sur l'évolution possible des tarifs d'achat et plus globalement des mécanismes de soutien serait profitable au développement du biométhane.

Pour faire évoluer les règles mises en place, il paraît nécessaire d'intégrer les acteurs de marché, fournisseurs et représentants de consommateurs au sous-groupe de travail du GT « Injection de biométhane » axé sur les mécanismes de soutien.

Enfin, la mise en place d'un mécanisme de soutien mieux adapté pour le biométhane porté injecté et la création d'un mécanisme de soutien pour le biométhane porté non injecté est une clé pour l'exploitation du potentiel significatif éloigné des réseaux.

3. Veiller à la mise en valeur des spécificités françaises lors de la probable harmonisation à venir des marchés et des mécanismes européens

Les acteurs français, et d'autant plus les pouvoirs publics, doivent s'impliquer dans RED II afin d'être proactifs dans la construction d'une vision commune à l'échelle européenne. L'harmonisation des mécanismes européens pour la construction d'un marché commun et équitable des GO au niveau de l'Europe est essentielle pour éviter des effets dumping[2] sur les GO.

1 Ces recommandations suivent celles du Livre Blanc de France Biométhane publié en novembre 2016 **Bib. 26**. L'ensemble des propositions du 1er Axe (« Faciliter l'obtention des autorisations administratives et l'exploitation des centrales de production pour atteindre les objectifs de production de biométhane ») devraient être investiguées par les pouvoirs publics.

2 Le terme de dumping désigne des pratiques commerciales contraires à l'esprit de concurrence.

2

LES TECHNOLOGIES

UNE OPPORTUNITÉ POUR LE DÉVELOPPEMENT D'UNE OFFRE TECHNOLOGIQUE FRANÇAISE INNOVANTE ET CRÉATRICE DE VALEURS

- État des lieux
- Défis et opportunités
- Recommandations

LES TECHNOLOGIES

État des lieux

La production et l'injection du biométhane font appel à plusieurs briques technologiques distinctes, dont voici les principales :

- Traitement des intrants en entrée
- Méthanisation des intrants
- Compression du biogaz en sortie
- Épuration du biogaz
- Acheminement et stockage du biométhane

Les premiers retours d'expérience des sites de production de biométhane sont positifs

Le mix d'intrants et les capacités de production de biométhane conditionnent les choix technologiques et le dimensionnement des installations. La variété des projets en France rend donc complexe la standardisation des technologies pour les fournisseurs.

Malgré ce contexte, le retour d'expérience des gestionnaires de réseau sur les premières installations produisant et injectant du biométhane est positif[1] : les installations en régime nominal injectent le niveau requis de biométhane, la qualité du biométhane injecté respecte les spécifications imposées par les gestionnaires de réseau (absence de non-conformité), et la disponibilité des postes d'injection des installations en régime nominal est très supérieure à la valeur contractualisée, avec plus de 98% de disponibilité[2] observée en moyenne Bib.18.

1 Retours d'expérience basés sur le suivi pendant une année d'une dizaine de projets d'injection de biométhane

2 L'indisponibilité d'un poste est calculée comme la durée pendant laquelle le poste n'injecte pas alors qu'il le devrait.

RETOURS DE L'ÉTUDE DE L'ADEME « SUIVI INJECTION »*

En complément et d'après les conclusions de l'étude commandée par l'ADEME **Bib.18** aux deux cabinets ENEA Consulting et APESA qui a consisté à suivre pendant une année complète 8 sites de production de biométhane : *« 4 sites dégagent des bénéfices dès la première année d'exploitation. En tenant compte de la première année et en faisant l'hypothèse de régimes de fonctionnement nominaux sur les années suivantes, 6 sites sur 8 affichent des taux de rentabilité interne supérieurs à 8% en tenant compte des subventions à l'investissement et sans tenir compte des dotations aux amortissements, frais financiers et impôts. »* Les résultats du suivi confirment la capacité de la filière injection française à se doter de sites opérationnels et performants
dès leur première année de fonctionnement. Bien que cet échantillon de sites ne soit pas statistiquement représentatif de la filière actuelle, il en couvre la diversité des intrants, des voies de méthanisation et d'épuration ainsi que des tailles. Le diagnostic produit par ce suivi est encourageant car il met en évidence le succès technique et économique de la plupart des sites suivis. Il indique également que les conditions qui font ce succès sont accessibles et réplicables. Parallèlement, les erreurs et incidents constatés sur les sites les moins performants de cet échantillon peuvent être évités à l'avenir.

*** à paraître fin 2017.**

ADEME
Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie

L'offre française technologique, en phase de consolidation, gagne progressivement en expérience, en s'adaptant aux spécificités françaises et en s'appuyant sur des références de plus en plus nombreuses

L'offre initiale de méthanisation s'est développée avec des fournisseurs de technologie de pays voisins où la filière biogaz avait émergé antérieurement, avec une majorité de fournisseurs allemands. La méthanisation en voie liquide (plus adaptée aux intrants facilement dégradables comme les cultures énergétiques) s'est donc majoritairement implantée : 90% du parc français de production de biogaz est aujourd'hui en voie liquide[1].

Depuis 2010, des équipementiers français se positionnent toutefois pour diversifier l'offre technologique et l'adapter aux intrants français, en développant notamment des technologies de prétraitements des indésirables et la voie sèche. Cette voie est adaptée à la grande diversité de substrats secs des projets agricoles, territoriaux et industriels.

L'offre d'épuration de biogaz a également été initialement développée par des fournisseurs allemands : de 2011 à 2014, la moitié du parc de production de biométhane utilisait une technologie d'épuration allemande. Au niveau des familles technologiques, on note une forte pénétration des technologies membranaires qui représentaient

1 Analyses ENEA Consulting du parc actuel d'installations.

3/4 des sites de production de biométhane sur cette période. Toutefois, les équipementiers français ont récemment fait le choix de diversifier leur portefeuille commercial pour proposer plusieurs technologies d'épuration (amines, lavage à l'eau notamment), dont le stade de développement va de la R&D aux applications commerciales. Quelques start-ups développent des technologies d'épuration cryogénique, notamment adaptées pour l'épuration de biogaz de décharge, dont la composition empêche l'utilisation de technologies d'épuration standard.

La filière technologique française s'engage dans un processus continu d'amélioration de ses pratiques

Une inter-professionnalisation se met progressivement en place entre équipementiers et exploitants, pour assurer le bon fonctionnement des installations sur l'ensemble de la durée de vie du site. Des échanges ont également lieu au sein de structures associatives entre porteurs de projet, constructeurs et exploitants, pour professionnaliser les pratiques, développer le savoir-faire et créer des chartes qualité.

Les équipementiers français sont aujourd'hui exportateurs d'un savoir-faire industriel

La filière française propose une offre technologique complète et foisonnante : de nombreuses start-ups et PME, présentes sur l'ensemble de la chaîne de valeur, ont pu émerger grâce au développement du marché français et au soutien des pouvoirs publics pour le développement de la filière.

Ces sociétés exportent désormais depuis récemment leur savoir-faire dans d'autres pays où la filière biométhane se développe, tels que l'Italie, l'Espagne ou encore l'Irlande. Cette offre technologique reconnue doit continuer à bénéficier du développement du marché français comme tremplin vers l'international.

À PROPOS DE LA FILIÈRE INDUSTRIELLE FRANÇAISE

« Le biométhane est pour la France une opportunité de développer des savoir-faire et des champions industriels français, qui créent de la valeur sur le territoire et exportent leurs solutions. Aujourd'hui, on observe le développement à l'international d'entreprises françaises dans des secteurs aussi variés et innovants que le déconditionnement de biodéchets, le traitement des digestats, l'épuration du biogaz en biométhane, la liquéfaction et l'injection portée de biométhane, etc. La meilleure prise en compte des spécificités du marché français dans les solutions proposées et la poussée à l'international d'acteurs industriels français marquent un changement très net par rapport à il y a 2 ou 3 ans à peine. Libérer et exploiter tout le potentiel du biométhane en France, c'est aussi libérer de nouveaux gisements d'innovation et d'emplois industriels ! »

BIOGAZ/ALLÉE®
Le cluster de la méthanisation

LES TECHNOLOGIES

Défis et opportunités

La méthanisation

L'adaptation des technologies aux spécificités du parc français possède une marge de progression

Le développement de la méthanisation en voie sèche est clé au vu du potentiel français de production de biométhane issu d'intrants de type agricoles, et dont le taux de matière sèche est important. La méthanisation en voie sèche discontinue n'est pas encore totalement mature. Malgré l'offre grandissante, les retours d'expérience sont limités, et certaines conditions opératoires sont à optimiser pour gagner en robustesse, stabilité et simplicité. Des efforts de recherche sont menés dans ce sens, portés notamment par des groupements scientifiques de plus en plus actifs. La production de biométhane à partir de cette technologie, bien qu'existante sur trois sites en Allemagne mérite d'être développée pour atteindre de meilleures performances.

Dans le domaine du prétraitement de la biomasse agricole, l'adaptation des technologies déjà initiée par l'ensemble des constructeurs doit se poursuivre. Notamment en triant plus spécifiquement les corps étrangers contenus dans les pailles et fumiers, en concevant des solutions techniques permettant la réception d'un mix d'intrants hétérogènes et en améliorant la biodégradation des pailles et fumiers.

La standardisation des équipements est en cours d'étude par les équipementiers. Une solution envisagée est de développer une gamme de méthaniseurs traitant des mix d'intrants types (par exemple un mix de résidus agricoles essentiellement issus de céréales et de fumiers).

L'épuration

L'offre technologique d'épuration peut encore gagner en maturité et en performance

La filière française des technologies d'épuration de biogaz est jeune: elle a significativement émergé en 2015, année où le parc a commencé à atteindre une taille notable. Le portefeuille de réalisations des développeurs de technologies d'épuration a donc été limité par le nombre de projets ayant émergé chaque année. La dynamique de développement de la filière biométhane devrait permettre aux développeurs de technologies de multiplier leurs références.

Afin d'augmenter la compétitivité des installations françaises, des efforts de R&D sont menés pour améliorer l'efficacité énergétique des installations. Par ailleurs, le monitoring à distance se met davantage en place, afin d'améliorer la réactivité et le suivi en cas de problèmes opératoires ou d'interruption du procédé.

Enfin, certains fournisseurs prennent la voie de la standardisation en développant des technologies d'épuration par gamme de débit de biogaz entrant et de pression d'injection. Cela induit toutefois un risque de surdimensionnement des équipements au regard des besoins réels des installations.

Le stockage et la maximisation de l'injection

L'accès aux potentiels de gisement non-exploités est une opportunité de développement de nouvelles technologies

Des technologies d'acheminement et d'injection sont à développer afin de valoriser le gisement d'intrants

trop éloigné du réseau. Ces technologies concernent les voies portées, dont le principe est de transporter du biométhane sous forme comprimée ou liquéfiée à partir du site de production, pour l'injecter dans un réseau de gaz ou le livrer directement auprès des consommateurs. Néanmoins, ces cas de figure peuvent difficilement émerger dans le contexte réglementaire actuel en France, qui ne prévoit pas ces possibilités Bib.20.

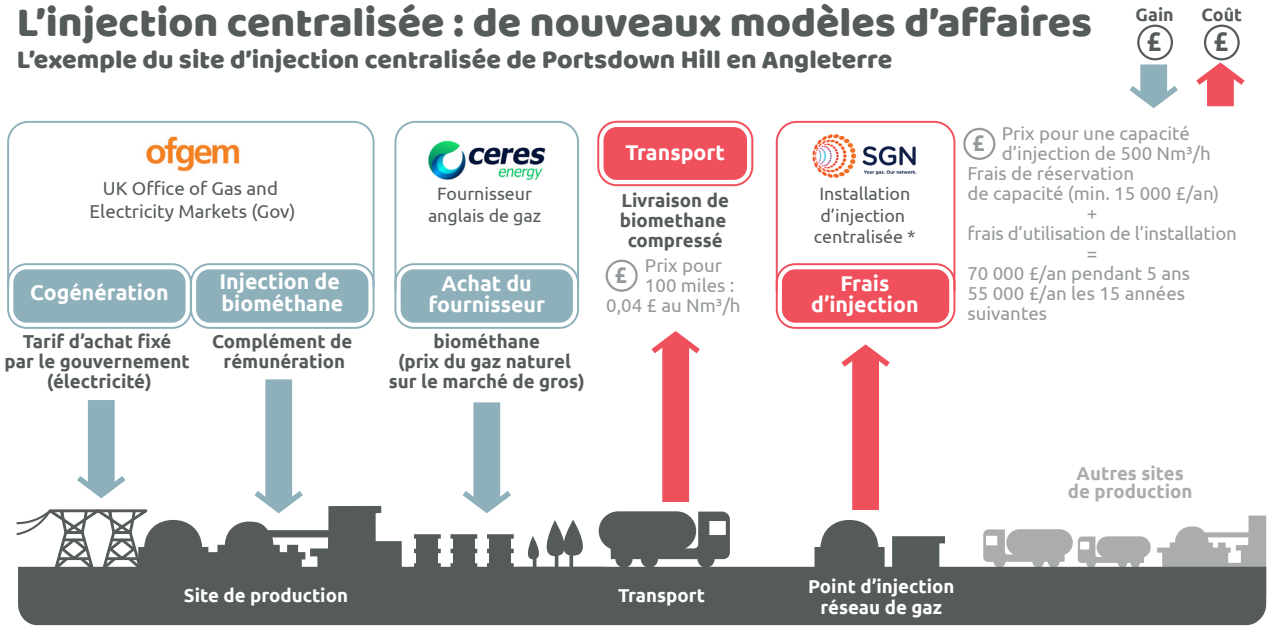
Pour permettre à des projets d'éclore, ceux-ci pourraient également bénéficier d'un point d'injection centralisé, afin de partager les coûts relatifs à l'injection. Afin d'approfondir la compréhension technico-économique de ce schéma aujourd'hui inédit en France, l'ensemble des partenaires de l'étude s'est rendu sur le site d'injection centralisée de Portsdown Hill (Royaume-Uni) en juin 2017, le premier et seul en phase opérationnelle à date en Europe. Lors de cette visite, 8 sites producteurs de biométhane avaient alors contractualisé avec SGN, distributeur majeur de gaz au Royaume-Uni et en charge de l'installation, afin de pouvoir bénéficier de l'injection centralisée. Le modèle d'affaire associé au site de Portsdown Hill, pour un site de production de biométhane type est présenté voir Fig.8.

Enfin, la diminution des consommations de gaz pendant les périodes estivales peut limiter les capacités d'injection sur certaines mailles des réseaux de distribution. De nouvelles technologies peuvent être développées pour maximiser l'injection de biométhane: le rebours, qui permet de faire remonter le gaz des réseaux de distribution vers les réseaux de transport, ou encore les technologies de stockage, qui permettent de stocker temporairement le biométhane pendant les périodes de saturation du réseau.

Figure 8

L'injection centralisée : de nouveaux modèles d'affaires

L'exemple du site d'injection centralisée de Portsdown Hill en Angleterre



* Capex 7 M£ (prochaine installation 2,5 à 3 M£)
Opex 100 k£/an - Retours sur investissement revendiqué : entre 6 et 7 ans

La visite du site de Portsdown Hill en juin 2017, unique installation d'injection centralisée en Europe en phase commerciale, a permis d'analyser son modèle d'affaire et de s'en inspirer pour l'appliquer en France.
Lors de cette visite, 8 sites producteurs de biométhane avaient alors contractualisé avec SGN, distributeur majeur de gaz au Royaume-Uni et en charge de l'installation, afin de pouvoir bénéficier de l'injection centralisée.
Les sites de production ont la possibilité de percevoir des revenus selon trois canaux différents grâce à la production simultanée d'électricité et de biométhane :
• Via un tarif d'achat, pour la production d'électricité et de chaleur en cogénération
• Via un complément de rémunération s'ajoutant à la vente de gaz renouvelable à un fournisseur, pour la production de biométhane
Pour pouvoir avoir accès à l'injection centralisée de biométhane, les producteurs doivent rémunérer un transporteur, acheminant le gaz à l'installation centrale, et SGN via un frais d'injection (réservation de capacité et injection effective).
Néanmoins, le contexte réglementaire français actuel nécessite d'évoluer afin d'envisager ce type de cas de figure (par exemple sur la manière de rétribuer les producteurs pour la quantité injectée).

LES TECHNOLOGIES

Recommandations

Plusieurs actions permettant de soutenir la professionnalisation et l'industrialisation de la filière, ainsi que le développement des innovations technologiques, ont été identifiées :

1. Pour poursuivre le perfectionnement des pratiques, mettre en place des démarches qualité certifiées spécifiques au biogaz/biométhane et partager les retours d'expérience

Les échanges entre porteurs de projet, constructeurs et exploitants via des structures associatives nationales et régionales permettent de professionnaliser les pratiques et de développer le savoir-faire français de la filière biométhane. Ces initiatives sont également l'occasion de mettre en place des labels (déjà existants dans le domaine du solaire et de l'éolien) afin de certifier la démarche qualité au niveau des équipements et/ou du management de projet et/ou de l'exploitation des sites pour les acteurs de la filière et pour les utilisateurs de disposer de garanties de performance. Il est nécessaire de poursuivre ces efforts de certification.

Les collectivités peuvent également profiter de leur rayonnement pour mettre en place des structures spécialisées de conseil local pour le partage de bonnes pratiques et de retours d'expérience.

2. Structurer au niveau national une feuille de route R&D sur la méthanisation et l'injection pour poursuivre le développement technologique de la filière

La mise en œuvre d'une feuille de route R&D nationale axée sur l'innovation technologique et l'industrialisation des procédés développés est nécessaire. Le bon acteur pour sa réalisation doit être identifié par les pouvoirs publics : il peut s'agir d'une association, des professionnels de réseau ou du secteur, du ministère, etc.

La création de pôles de recherche spécialisés permettrait de soutenir l'innovation technologique. Les équipementiers peuvent quant à eux se rapprocher des centres de recherche afin d'industrialiser les solutions développées par ces derniers, notamment les technologies de méthanisation adaptées aux spécificités françaises.

Il est impératif de promouvoir la mise en place de pilotes sur le territoire français pour les technologies rebours ou les voies portées. À l'instar de l'Allemagne ou l'Angleterre, cela permettrait aux gestionnaires de réseau de transport et de distribution de gaz et autres acteurs de se positionner en avance de phase, pour proposer à terme des solutions technologiques permettant de maximiser le potentiel de développement du biométhane (dans ce cadre deux installations pilotes de rebours sont aujourd'hui en cours d'étude pour des mises en service prévues fin 2019).

3

L'ÉCONOMIE

DES MÉCANISMES DE SOUTIEN ADAPTÉS POUR AUJOURD'HUI, DES LEVIERS ÉCONOMIQUES EFFICACES POUR DEMAIN

- État des lieux
- Défis et opportunités
- Recommandations

L'ÉCONOMIE
État des lieux

Dans le cadre d'une précédente étude menée par GRDF et ENEA Consulting, les coûts de production de la filière biométhane et leurs perspectives de réduction ont été modélisés sur 3 filières types (les filières agricole autonome, agricole territorial et industriel territorial), selon des hypothèses technico-économiques basées sur un échantillon du parc actuel d'installations en France. L'analyse économique de cette publication s'appuie sur les résultats de cette étude.

Sur la base des modélisations réalisées, les projets de production de biométhane sont aujourd'hui majoritairement rentables avec les tarifs d'achat

Aujourd'hui, la vente du biométhane à un fournisseur, dont le prix est fixé par des tarifs d'achat, permet de couvrir son coût de production (Levelized Cost Of Energy - LCOE), qui est compris en moyenne entre 80 €/MWh et 95 €/MWh hors subvention, selon les filières de production modélisées (agricole autonome, agricole territorial, industriel territorial[1]). Les principaux postes de coût sont l'achat et la gestion des intrants et l'étape d'épuration qui peuvent représenter plus de 50% du coût de production total sur la durée de vie du projet. Du fait de l'hétérogénéité des projets de production de biométhane en France, les coûts de production réels des projets peuvent être très variables. Ces résultats sont donc à prendre avec précaution.

Le caractère dégressif du tarif d'achat en France tend à favoriser la compétitivité des petites unités de production

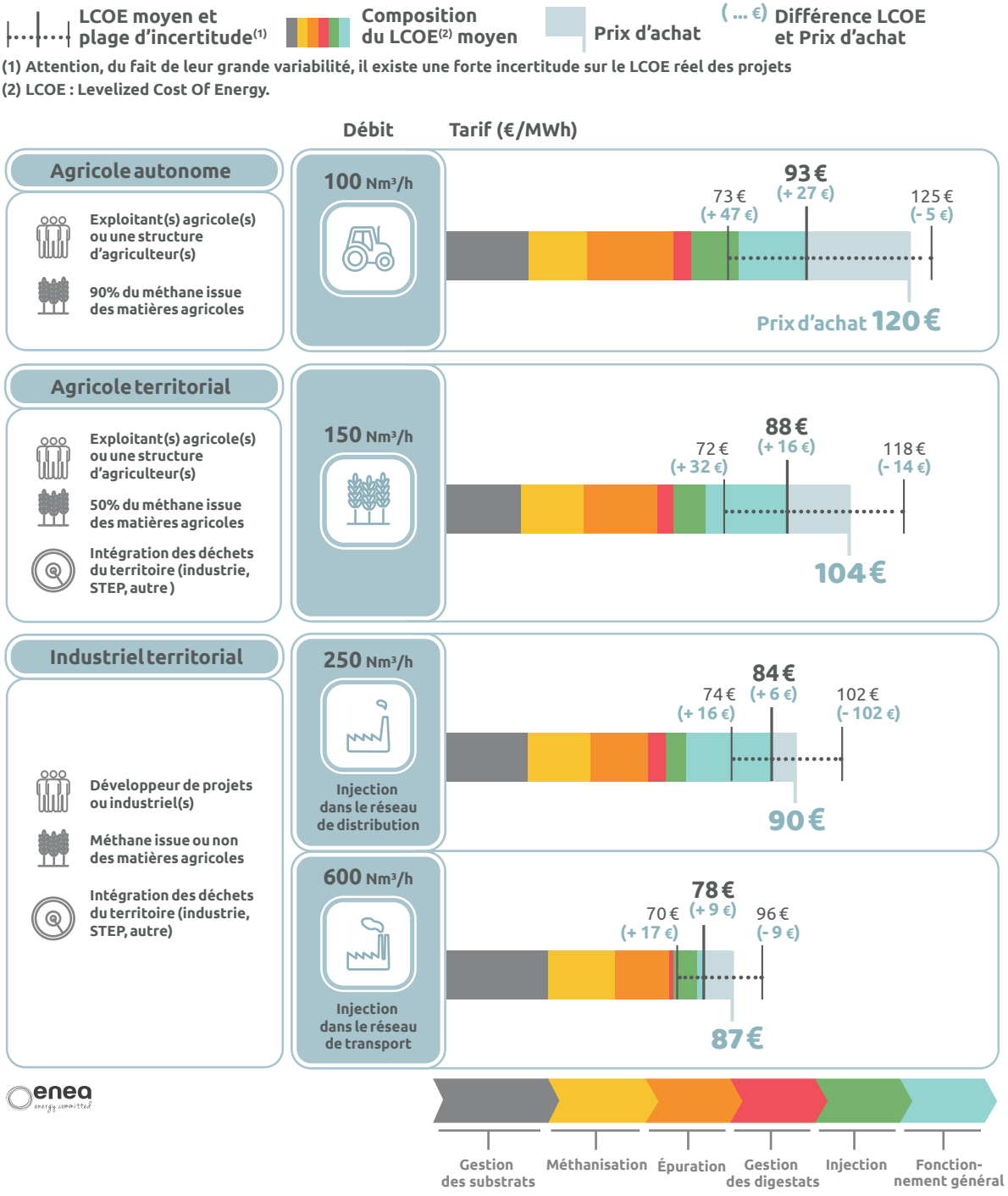
La dégressivité du tarif d'achat du biométhane injecté dans le réseau avec l'augmentation de la taille des installations est plus forte que la diminution des coûts permise par des économies d'échelle. En outre, les installations territoriales pâtissent d'une gestion de l'approvisionnement des intrants plus complexe et risquée, qui se reflète sur les emprunts. Ainsi, la marge réalisée sur les tarifs d'achat est plus élevée pour les petites capacités, de type agricoles autonomes (inférieures à 150 m³(n)/h que pour les capacités moyennes, de types industrielles territoriales (autour de 250 m³(n)/h de capacité d'injection). Au-delà de 350 m³(n)/h, les tarifs d'achat ne décroissent plus avec la capacité, les économies d'échelle permettent alors d'améliorer la marge des projets pour les unités de grande capacité voir Fig.9.

1 La définition de ces filières, rappelée en Fig.9, est celle du Panorama du Gaz Renouvelable Bib.4.

Figure 9

Une filière rentable avec les tarifs d'achats actuels

Analyse économique de la filière actuelle sur 4 projets types de production.
Résultats issus d'une précédente étude GRDF et ENEA Consulting.



(1) Attention, du fait de leur grande variabilité, il existe une forte incertitude sur le LCOE réel des projets
(2) LCOE : Levelized Cost Of Energy.

La vente du biométhane à un fournisseur, dont le prix est fixé par des tarifs d'achat, permet de couvrir son coût de production, qui est en moyenne compris entre 80 €/MWh et 95 €/MWh, hors subvention et selon les filières de production modélisées (agricole autonome, agricole territorial, industriel territorial). Les principaux postes de coût sont l'achat et la gestion des intrants et l'étape d'épuration qui peuvent représenter plus de 50% du coût de production total sur la durée de vie du projet. Comme l'indique la plage d'incertitude, du fait de l'hétérogénéité des projets de production de biométhane en France, les coûts de production réels peuvent être très variables. Ces résultats sont donc à prendre avec précaution.

L'ÉCONOMIE
Défis et opportunités

La compétitivité de la filière, sans tarif d'achat, s'évalue par rapport au prix de marché de gros du gaz naturel. Elle est tributaire de l'évolution du prix du CO_2 et des perspectives de réduction des coûts

Les coûts de production du biométhane sont actuellement très supérieurs au prix du gaz naturel. Dans une perspective de baisse des tarifs d'achat, il est nécessaire de trouver des leviers d'amélioration de la compétitivité du biométhane. Cette compétitivité est essentiellement tributaire de l'évolution du prix du gaz naturel et du prix du CO_2 via la contribution climat-énergie (taxe carbone[1]) , et des perspectives de réduction des coûts de production.

Les premières pistes de réduction des coûts étudiées, cumulées à l'augmentation de la taxe carbone, permettraient au biométhane d'être compétitif pour un prix du gaz naturel sur le marché de gros situé entre 50 et 60 €/MWh en 2030

L'évolution du prix du gaz naturel est peu prévisible sur le long terme. La France dispose en revanche d'un agenda sur l'évolution du prix du carbone avec un prix cible de 100 €/tCO_2 fixé par la LTECV pour 2030 Bib.3. Cette taxe carbone, d'ores et déjà intégrée sous la forme d'une « contribution climat-énergie » dans les taxes intérieures de consommation sur les énergies (TICFE[2] pour l'électricité, TICGN pour le gaz naturel, TICPE pour les carburants), permettra de réduire de façon significative la différence entre le coût de production du biométhane et le prix du gaz naturel taxe carbone incluse[3]. Toutefois, dans l'état actuel des coûts de production du biométhane et du prix du gaz naturel, une taxe carbone de 100 €/tCO_2 ne serait pas suffisante pour permettre au biométhane d'être compétitif sans tarif d'achat. Une réduction des coûts de production est donc nécessaire pour assurer la compétitivité de la filière biométhane.

L'analyse du potentiel de réduction des coûts montre dans la Fig.10 que 3 ensembles de pistes peuvent contribuer significativement à ce potentiel de réduction: l'augmentation du rendement de production et l'amélioration de la qualité du biométhane, la diminution des coûts d'épuration, et la standardisation des compétences, méthodes et équipements. Un approfondissement de ces thématiques permet d'affirmer que ces réductions pourraient se concrétiser dans un horizon de temps de 5 à 10 ans. Ces 3 pistes sont liées à des améliorations technologiques, des économies d'échelle, et de nouveaux savoir-faire[4]:

- **Une augmentation de la quantité de biogaz produite** ou de la concentration en méthane du biogaz à quantité et mix d'intrants identiques: un ensemble de 5 améliorations pourrait apporter une réduction additionnelle de 3 à 4 €/MWh, portant sur la réduction de la perte de pouvoir méthanogène des fumiers, le broyage systématique des intrants, l'utilisation de membranes gazométriques isolantes, l'amélioration du monitoring biogaz, le découplage des phases d'hydrolyse d'acidogénèse.

1 L'évolution à la hausse du prix du quota d'émission européen via l'EU ETS (auquel sont soumis les grands consommateurs industriels) pourra améliorer la compé-titivité du biométhane face au gaz naturel pour ces utilisateurs. Cette piste n'a pas été modélisée dans le cadre de l'étude.

2 TICFE: Taxe Intérieure sur la Consommation Finale d'Electricité.

3 L'impact sur le LCOE de la hausse du coût de la tonne de CO_2 est visible Fig.9. Il a été modélisé dans le cas d'un usage combustible (via la « contribution climat-énergie » de la TICGN), comme équivalent à une subvention réduisant le LCOE du biométhane, par rapport au prix du marché de gros du gaz naturel.

4 Analyses ENEA Consulting suite aux entretiens menés avec des professionnels du secteur et à l'évaluation des solutions technologiques proposées.

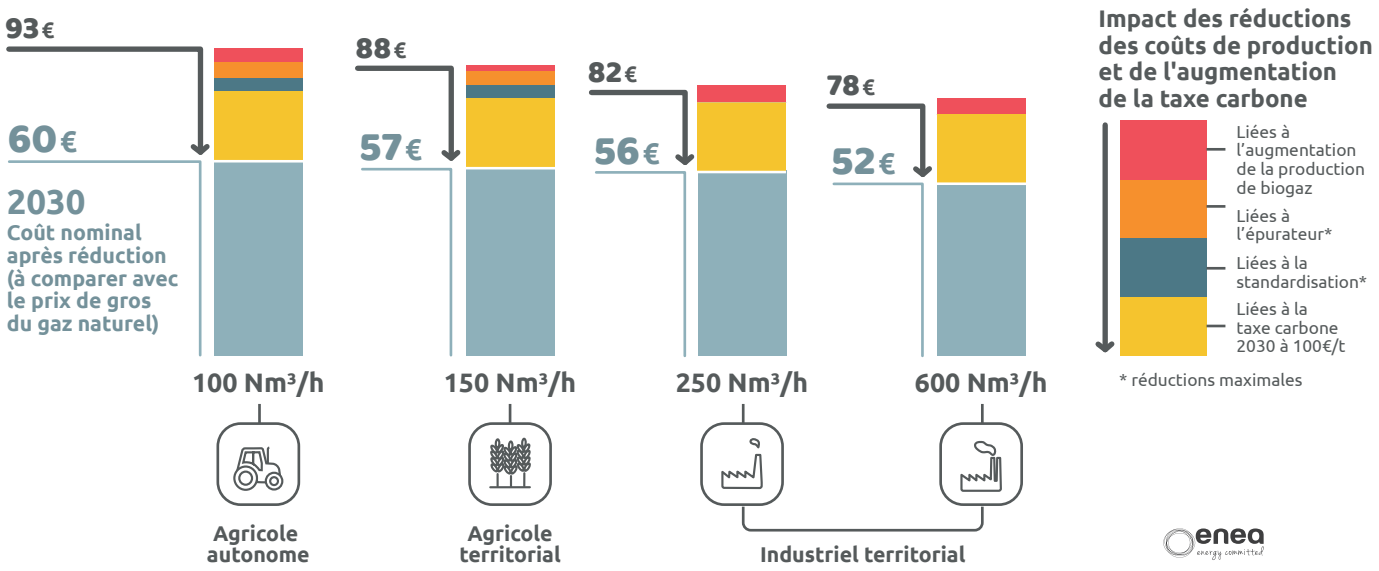
- **Des réductions des coûts relatifs aux technologies d'épuration:** une baisse moyenne de 10 % des CAPEX d'épuration, qui représente l'investissement le plus important dans une unité, est envisagée par les fournisseurs d'épurateurs membranaires, au moyen d'une diminution des coûts d'intégration, des efforts de R&D et des économies d'échelle. Ces solutions représentent une baisse additionnelle du LCOE d'environ 6%[1].
- **Une standardisation de la filière** sur l'ensemble de la chaîne de valeur (développement projet / financement / construction / Opérations & Maintenance): elle se traduit par une diminution du « sur-mesure » et l'établissement de modèles d'unités de méthanisation. Les effets de standardisation pourraient, selon les acteurs interviewés, amener une baisse de 10% du CAPEX total, notamment sur les projets agricoles avec des mix d'intrants relativement stables (agricole autonome et agricole territorial), amenant une diminution supplémentaire du LCOE de 5% environ (hors épuration déjà considéré dans la précédente piste).

Ainsi, ces premières pistes de réduction des coûts pourraient apporter une réduction additionnelle significative, pour atteindre un LCOE réduit de 30% par rapport à son niveau actuel. Cumulées à une taxe carbone de 100 €/tCO_2, elles permettraient au biométhane d'être compétitif pour un prix du gaz naturel sur le marché de gros situé entre 50 et 60 €/MWh.

Figure 10

Le biométhane compétitif pour un prix de gros du gaz naturel entre 50 et 60 €/MWh en 2030

Résultats issus d'une précédente étude GRDF et ENEA Consulting



Les trois premières pistes de réduction des coûts étudiées pourraient apporter une réduction additionnelle permettant d'atteindre un LCOE réduit de 30% par rapport à son niveau actuel. Cumulées à une taxe carbone de 100 €/tCO_2, elles permettraient au biométhane d'être compétitif pour un prix du gaz naturel sur le marché de gros situé entre 50 et 60 €/MWh. Seule une partie des réductions possibles des coûts a pu être quantifiée et des améliorations supplémentaires sont à prévoir sur les prochaines années. Il est à noter que cette analyse économique ne prend pas en compte l'évolution possible de facteurs exogènes pouvant impacter les coûts (par exemple, un durcissement de la réglementation ou une tension de marché sur les intrants qui pourraient augmenter les coûts de production). Ces résultats sont donc à prendre avec précaution.

1 Cette économie a été modélisée sur les filières agricole autonome et agricole territoriale, pour lesquelles le choix d'un épurateur membranaire semble être majoritaire.

Par ailleurs, seule une partie des réductions possibles des coûts a pu être quantifiée. Des réductions additionnelles des coûts de production, reposant sur des axes de R&D dont les effets ne sont pas encore quantifiables, restent envisageables à plus long terme. Elles peuvent concerner les 3 pistes déjà étudiées (par exemple l'ajout d'enzymes dans le digesteur pour augmenter la concentration en méthane du biogaz produit) ou d'autres pistes: l'optimisation de la maintenance, ou encore une réduction des coûts de raccordement aux réseaux par la standardisation et la prise en compte du retour d'expérience sur les caractéristiques des postes d'injection.

Des revenus complémentaires, liés à la vente des co-produits du biométhane, sont envisageables pour augmenter la rentabilité des projets de production

Le digestat est considéré comme un déchet produit par une ICPE, ce qui oblige à réaliser un plan d'épandage pour son retour au sol. Pour le commercialiser, deux options sont aujourd'hui envisageables ; elles restent toutefois coûteuses et complexes à mettre en place Bib.21 :

- **Traiter le digestat** pour répondre aux critères relatifs aux normes d'utilisation de composts: cela permet d'épandre le digestat sans contrainte et de le commercialiser.
- **Entreprendre une démarche d'AMM**[1] auprès de l'Anses[2] pour homologuer le digestat et pouvoir le valoriser économiquement en tant que matière fertilisante.

Des évolutions réglementaires sont actuellement en cours d'étude à l'échelle européenne et en France pour faciliter la valorisation du digestat. Dans ce cadre, un cahier des charges pour la mise sur le marché et l'utilisation de digestats de méthanisation agricole en tant que matières fertilisantes a récemment été approuvé Bib.22.

Dans certaines applications, le CO_2, coproduit de l'épuration du biogaz, peut également être valorisé. Cela nécessite l'utilisation d'une technologie d'épuration cryogénique qui permet de produire du CO_2 liquide de très haute pureté pouvant alors être transporté et valorisé pour des utilisations spécifiques: transport frigorifique, usages en serre, ou usages industriels de type neige carbonique.

Au-delà de l'économie pure des projets, le développement de la filière biométhane engendre un ensemble d'externalités positives

En premier lieu, la filière biométhane contribue au développement économique local et circulaire:

- Le biométhane n'est pas uniquement une filière énergie: il contribue également au traitement et à la valorisation des déchets organiques
- La méthanisation permet la production d'un engrais riche en matière humique et renouvelable. La filière est créatrice de richesse pour la filière agricole: elle permet aux acteurs agricoles de percevoir un complément de revenu mais aussi à repenser les pratiques agricoles
- La filière permet de créer des emplois locaux: 1 à 2 emplois en équivalent temps plein par site de production, et 3 à 4 de manière indirecte[3]
- Enfin, le biométhane est une opportunité de promouvoir la consommation d'énergie locale

Par ailleurs, la filière répond également à des enjeux nationaux de long terme:

- Elle participe à l'atteinte des objectifs de réduction d'émissions de GES en se substituant au gaz naturel ou à d'autres combustibles fossiles comme le diesel ou l'essence pour les usages GNV. Cette externalité positive est aujourd'hui monétisée via le prix du CO_2 (taxe carbone et marché de quotas d'émission)
- L'injection permet de pérenniser et moderniser les infrastructures existantes de transport et de distribution de gaz sur le long terme, dans un contexte de réduction des consommations de gaz
- À échéance plus lointaine, la filière contribue à l'indépendance énergétique de la France: elle permet de produire localement une énergie non intermittente et stockable
- Enfin, le biométhane est une opportunité pour diminuer la pollution atmosphérique (en particules fines et NOx)

1 AMM: Autorisation de Mise sur le Marché

2 Anses: Agence nationale de sécurité sanitaire de l'alimentation

3 Analyses ENEA Consulting des sites d'injection de biométhane de type agricole.

L'ÉCONOMIE
Recommandations

À partir de ces analyses, 3 principales recommandations permettant de poursuivre la diminution des coûts de production du biométhane et de valoriser davantage ses externalités positives ont été identifiées :

1. De la part des pouvoirs publics, actionner des leviers législatifs facilitant l'accès aux matières organiques pour diminuer les coûts d'approvisionnement en intrants

Rendre obligatoire la valorisation des déchets organiques ou encore interdire l'envoi de certaines matières organiques en incinération permettrait de réduire les coûts liés aux intrants des projets de méthanisation.

2. Poursuivre la recherche par les développeurs de technologies et de projets des pistes de réduction des coûts de production

La mise en œuvre des premières pistes de réduction des coûts, en particulier la mutualisation de la maintenance sur les différents postes procédés des projets (injection, épuration, digestion) permettrait de réduire les coûts de production du biométhane.

Enfin, un soutien plus marqué à l'innovation permettrait d'accélérer le développement de technologies de rupture avec pour objectif de réduire significativement les coûts de production du biométhane. La mise en œuvre d'une feuille de route R&D nationale axée sur l'innovation technologique et l'industrialisation des procédés développés est nécessaire[1].

3. Prendre en compte les externalités positives de la filière dans le bilan économique de la filière, à l'échelle des pouvoirs publics et des collectivités

La filière biométhane n'étant pas uniquement une filière énergie, l'évolution des mécanismes de soutien sur le long terme doit prendre en compte les externalités positives de la filière biométhane qui ne sont pas monétisées par ailleurs. Un chiffrage de ces externalités positives devrait permettre de faire évoluer les mécanismes de soutien fournis par les pouvoirs publics de façon appropriée. À titre d'exemple, l'apport vertueux du biométhane pour le traitement des déchets est déjà rétribué via la prime aux intrants du tarif d'achat, qui dépend de la nature des déchets utilisés pour la production[2].

De même, les collectivités ont un rôle à jouer dans la prise en compte des retombées positives du biométhane à l'échelle locale, en développant leur parc de production ainsi qu'en modifiant leurs approvisionnements en gaz ou en reconsidérant leur mix énergétique.

1 Voir page 31, Les technologies : recommandations – item 2 « Structurer au niveau national une feuille de route R&D »

2 Il existe aujourd'hui trois primes différentes : la prime aux résidus de traitement des eaux usées, la prime aux déchets agricoles et agroalimentaires, et la prime aux déchets urbains.

4

LE FINANCEMENT

DES OPPORTUNITÉS RÉELLES À SAISIR POUR DES ACTEURS SACHANT INTÉGRER L'ENSEMBLE DES SPÉCIFICITÉS DE LA FILIÈRE

- État des lieux
- Défis et opportunités
- Recommandations

LE FINANCEMENT
État des lieux

Le financement est un point clé dans le processus de montage des projets de production de biométhane. Celui-ci se divise en trois sous-parties, au niveau desquelles différentes typologies d'acteurs sont impliquées voir Fig.11.

- La dette bancaire
- Les subventions
- Les fonds propres

Le parc actuel est aujourd'hui majoritairement financé par de la dette

Les projets de production de biométhane sont essentiellement financés par la dette bancaire, qui représente 55 à 75% du financement en fonction des projets[1]. Le levier de la dette des projets de biométhane est en revanche moins important que pour les projets éoliens ou solaires, le taux de couverture de la dette requis étant plus important sur la filière biométhane. La part de la dette dans le financement global des projets dépend de leur typologie et de leur capacité à répondre aux critères de financement des banques. La Fig.11 présente la répartition du financement des projets de production de biométhane en termes de dette bancaire, fonds propres et subventions ainsi que les acteurs du financement positionnés sur ces segments.

La filière biométhane suscite une faible appétence des acteurs du financement, due notamment aux retours d'expérience difficiles des premiers sites en cogénération biogaz

Les débuts difficiles des premiers sites en cogénération biogaz ont eu pour conséquence de réduire l'engouement des acteurs du financement (notamment les banques) pour la filière et d'augmenter leurs exigences en termes de garanties visant à minimiser les risques.

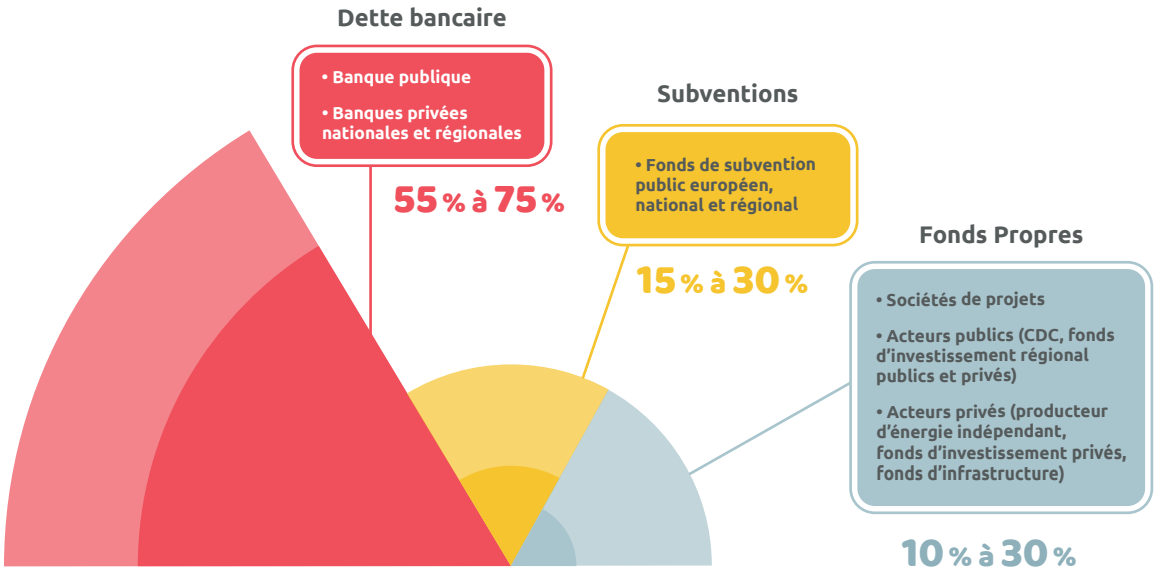
Les risques perçus à l'investissement dépendent à la fois de la brique technologique considérée sur la chaîne de production, et de la phase de développement du site de production : période de mise en service ou régime nominal voir Fig.12. La sécurisation des intrants en quantité et en qualité joue un rôle clé dans la réussite d'un projet de production de biométhane. La disponibilité des intrants est en effet considérée comme un risque majeur par les acteurs du financement : le bon fonctionnement technique et les revenus perçus par le porteur de projet dépendent de la fiabilité du plan d'approvi-

1 Analyses ENEA Consulting suite aux entretiens menés avec des professionnels du secteur et l'analyse des modèles de financement des projets d'injection de biométhane.

Figure 11

De nombreux acteurs financent la filière

Répartition en valeur du financement des installations de production et acteurs positionnés



sionnement. Les autres critères clés sont les garanties de performance données par les constructeurs et le professionnalisme des futurs exploitants.

Des stratégies sont mises en place par les porteurs de projet pour davantage susciter l'intérêt des investisseurs

Pour atténuer les risques liés aux technologies et à l'exploitation (notamment lors de la mise en service), les acteurs de la filière biométhane se sont mobilisés pour gagner en crédibilité auprès des financeurs.

Les porteurs de projets structurent ainsi de plus en plus leur gouvernance :

- **Les collectifs agricoles** partagent des bonnes pratiques et sont aidés par les chambres d'agriculture : des équipes projet se montent sous la forme d'associations avec un leader élu, et s'organisent autour de groupes de travail spécialisés pour répartir les efforts de structuration de projet (sur le gisement à mobiliser, le digestat à traiter, la logistique à mettre en place, etc.)
- **Les grands développeurs de projets** territoriaux impliquent davantage l'ensemble de leurs partenaires pour les responsabiliser, via par exemple une participation au capital ou une prise en charge du suivi d'exploitation
- **Les parties prenantes tierces** (collectivités et syndicats notamment) sont impliquées plus en amont dans les échanges afin d'assurer la pérennité des sites

Plus globalement, une inter-professionnalisation se met progressivement en place entre porteurs de projets, constructeurs, équipementiers et exploitants, notamment au sein de structures associatives, pour assurer le bon fonctionnement des installations sur l'ensemble de la durée de vie des sites.

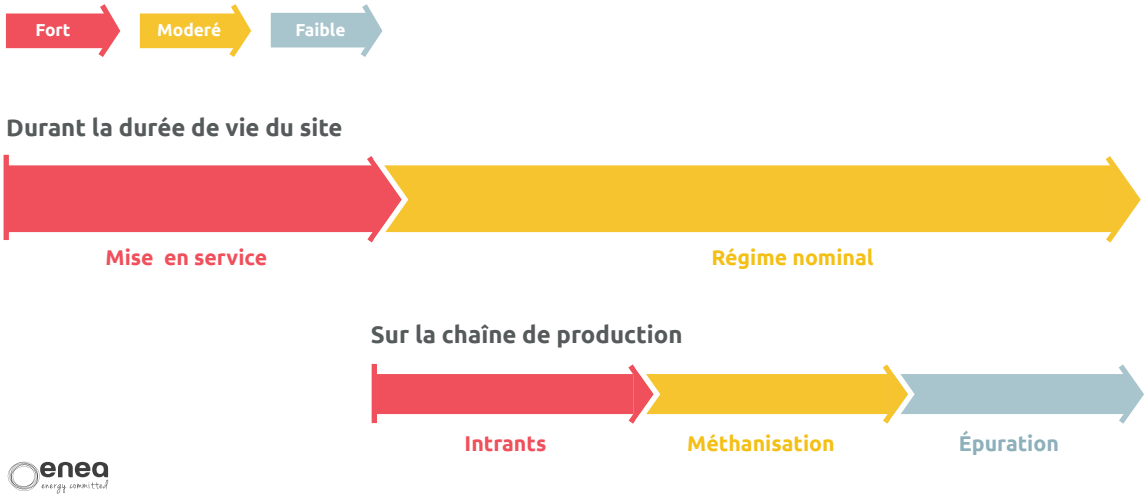
Enfin, différentes stratégies émergent pour assurer la sécurisation des intrants pour les projets territoriaux principalement :

- **L'intégration aux fonds propres** des fournisseurs d'intrants : cette stratégie vise à faire participer les fournisseurs d'intrants aux fonds propres afin de les lier financièrement à la réussite des projets et donc les inciter à respecter leurs engagements
- **La contractualisation des intrants** sur de longues durées : la majorité des intrants peut par exemple être sécurisée sur un minimum de 5 ans via un contrat (et non une simple lettre d'intention) qui prévoit de fortes pénalités en cas de non respect des exigences de qualité et de quantité d'intrants

Figure 12

La sécurisation des intrants, principal défi de la production

Les risques perçus à l'investissement par les financeurs des installations de production de biométhane



Pour les investisseurs, la sécurisation des intrants (en quantité et en qualité) est une étape clé dans le financement des installations de production de biométhane.

À PROPOS DU FINANCEMENT DE PROJET

« Comme cette étude le montre, la filière biométhane est une composante clé de la transition énergétique qui s'opère mais aussi d'une gestion durable des déchets, notamment agricoles. Pour un investisseur de long terme, la diversité des projets et leur taille unitaire relativement limitée nécessiteront d'adopter une logique de plateforme, visant à réunir plusieurs projets, tout en préservant la spécificité de chacun d'entre eux. Meridiam souhaite continuer à jouer un rôle actif à l'émergence de projets solides, dont les bénéfices seront partagés entre l'ensemble des parties prenantes. »

meridiam

LE FINANCEMENT
Défis et opportunités

Une projection des volumes de financement à venir a été réalisée pour des scénarios d'accroissement du parc tendanciels ou conformes aux objectifs nationaux énoncés par la Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE) ou la Loi de Transition Energétique pour la Croissance Verte (LTECV).

Les besoins en financement pour la filière biométhane sont importants, mais fragmentés sur de petits projets

Les volumes de financement à prévoir à la production dans les années à venir sont importants : de 1 à 2 Mds € sur la période 2018-2023, et environ 10 Mds € pour atteindre les objectifs de 2030 de la LTECV pour les filières agricoles et territoriales[1]. Il s'agit d'une occasion pour de nouveaux types d'investisseurs comme les fonds d'investissement privés ou les fonds d'infrastructures de s'impliquer dans l'émergence de la filière : les demandes de financement en fonds propres pourraient atteindre 500 M € sur la période 2018-2023, et 4 Mds € d'ici 2030. Les résultats de l'évaluation de l'ensemble des volumes de financement pour la production à venir sont présentés dans la Fig.13.

Ces montants sont toutefois répartis sur de nombreux projets de petites capacités et hétérogènes : les projets pris individuellement sont souvent de taille trop réduite au regard des tickets de financement habituels des fonds, ce qui a pour conséquence de réduire l'appétence des fonds.

Les financements requis pour l'extension du parc de stations GNV, qui véhiculera également du bioGNV, présentent également une opportunité pour les fonds d'infrastructure

Le développement de l'usage carburant du biométhane suppose le déploiement de stations GNV pour l'avitaillement des véhicules fonctionnant au gaz. Deux principaux « types » de stations GNV seront à financer : des stations dites « territoire » et des stations dites « marché ». Ces stations ne mobilisent pas le même type d'investissement : les stations « territoire » requièrent l'intervention de financeurs majoritairement publics (collectivités, etc.), tandis que les stations « marché » attireront les investisseurs privés Bib.17. Les volumes de financement à venir ont été évalués pour le parc de stations GNV à horizon 2020 et 2025 selon deux scénarios de déploiement, l'un tendanciel et l'autre plus volontariste voir Fig.14.

1 Analyses ENEA Consulting.

Figure 13

10 Mds € à mobiliser d'ici 2030 pour développer la filière

Volumes de financement à venir pour la production de biométhane horizon 2023 et 2030

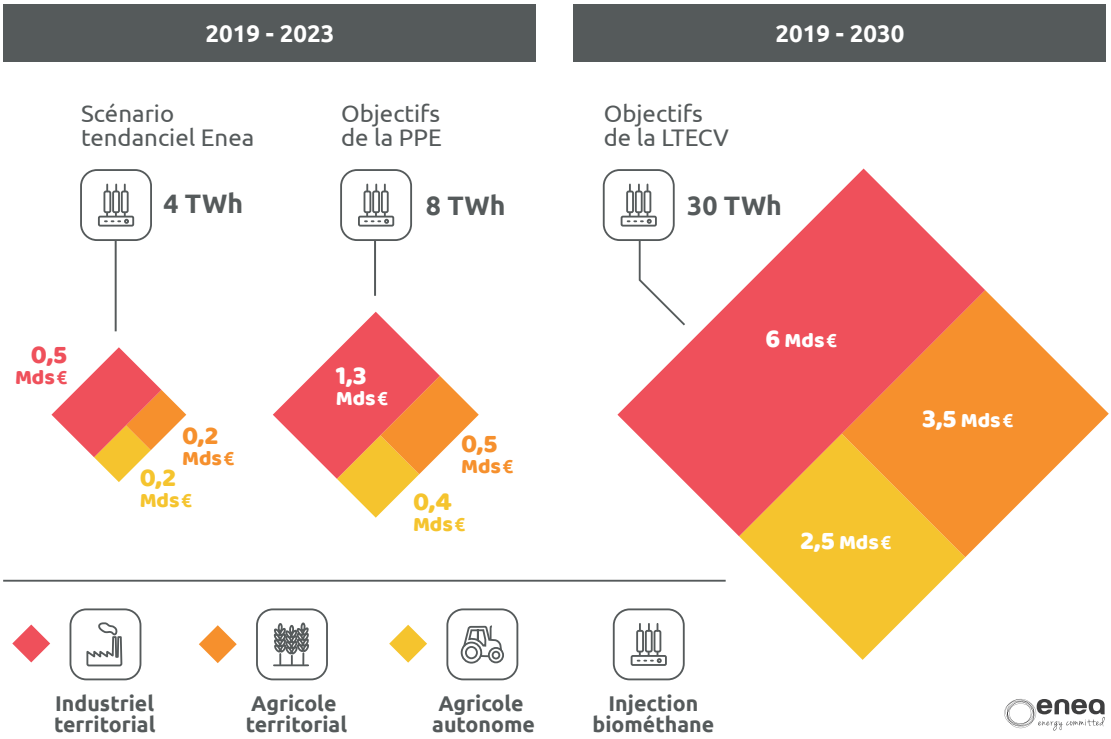
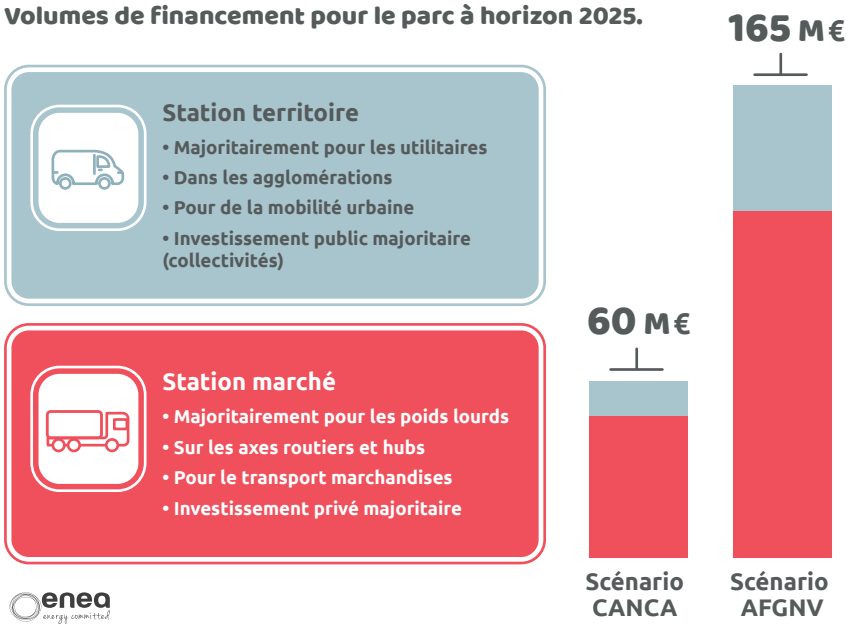


Figure 14

La mobilisation d'investisseurs privés essentielle au développement du parc de stations GNV

Volumes de financement pour le parc à horizon 2025.



Le déploiement du parc de stations GNV à horizon 2020 et 2025 devra compter majoritairement sur des investisseurs privés, qui interviendront dans le cadre du développement des stations de type « marché ».

Les coûts d'investissement utilisés pour les stations GNV sont issus la littérature Bib.17 et 23. Les volumes de financement ont étés évalués selon le scénario CANCA à caractère tendanciel et tracé par le gouvernement Bib.16, et le scénario de l'AFGNV, plus volontariste Bib.17.

LE FINANCEMENT

Recommandations

À partir de ces analyses, 3 principales recommandations visant à susciter l'intérêt du monde bancaire et de nouveaux acteurs absents de ce marchés ont été identifiées :

Ces actions se concentrent autour de 3 principales recommandations à destination des pouvoirs publics, des banques, des investisseurs et des porteurs de projet.

1. Apporter des garanties complémentaires aux acteurs du monde bancaire

Le développement d'un modèle de fonds de garantie sera de nature à conforter le monde bancaire, dont le rôle est essentiel pour lever de la dette. Une réflexion doit être menée sur la création d'un dispositif adapté à la méthanisation et à l'injection de biométhane (périmètre de la couverture, durée de couverture, simplicité de mise en œuvre, etc.). À titre d'exemple, le cluster français GEODEEP, créé en 2015 et regroupant des groupes industriels internationaux, des entreprises spécialisées, des intégrateurs et développeurs de projets, et des associations de professionnels dans le domaine de la géothermie, propose un fonds de garantie, doté de fonds publics et privés, à destination des porteurs de projets pour diminuer le risque supporté.

2. Mobiliser de nouveaux acteurs pour le financement des projets

Rendre plus systématique la participation des fournisseurs de substrat dans les capitaux propres des projets permettrait de sécuriser les intrants et favoriser l'émergence de sites territoriaux.

Les collectivités et pouvoirs publics peuvent faciliter le financement des projets en participant aux fonds propres des exploitations, via la mise en place de fonds d'investissement mixtes (partenariat public/privé) à l'échelle locale.

Les fonds d'infrastructures pourraient s'impliquer davantage dans les projets de méthanisation. Au-delà des capitaux apportés, leur expérience dans la gestion d'actifs de long terme pourrait accélérer la professionnalisation de la filière. Sur les projets de petite capacité comme les projets agricoles autonomes, les fonds d'investissement peuvent étudier la faisabilité de mutualiser les projets via une standardisation accrue, afin d'augmenter le montant total d'investissement et atteindre des tickets de financement suffisamment élevés. Les investisseurs peuvent également collaborer de manière plus étroite avec les développeurs de projets pour mettre en œuvre des investissements mutualisés à destination d'un portefeuille de projets.

À plus long terme, une fois la filière structurée, recourir au financement citoyen participatif (courant dans les domaines du PV et de l'éolien) représente une nouvelle opportunité pour la société civile de bénéficier des retombées économiques locales. Le financement participatif permet par ailleurs de susciter l'intérêt de la société civile et constitue donc un levier d'acceptabilité sociale.

3. Structurer les modèles d'affaires des producteurs indépendants

Les acteurs indépendants souhaitant porter un projet de production de biométhane gagneraient à être accompagnés par des bureaux d'étude et des cabinets de conseils spécialisés pour structurer leurs modèles affaires. Cela leur permettra de trouver des financements plus aisément et de faire des choix technologiques optimums.

Conclusion

Cette étude, menée avec des acteurs majeurs de la filière française du biométhane, a permis d'analyser dans le détail les aspects marché, technologie, économie et financement de la filière afin d'en évaluer les défis et les opportunités et d'en mesurer le potentiel de développement. Des recommandations ont été émises tout au long de ce rapport pour estimer au niveau de chaque défi les actions à mettre en œuvre afin de favoriser le développement de la filière.

Cette conclusion reprend les trois principaux axes transverses identifiés pour le développement de la filière biométhane en France.

La filière est aujourd'hui dynamique sur la production de biométhane et crée de nombreuses opportunités de nouveaux positionnements pour ses acteurs, leur permettant ainsi de contribuer à son développement

De nombreuses opportunités de positionnement se présentent pour les acteurs de la filière, qui peuvent ainsi diversifier leurs activités, et lever les contraintes techniques, de financement ou économiques auxquelles les porteurs de projet peuvent faire face pendant le développement et l'exploitation de leurs unités de méthanisation. Ci-dessous sont proposées à titre d'exemple plusieurs opportunités identifiées :

- **Les financeurs et investisseurs** gagneraient à se rapprocher directement des développeurs de projets, afin d'étudier la faisabilité de mutualiser les projets de petite capacité, tels les projets agricoles autonomes. Cette solution de « pooling de projets » permettrait d'augmenter le montant total d'investissement afin d'atteindre des tickets de financement suffisamment élevés, ainsi que de mutualiser les risques associés
- **Les équipementiers** ont l'opportunité grâce au développement de la filière biométhane française de se diversifier, en proposant de nouveaux services aux producteurs de biométhane, tels que le tiers financement, des services O&M, le leasing de technologie, etc
- **Les gestionnaires des réseaux** de transport et de distribution de gaz peuvent quant à eux proposer aux producteurs de biométhane de nouveaux services de garantie d'injection, notamment les solutions de rebours ou de stockage. La mise en place de pilotes pour tester ces nouvelles technologies traduisent la volonté de la part de ces acteurs d'accompagner l'émergence des projets

En améliorant leur visibilité sur le long terme, via la clarification des mécanismes de soutien à l'usage, les fournisseurs et les consommateurs de gaz pourront s'impliquer davantage et de manière pérenne dans la filière

La dynamique encourageante d'expansion du parc pourra gagner en intensité par le développement de la demande d'approvisionnement en biométhane de la part des fournisseurs et utilisateurs. Aujourd'hui freinés par des mécanismes de soutien encore peu lisibles, une clarification des ambitions des pouvoirs publics sur les dispositifs de soutien à l'usage permet-

trait de lancer une dynamique plus importante au niveau de la demande et ainsi donner une impulsion du côté de l'offre permettant d'augmenter les volumes de production de biométhane en France.

D'une part, du point de vue des soutiens à l'usage, il serait pertinent de clarifier la stratégie de développement souhaitée par typologie d'usages (combustible et carburant) en les classant par exemple selon leurs performances énergétique et environnementale, relativement aux énergies concurrentes utilisées pour les mêmes finalités.

D'autre part, pour donner de la visibilité aux acteurs de la filière, le partage d'un calendrier sur l'évolution possible de l'ensemble des mécanismes de soutien serait profitable au développement de la filière.

Au-delà de la production d'une énergie renouvelable, la filière biométhane engendre un ensemble d'externalités positives qui nécessitent d'être prises en compte[1]

La filière contribue au développement économique local et circulaire :

- **Elle participe au traitement et à la valorisation des déchets** organiques du territoire. Derrière le coût d'une unité de production de biométhane se cache également un coût évité de traitement de déchet organique pour la collectivité. La complexité des chaînes de valeur déchets n'ont pas permis dans le cadre de cette étude de mener une réflexion approfondie sur la répartition des coûts entre production d'énergie et traitement des déchets organiques inhérent à une unité de production de biométhane
- **Elle crée de la richesse pour la filière agricole,** qui a la possibilité de percevoir un complément de revenu ainsi que de repenser ses pratiques grâce à la production de biométhane
- **La filière permet également de créer des emplois locaux** (1 à 2 emplois en équivalent temps plein par site de production[2])
- **Enfin la production de biométhane constitue une opportunité** de consommer une énergie produite localement

Les collectivités ont donc un rôle à jouer dans la prise en compte des retombées positives du biométhane à l'échelle locale, en développant leur parc de production ainsi qu'en modifiant leurs approvisionnements en gaz ou en reconsidérant leur mix énergétique.

D'un point de vue national, la filière permet également de répondre aux enjeux fixés par les pouvoirs publics :

- **Le biométhane se substitue au gaz naturel** et permet de réduire les émissions de gaz à effet de serre de 188 grammes de CO_2 équivalents pour chaque kilowattheure produit, injecté et consommé Bib.24.
- **Il permet de valoriser des infrastructures existantes** de transport et de distribution de gaz et de les pérenniser sur le long terme dans un contexte de réduction des consommations de gaz.

Ainsi, l'évolution des mécanismes de soutien sur le long terme doit prendre en compte ces externalités positives en les chiffrant de façon appropriée.

Finalement, la filière contribue à l'indépendance énergétique de la France tout en produisant une énergie locale, non intermittente et stockable. Elle devient même source de solutions et de savoir-faire industriels qui s'exportent désormais à l'international.

Un chemin de développement pour le biométhane de demain

Aujourd'hui dynamique, la filière française du biométhane reste néanmoins jeune et doit encore gagner en maturité. À court et moyen termes, le soutien des pouvoirs publics reste donc essentiel et son appui permettra au biométhane de s'inscrire de manière crédible et pérenne dans le paysage énergétique français à terme.

1 À titre d'exemple, l'apport vertueux du biométhane pour le traitement des déchets est déjà rétribué via la prime aux intrants du tarif d'achat, qui dépend de la nature des déchets utilisés pour la production.

2 Analyses ENEA Consulting des sites d'injection de biométhane de type agricole.

Un chemin possible de développement du biométhane est proposé Fig.15. Celui-ci passe par des points d'étape endogènes à la filière, concourant à la maximisation de la compétitivité intrinsèque des projets : les améliorations technologiques permettront de gagner en performance et en productivité, et de diminuer significativement les coûts de production. En parallèle des conditions exogènes à la filière devront être réunies pour assurer son développement. Celles-ci sont soumises aux décisions des pouvoirs publics mais également à l'évolution des marchés (prix du gaz naturel, déploiement de stations GNV, etc) voir Fig.15.

Figure 15.1

Des pistes de réflexion pour une filière durablement compétitive

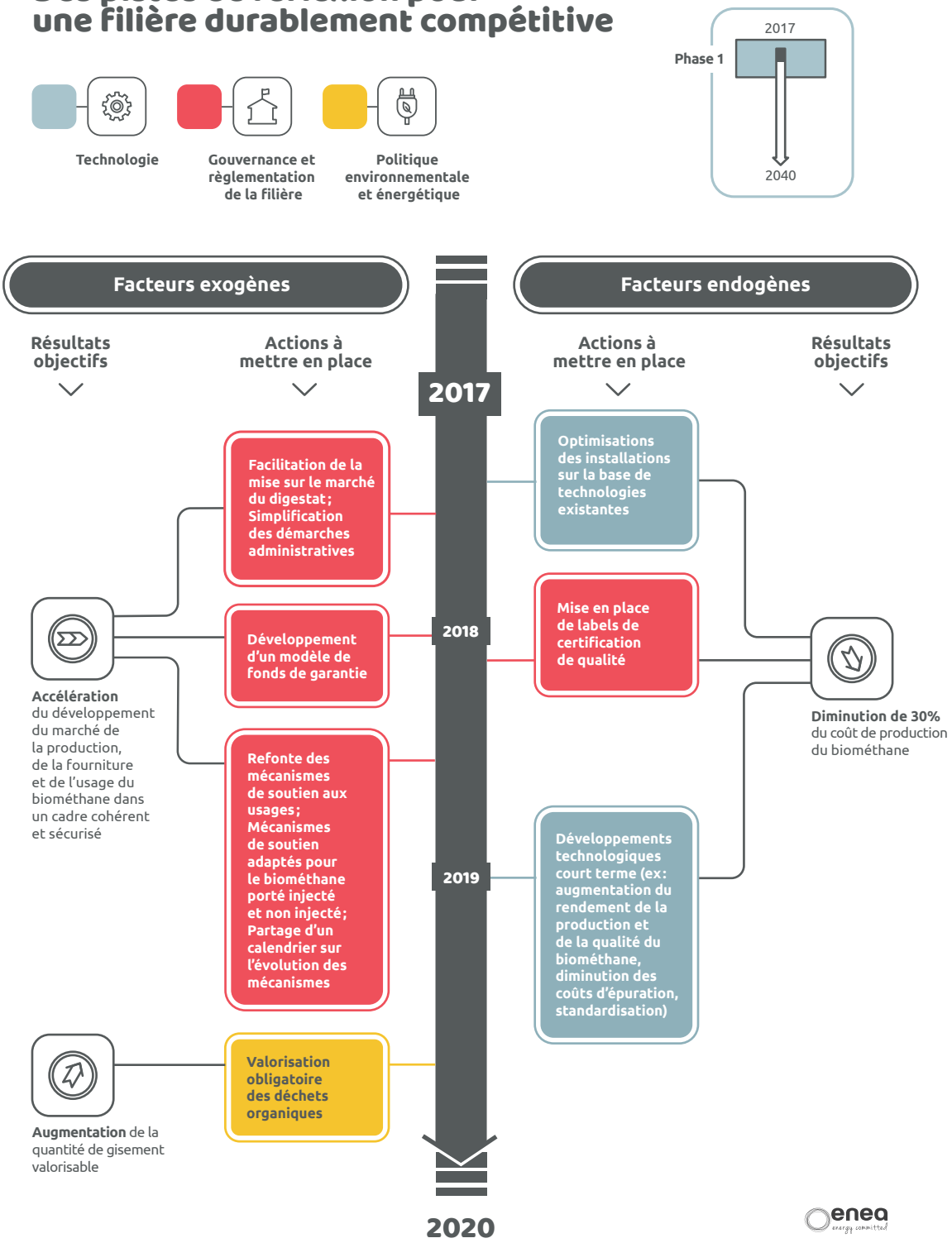
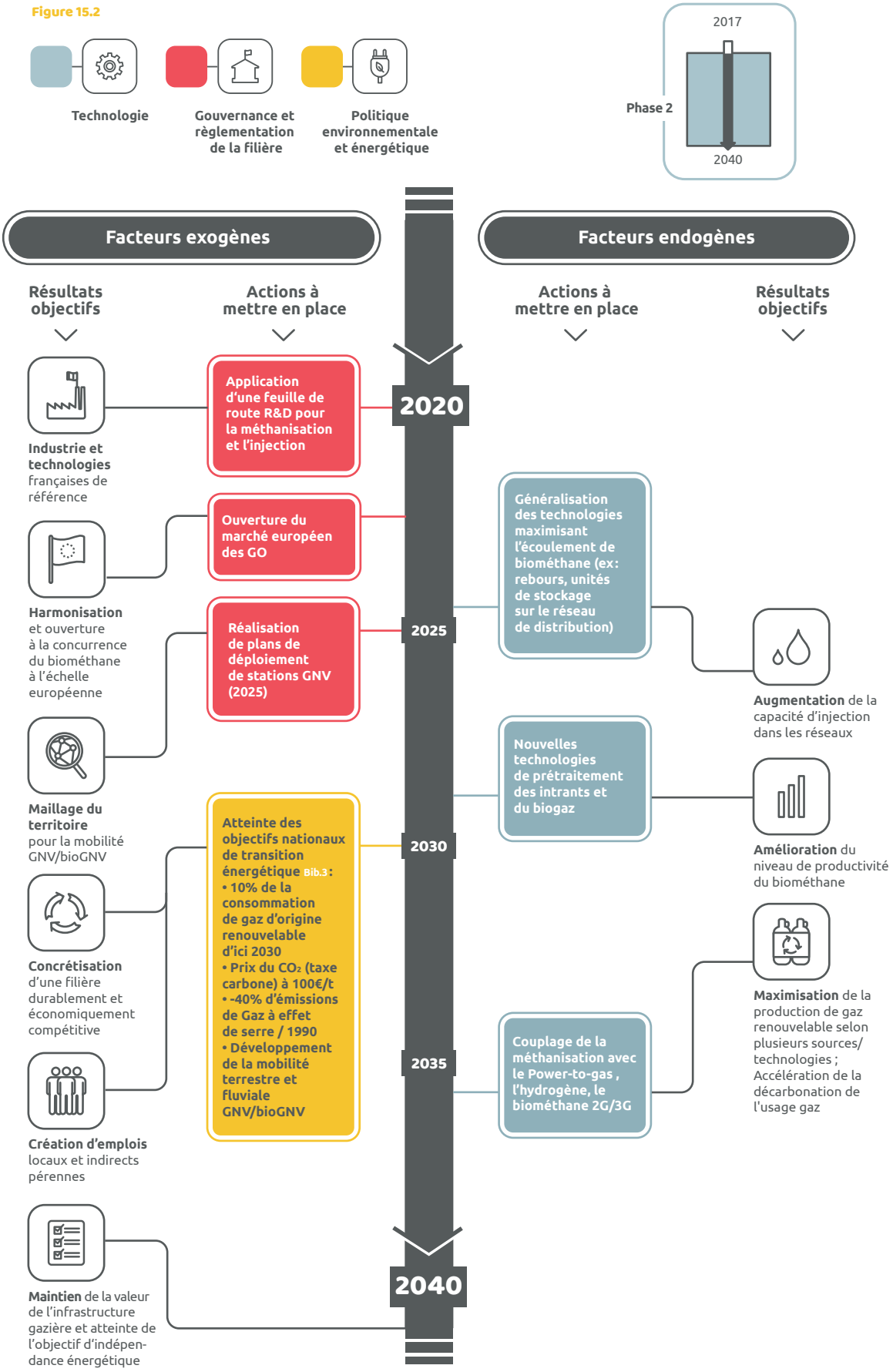


Figure 15.2


Technologie
Gouvernance et règlementation de la filière
Politique environnementale et énergétique
2017
Phase 2
2040
Facteurs exogènes
Facteurs endogènes
Résultats objectifs
Actions à mettre en place
Actions à mettre en place
Résultats objectifs
Industrie et technologies françaises de référence
Harmonisation et ouverture à la concurrence du biométhane à l'échelle européenne
Maillage du territoire pour la mobilité GNV/bioGNV
Concrétisation d'une filière durablement et économiquement compétitive
Création d'emplois locaux et indirects pérennes
Maintien de la valeur de l'infrastructure gazière et atteinte de l'objectif d'indépendance énergétique
Application d'une feuille de route R&D pour la méthanisation et l'injection
Ouverture du marché européen des GO
Réalisation de plans de déploiement de stations GNV (2025)
Atteinte des objectifs nationaux de transition énergétique Bib.3 :
• 10% de la consommation de gaz d'origine renouvelable d'ici 2030
• Prix du CO2 (taxe carbone) à 100€/t
• -40% d'émissions de Gaz à effet de serre / 1990
• Développement de la mobilité terrestre et fluviale GNV/bioGNV
2020
2025
2030
2035
2040
Généralisation des technologies maximisant l'écoulement de biométhane (ex: rebours, unités de stockage sur le réseau de distribution)
Nouvelles technologies de prétraitement des intrants et du biogaz
Couplage de la méthanisation avec le Power-to-gas , l'hydrogène, le biométhane 2G/3G
Augmentation de la capacité d'injection dans les réseaux
Amélioration du niveau de productivité du biométhane
Maximisation de la production de gaz renouvelable selon plusieurs sources/ technologies ; Accélération de la décarbonation de l'usage gaz

À propos des partenaires

Biogaz Vallée® porte l'ambition de donner au biogaz toute sa place dans le mix énergétique français. Association professionnelle nationale, Biogaz Vallée® fédère, anime et soutient la filière de la méthanisation, afin d'accélérer sa construction et d'accroître la création de valeur pour les territoires en France. Créée en novembre 2011 sous l'impulsion d'industriels et du département de l'Aube (10), Biogaz Vallée® décline son action autour de 5 axes majeurs : structurer la filière émergente du biogaz en France, valoriser les bonnes pratiques, faciliter l'accès aux financements, soutenir la création d'emplois industriels qualifiés en France et susciter l'innovation pour gagner en compétitivité, se différencier et pouvoir s'exonérer à terme des subventions.

biogazvallee.eu **@BiogazVallee**

Cryo Pur est un équipementier spécialiste de la fourniture et de la maintenance d'unités modulaires d'épuration du biogaz et de liquéfaction du biométhane et du CO_2. La technologie Cryo Pur, protégée par 7 brevets mondiaux, permet le traitement du biogaz et du gaz de décharge pour des débits allant de 100 à 2000 Nm³/h. Suite à la validation de sa technologie dans le cadre du projet BioGNVal, Cryo Pur a commencé la commercialisation de ses solutions sur le marché européen. Cryo Pur compte 28 collaborateurs et a levé 9 M € auprès des fonds Xerys.

www.cryopur.com **@Cryo_Pur**

ENEA est un cabinet de conseil en stratégie contribuant à la mise en œuvre de la transition énergétique et environnementale et au développement de l'accès à l'énergie dans le monde, basé à Paris, à Melbourne et à Hong Kong. Depuis 2007, ENEA conseille et accompagne les acteurs industriels et institutionnels sur l'ensemble des filières et des marchés de la transition énergétique partout dans le monde.

enea-consulting.com

linkedin.com/company/enea-consulting

Principal distributeur de gaz naturel en France, GRDF exploite et développe le réseau de distribution de gaz naturel dans plus de 9 500 communes. Propriété des collectivités, ce réseau de près de 200 000 km favorise l'émergence du biométhane. En accompagnant tous les porteurs de projet, GRDF concrétise son engagement à développer des solutions innovantes au service de la transition énergétique des territoires. GRDF réalise les études de faisabilité, les prestations d'injection de biométhane sur le réseau (comptage, contrôle de la qualité et régulation de la pression). Enfin, l'entreprise est en charge du registre des garanties d'origine depuis décembre 2012.

www.grdf.fr **@GRDF**

GRTgaz est l'un des leaders européens de gaz naturel et un expert mondial des réseaux et systèmes de transport gazier. En France, GRTgaz possède et exploite 32 450 km de canalisations enterrées et 28 stations de compression pour acheminer le gaz entre fournisseurs et consommateurs (distributeurs ou industriels directement raccordés au réseau de transport). Acteur engagé de la transition énergétique, GRTgaz investit dans des solutions innovantes pour adapter son réseau et concilier compétitivité, sécurité d'approvisionnement et préservation de l'environnement.

www.grtgaz.com @GRTgaz

Créée en 2005 par Thierry Déau, Meridiam est une société d'investissement indépendante spécialisée dans le développement, le financement et la gestion de projets d'infrastructures publiques durables sur le long terme. Son modèle repose sur la conviction que l'alignement des intérêts entre le secteur public et le secteur privé peut apporter des solutions essentielles aux besoins de la collectivité. Avec des bureaux à Paris, New York, Toronto, Luxembourg, Istanbul, Vienne, Addis-Abeba et Dakar, Meridiam gère 6 milliards d'euros d'actifs et compte plus de 60 projets en développement, construction ou exploitation à ce jour.

meridiam.com/fr @meridiam_news

TIGF (Transport et Infrastructures Gaz France), acteur majeur du monde de l'énergie, est implanté depuis plus de 70 ans dans le grand Sud-Ouest de la France. Sa localisation entre les réserves de gaz de la mer du Nord et celles du Maghreb lui confère une position stratégique en Europe. Conscient que le gaz a un rôle essentiel à jouer dans la transition énergétique TIGF veut s'imposer comme accélérateur de cette révolution verte par une implication croissante dans les filières biométhane, GNV et Power-To-Gas.

www.tigf.fr

Total est un groupe mondial et global de l'énergie, l'une des premières compagnies pétrolières et gazières internationales, et un acteur majeur de l'énergie solaire avec SunPower et Total Solar. Ses 98 000 collaborateurs s'engagent pour une énergie meilleure, plus sûre, plus propre, plus efficace, plus innovante, et accessible au plus grand nombre. Présent dans plus de 130 pays, Total met tout en œuvre pour que ses activités soient accompagnées d'effets positifs dans les domaines économiques, sociaux et environnementaux.

www.total.com/fr @Total

Bibliographie

Bib. 1 Powernext, *« PEGAS »* powernext.com.

Bib. 2 Ministère de la Transition écologique et solidaire, *« Tableau de bord : biométhane injecté dans les réseaux de gaz - deuxième trismestre 2017 »* 2017.

Bib. 3 Legifrance, *« LOI n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte »*.

Bib. 4 GRDF, GRTgaz, SPEGNN, SER et TIGF, *« Panorama du gaz renouvelable en 2016 »* 2016.

Bib. 5 GRDF, *« Rapport annuel du registre des garanties d'origine 2015 »* 2016.

Bib. 6 BIOSURF et G. B. Association, *« Biomethane Roadmap in Germany »* 2016.

Bib. 7 Legifrance, *« Décret n° 2011-1595 du 21 novembre 2011 relatif à la compensation des charges de service public portant sur l'achat de biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel »*.

Bib. 8 Legifrance, *« Article 26 de la LOI n° 2016-1917 du 29 décembre 2016 de finances pour 2017 »*.

Bib. 9 Legifrance, *« Code général des impôts »*.

Bib. 10 DGEC, *« Programmation Pluriannuelle de l'Energie »* 2016.

Bib. 11 Solagro et ADEME, *« Estimation des gisements potentiels de substrats utilisables en méthanisation en France »* 2013.

Bib. 12 Greenbirdie, CRIGEN, GRDF et ADEME, *« Evaluation du potentiel de production de biométhane à partir des boues issues des stations d'épuration des eaux usées urbaines »* 2014.

Bib. 13 AFGNV, afgnv.info.

Bib. 14 ADEME, *« L'exercice de prospective de l'ADEME "Vision 2030-2050" »* 2012.

Bib. 15 *« Réglementation Environnementale RE 2018 »* reglementation-environnementale-2018.fr

Bib. 16 Ministère de la Transition écologique et solidaire, *« Cadre d'action national pour le développement des carburants alternatifs dans le secteur des transports et le déploiement des infrastructures correspondantes »* 2016.

Bib. 17 AFGNV, *« Infrastructure GNV France 2020-2025 »* 2016.

Bib. 18 GRDF et GRTgaz, *« Injection de biométhane en France - Retour d'expérience des sites en fonctionnement et évolutions des réseaux »* 2016.

Bib. 19 ADEME, *« Suivi technique, économique et environnemental d'installations de production et d'injection de biométhane dans les réseaux de gaz naturel »* 2017 (à paraître).

Bib. 20 S3D et ADEME, *« Etude technique, économique et environnementale sur l'injection portée de biométhane dans le réseau de gaz »* 2017.

Bib. 21 AILE, *« Les différents digestats et leur valorisation agronomique »* 2015.

Bib. 22 Legifrance, *« Arrêté du 13 juin 2017 approuvant un cahier des charges pour la mise sur le marché et l'utilisation de digestats de méthanisation agricoles en tant que matières fertilisantes ».*

Bib. 23 FNCCR et GRDF, *« Gaz naturel véhicule : Comment porter un projet de station ouverte au public »* 2016.

Bib. 24 GRDF, *« Evaluation des impacts GES de l'injection de biométhane »* 2015.

Bib. 25 GRTgaz, *« Open Data »* opendata.grtgaz.com.

Bib. 26 France biométhane, *« Livre Blanc du Biométhane »* 2016.

Bib. 27 AFG, *« La demande gazière en France à l'horizon 2030, Le scénario de l'AFG »* 2016.

enea
energy committed

conseille et accompagne tous les acteurs du monde de l'énergie

enea-consulting.com

linkedin.com/company/enea-consulting