



Gaz 100 % renouvelables : Comment impulser le mouvement maintenant

Publication définitive - Octobre 2018
Note 28

Pourtant, ces énergies renouvelables restent généralement assimilées aux filières électriques, solaires ou éoliennes. Les gaz renouvelables sont souvent méconnus en dépit de leur multiplicité d'usages (chaleur, électricité, transport, etc.), et de leur fonction de stockage d'énergies en complément et au service du vecteur électrique.

Ces gaz constituent pourtant des atouts pour la transition en s'insérant dans une logique d'économie circulaire par la valorisation des déchets, tout en contribuant au développement économique local. Selon l'ADEME, pour chaque mégawatheure (MWh) de biométhane produit, injecté et consommé, une économie de 0,2 tonnes de CO₂ est réalisée par rapport au gaz naturel : un mix gaz 100% renouvelable permettrait d'éviter les émissions directes d'environ 63Mt CO₂ par an en 2050.

Début 2018, très loin de ces perspectives, une dynamique est engagée, mais doit être renforcée pour espérer parvenir aux 10% fixés dans la loi de transition énergétique en 2030. Cette note vise à comprendre le retard des filières des gaz renouvelables, à présenter leurs atouts dans le cadre de notre transition énergétique, et à proposer des solutions pour accélérer leur développement pendant ce quinquennat. Deux propositions sont présentées pour contribuer à l'expansion des filières et à la multiplication des projets :

- 1) **Tripler le nombre de sites de méthanisation agricole d'ici le début de la décennie 2020** : pour cela, il est proposé de desserrer les exigences économiques et réglementaires existantes et de renforcer le rôle du comité national biogaz. La contrepartie d'un régime de soutien important à cette filière est de la rendre plus largement accessible aux agriculteurs.
- 2) **Définir une feuille de route pour le Power-to-Gas**, permettant le stockage d'énergie sur le moyen terme, afin d'accompagner la montée en puissance des énergies variables telles que l'éolien et le solaire. Pour cela, il faut notamment simplifier la législation actuelle sur la production et le stockage de l'hydrogène et favoriser les expérimentations territoriales.

SYNTHESE

Notre pays s'est fixé l'objectif ambitieux de diviser par 4 ses émissions de gaz à effet de serre (et a récemment annoncé une volonté renforcée de tendre vers la neutralité carbone en 2050). Dans ce but, la loi de transition énergétique de 2015 a prévu le développement des énergies renouvelables, destinées à couvrir un tiers de la consommation finale d'énergie en 2030 et fixe à 10% la part de gaz renouvelable à cet horizon.

Cette note est issue des travaux d'un groupe de réflexion réuni dans le cadre de **La Fabrique Ecologique** entre mars 2017 et février 2018.

Signataires

- **Patrice Geoffron** – *Président du groupe de travail, Professeur d'économie à l'Université Paris-Dauphine*
- **Christian Couturier** – *Président, Négawatt*
- **Carole Le Jeune** – *Département Économie et Développement Durable, FNSEA*
- **Olivier Lespinard** – *Hommes et Énergies*
- **Sylvain Lemelletier** – *Délégué Partenariats. RICE – Research & Innovation Center for Energy, GRT Gaz*
- **Julie Pinel** – *Direction Stratégie Gaz renouvelables, GRDF*
- **Nicolas Beaupied** – *au nom de l'équipe Transitions*
- **Florence Lievyn** – *Déléguée générale, COENOVE*
- **Carine Donetti-Mézière** – *Spécialiste des questions énergies*

Conformément aux règles de La Fabrique Ecologique, seuls les signataires de la note sont engagés par son contenu. Leurs déclarations d'intérêts sont disponibles sur demande écrite adressée à l'association.

Autres membres du groupe de travail

- **Robin Apolit** – *Chargé de mission méthanisation au SER*
- **Thomas Désaunay** – *Chargé de projet méthanisation chez FNE*

Relecture

Cette note a été discutée par le comité de lecture de La Fabrique Ecologique, composé de **Guillaume Duval, Marianne Greenwood, Géraud Guibert, Anne-Catherine Husson-Traoré, Joël Roman, Guillaume Sainteny et Lucile Schmid.**

Elle a été relue et a fait l'objet de suggestions et de conseils de la part des personnalités suivantes :

- **Laurent Paquin** – *Elu de la FNSEA*
- **Bertrand de Singly** – *Délégué stratégie, GRDF*

*

Elle a enfin été validée par le Conseil d'administration de La Fabrique Ecologique.

*

Conformément aux règles de La Fabrique Ecologique, la note a été ouverte jusqu'à la fin du mois de juin 2018 sur le site de l'association (www.lafabriqueecologique.fr). Parmi les amendements et les contributions reçues, des suggestions des personnes suivantes ont été retenus : **François Demarcq.**

La Fabrique Ecologique tient à remercier l'ensemble des contributeurs pour leurs remarques et commentaires avisés qui ont permis d'améliorer cette publication.

Sommaire

PARTIE I. LES GAZ RENOUVELABLES ET LEUR IMPACT ECOLOGIQUE.....	6
PARTIE II. LE DEVELOPPEMENT DES GAZ RENOUVELABLES : OU EN EST-ON ?.....	9
A. LES RESSOURCES ET LA PRODUCTION	10
B. LES RESEAUX ET LE STOCKAGE	13
PARTIE III : UN ENJEU DE POLITIQUE PUBLIQUE LOCALE, AUTANT QUE NATIONALE.....	19
A. APERÇU DE L'IMPACT ECONOMIQUE ET DES COUTS.....	20
B. LE CADRE REGLEMENTAIRE ACTUEL ET SES LIMITES.....	21
C. LA NECESSITE D'UNE LARGE APPROPRIATION DES PROJETS LOCAUX.....	22
PARTIE IV. DEUX PROPOSITIONS POUR ACCELERER LE DEVELOPPEMENT DES GAZ RENOUVELABLES EN FRANCE	24
A. TRIPLER LE NOMBRE DE SITES DE METHANISATION AGRICOLE D'ICE LE DEBUT DE LA DECENNIE 2020.....	25
B. MONTEE EN PUISSANCE DE L'EOLIEN ET DU SOLAIRE : DEFINIR UNE FEUILLE DE ROUTE POUR LE POWER-TO-GAS.....	26
REFERENCES	28

INTRODUCTION

La loi de transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) promulguée en 2015 a confirmé l'objectif ambitieux pour notre pays d'une division par quatre des émissions de gaz à effet de serre au milieu du siècle. Pour introduire une telle rupture, le texte prévoit notamment un fort développement des énergies renouvelables (EnR) destinées à couvrir un tiers de la consommation finale d'énergie en 2030. Dans le débat public, les EnR concernées se résument souvent au solaire et à l'éolien. Le gaz n'est pas en revanche considéré spontanément comme une filière renouvelable. Issus de différents processus « verts » (aboutissant à la production de méthane, d'hydrogène, etc.), les gaz renouvelables ont pourtant pleinement leur place parmi les énergies de la transition bas carbone.

Une étude publiée début 2018¹, bien que supposant une réduction importante de la consommation et faisant appel à des technologies dont certaines ne sont pas encore au stade industriel, confirme la possibilité d'un gaz 100% renouvelable au milieu du siècle dans l'Hexagone, dans le cadre de l'objectif de « neutralité carbone » de notre pays. Mais, paradoxalement, les « gaz verts » se retrouvent en France au second plan dans la transition énergétique – contrairement à l'Allemagne ou la Suède –, alors même que les perspectives offertes sont prometteuses :

- Permettant une multiplicité d'usages (chaleur, électricité, transport, etc.) et stockables, les gaz renouvelables possèdent des atouts environnementaux indéniables (faible impact carbone, absence de polluants locaux et particules fines dans les usages, etc.) ;
- Notamment issus d'une valorisation locale de déchets (agricoles ou industriels), leur exploitation constitue un outil de développement et d'aménagement du territoire, créateur d'emplois locaux et apportant de nouvelles ressources financières au monde rural.

En s'inscrivant pleinement dans une logique d'économie circulaire et d'indépendance énergétique, objectifs-clés de la LTECV, l'exploitation de ces « nouveaux » gaz constitue un réel atout pour la politique française de transition. Il reste que leur développement est aujourd'hui à ses prémices dans notre pays et qu'il faut accélérer pour que les objectifs de la PPE en 2023 soient une réalité. Sans un sursaut, selon l'alerte du CESE (2018), ce « déficit » de gaz renouvelables participe et participera encore plus demain au retard général dans la mise en œuvre de la transition.

Cette note a ainsi pour objectif non seulement d'analyser les potentialités multiples offertes par les gaz renouvelables, mais également les obstacles actuels à leur développement.

Nous présenterons tout d'abord la diversité de ces gaz et leur intérêt écologique comparativement au gaz fossile (I), puis nous décomposerons la chaîne qui conduit de leur production, à leurs diverses formes de débouchés, en passant par les réseaux et infrastructures de stockage (II). Nous analyserons ensuite l'impact économique et les dispositifs de politique publique qui se rapportent à ces filières (III), avant de formuler des propositions pour accélérer leur développement (IV). Celles-ci sont résolument orientées

¹ Étude ADEME, GRDF et GRTgaz, « La France indépendante en Gaz en 2050. Un mix de gaz 100% renouvelable en 2050 ? ».

vers le court terme, pour répondre à la question suivante : pour que le gaz consommé en France soit 100 % renouvelable en 2050 ... que s'agit-il de faire dans les prochaines années ?

Partie I.

LES GAZ

RENOUVELABLES ET

LEUR IMPACT

ECOLOGIQUE

La notion de gaz renouvelables recouvre une grande diversité de filières de production, à des stades de maturation très différents à l'heure actuelle. Cette diversité reflète la multiplicité de leurs usages dans le cadre de la transition énergétique. Ces filières de gaz verts relèvent principalement de deux familles, celle du méthane (molécule qui compose également le gaz naturel fossile) et celle de l'hydrogène.

Le biogaz est issu de la fermentation, en l'absence d'oxygène, de matières organiques : déchets animaux, co-produits agricoles, déchets verts et alimentaires. Il peut être directement capté à partir des centres d'enfouissement des déchets fermentescibles ou produit dans des unités dites de « méthanisation » ou de gazéification. Il constitue une filière renouvelable qui offre, dès à présent, la possibilité de couvrir quatre débouchés énergétiques : électricité, chaleur, carburant et matière première industrielle. Le biométhane désigne ce biogaz, dès lors qu'il est épuré et injectable dans des réseaux de gaz naturel (distribution ou transport) ou dans des sites de stockage. Il peut être totalement mélangé avec le gaz naturel fossile et est donc utilisable sans investissement supplémentaire dans les réseaux existants².

De son côté, l'hydrogène renouvelable est produit à partir de l'électrolyse de molécules d'eau (ou de « craquage » de molécules de biométhane). L'énergie nécessaire pour l'électrolyse de l'eau provient des EnR (solaire, éolien), en privilégiant les périodes où leur production électrique est supérieure à la demande d'électricité. La production d'hydrogène sert ainsi à stocker de l'électricité renouvelable (on parle de Power-to-Gas), ce qui présente l'intérêt de reporter les excédents de production électrique attendus pendant l'été (si soleil et vent fournissent une électricité supérieure aux consommations de cette période de l'année) vers la période hivernale où les besoins énergétiques (chaleur notamment) sont les plus élevés. Jusqu'à un certain point, ce stockage peut s'effectuer dans les installations existantes de gaz naturel³. Pour un usage dans les procédés industriels et le transport, cet hydrogène « vert » peut aussi être utilisé directement (sans mélange au gaz naturel) sur le site de production ou transporté par camion ou pipeline depuis des unités de production centralisées⁴.

D'autres catégories de gaz renouvelables au stade de la recherche

Obtenu par un procédé dit de « méthanation », le méthane de synthèse résulte de la combinaison entre de l'hydrogène renouvelable et du CO₂. Ce gaz peut être mélangé à 100% avec le gaz naturel. Il existe de nombreuses sources de CO₂ utilisables pour créer ce méthane : purification de biogaz, captage des émissions industrielles (cimenterie, sidérurgie, pétrochimie, etc.) ou liées à la production thermique d'électricité.

² Selon les mêmes principes, il est possible de produire du biopropane (c'est-à-dire un gaz de pétrole liquéfié, GPL), notamment utilisable en carburant automobile. Ce carburant, le BioGPL, disposant d'un réseau de distribution potentiel important dans l'Hexagone.

³ Les réseaux et les stockages contenant du gaz naturel (méthane) pourraient accueillir quelques % d'hydrogène sans investissement majeur, sous réserve des résultats des recherches et expérimentations en cours et à venir. Toutefois, même quelques % représentent des TWh d'énergie stockable. Une expérimentation, au travers du projet GRhyd est en cours à Dunkerque et vise à tester la faisabilité d'injecter jusqu'à 20% d'hydrogène dans le réseau de gaz naturel.

⁴ Dans certaines zones comme le Nord de la France, il existe également des réseaux dédiés à l'hydrogène qui desservent de grands sites industriels et qui pourraient être utilisés en fonction de la localisation des sites d'électrolyse.

La pyrogazéification est un procédé à haute température permettant d'obtenir un gaz de synthèse (dit « syngas ») à partir de biomasse ou de déchets. Il est assimilable au « gaz de ville » couramment utilisé jusqu'au milieu du 20ème siècle qui utilisait le même procédé, mais à partir de charbon. Ce syngas permet de produire de l'électricité et de la chaleur. Après recombinaison de ses composants, il peut même devenir un méthane, permettant ainsi son injection dans les réseaux en remplacement du gaz naturel. Le gaz ainsi obtenu est qualifié de « biométhane », si ce dernier est généré à partir d'intrants renouvelables et de « méthane de récupération » lorsqu'il est généré à partir de déchets non renouvelables.

Organismes microscopiques, les micro-algues croissent dans des milieux aqueux et forment leur photosynthèse avec du CO₂. Elles contribuent à recycler les nitrates et les phosphates issus des eaux domestiques et industrielles. Elles permettent ainsi de produire une biomasse abondante, pouvant alimenter les procédés de méthanisation ou de gazéification. Si le potentiel de production de gaz renouvelable par les micro-algues semble considérable, la quantification reste difficile à ce stade.

Les gaz renouvelables présentent des atouts environnementaux et climatiques indéniables par rapport à l'énergie fossile que constitue le gaz naturel « classique », et pourraient s'y substituer, évitant ainsi des importations sur de longues distances (via des gazoducs ou des méthaniers transportant du gaz liquéfié). Par la substitution à des ressources fossiles (ou le réemploi de carbone), ces gaz renouvelables évitent des émissions de CO₂.

Selon l'ADEME, pour chaque mégawattheure (MWh) de biométhane produit, injecté et consommé, une économie de 0,2 tonnes de CO₂ est réalisée par rapport au gaz fossile. Un mix gaz 100 % renouvelable permettrait d'éviter les émissions directes d'environ 63 Mt CO₂/an en 2050, ce qui représente un équivalent de 12,6 milliards d'euros pour une taxe carbone à 200 €/t de CO₂.

Au-delà de cet effet en matière de gaz à effet de serre, ils présentent d'autres gains induits importants sur le plan environnemental : évitement d'émissions de polluants atmosphériques locaux (NOX, particules fines dans les transports, en substitution à des carburants liquides) ; traitement des déchets (méthanisation, gazéification) ; utilisation d'un actif déjà en place (réseaux de gaz) ; stockage d'énergie sur de longues durées (saisons, années, etc...).

Partie II.

**LE DEVELOPPEMENT
DES GAZ
RENOUVELABLES : OU
EN EST-ON ?**

A. LES RESSOURCES ET LA PRODUCTION

1. Leur poids actuel et les perspectives

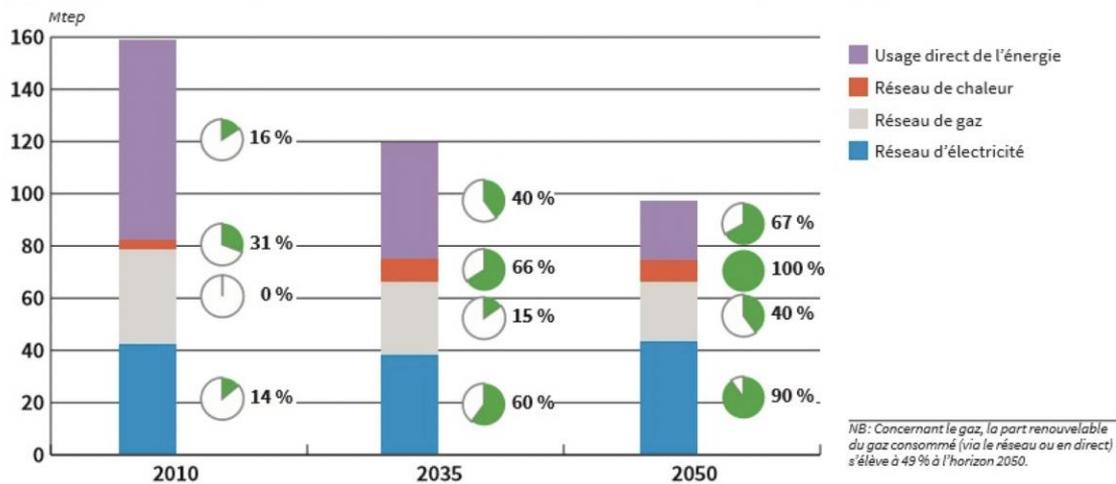
L'État a fixé, dans la LTECV, un objectif de plus de 10 % de gaz renouvelables consommés en France en 2030. A un horizon plus court, les objectifs de production pour 2023 inscrits dans la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) sont de 300 MW électriques installés, de 900 ktep pour la production de chaleur issue du biogaz, de 2 TWh de BioGNV consommé et de 8 TWh de biométhane injecté dans les réseaux de gaz.

Fin 2017, 548 installations produisaient de l'électricité à partir de biogaz, correspondant à une puissance totale installée de 423 MW, les sites de puissance supérieure à 1 MW représentant 70 % de la puissance installée. Sur ce total, les installations de méthanisation représentaient les deux tiers du parc et un tiers de la puissance. A la même date, 44 installations injectaient du biométhane dans les réseaux de gaz naturel. Leur capacité s'élève au total à 696 GWh/an, en progression de 69 % par rapport à la fin de l'année 2016. Pour preuve que cette filière suit un développement exponentiel, ce sont, en octobre 2018, 66 sites qui injectent dans les réseaux pour une capacité supérieure au TWh/an. Malgré cette progression, le volume de gaz vert circulant dans le réseau ne présente qu'environ 1% de la consommation. Et si, début 2018, environ 400 installations agricoles étaient en activité, ce niveau est très en deçà du potentiel d'un pays comme la France.

Le bilan prévisionnel pluriannuel 2017-2035 des opérateurs de réseau de gaz fait état de 90 TWh de gaz renouvelable injecté à l'horizon 2030 (soit 30 % de la consommation). Sur ces 90 TWh, 70 proviendraient de la méthanisation et 20 sont qualifiés d'« autres gaz renouvelables », majoritairement de l'hydrogène.

De nombreuses études concluent à un très haut potentiel, allant de 50 % jusqu'à un maximum de 100 %, en optimisant tous les paramètres, de la consommation gazière française en 2050. Dans son scénario 2035 – 2050 publié en octobre 2017, l'ADEME donne une représentation du mix énergétique dans son ensemble à différents horizons, pour la France. Cette approche met en perspectives les efforts d'efficacité énergétique et la place de chaque grande filière énergétique. Elle présente un mix énergétique 2050 qui s'appuiera sur une pluralité d'énergies, dont, pour le gaz, une part d'origine renouvelable conséquente estimée à 50 % environ.

Figure I : Progression de l'énergie véhiculée dans les différents réseaux

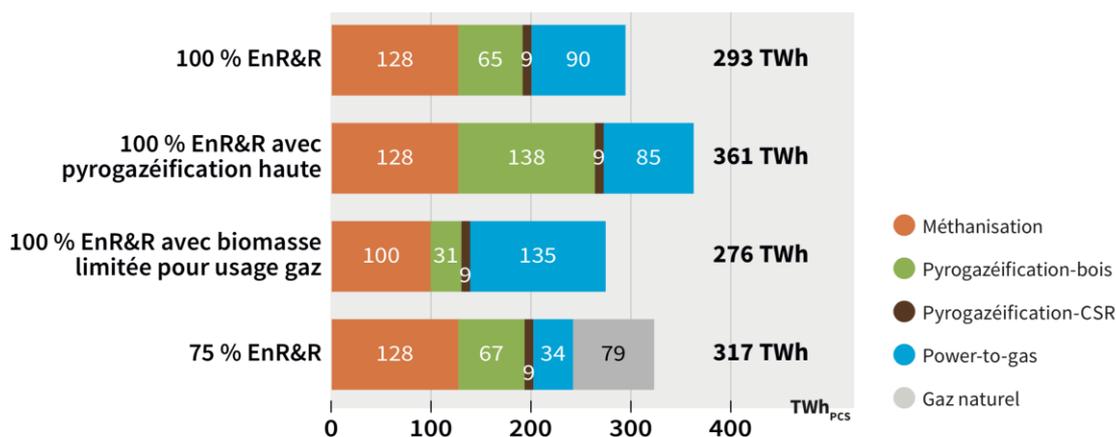


LECTURE : les pourcentages (symbolisés par la part verte des camemberts) correspondent à la part de sources renouvelables.

Source : Scénario Energie Climat 2035 – 2050 – Ademe – Octobre 2017

Dans l'étude ADEME-GRDF-GRTgaz (2018), différents scénarios envisagent une progression couvrant jusqu'à 100 % de la consommation de gaz. Le gisement de gaz injectable (sous forme de méthane) est estimé à 460 TWh à partir de trois grandes filières de production : la méthanisation (30 % du gisement), la pyrogazéification (40 %) et le Power-to-Gas (30 %), cette dernière filière comportant ici l'étape de méthanation. Les potentiels techniques intègrent la non-concurrence avec les usages alimentaires et matières premières, mais nécessiteraient de lever les freins à la méthanisation agricole, d'étendre la part des cultures intermédiaires (cultures temporaires qui protègent les sols entre deux cultures de vente), de mobiliser davantage de ressources agricoles et forestières (au prix d'arbitrages favorables au gaz dans la concurrence sur l'accès à la ressource) et de favoriser l'émergence de technologies à fort potentiel, mais encore peu matures (pyrogazéification, gazéification des algues etc.). Ils intègrent également des hypothèses ambitieuses concernant le développement des énergies renouvelables électriques intermittentes, de manière à dégager un potentiel important de production « fatale » ou excédentaire (à prix de marché négatif ou nul) utilisé pour la filière Power-to-Gas.

Figure 2 : Scénario 75-100% gaz vert en 2050



Source : ADEME-GRDF-GRTgaz (2018)

Biogaz en Europe : quelles perspectives ?

« L'Allemagne est le principal producteur de biogaz en Europe avec un total de 7,8 Mtep en 2015, ce qui représente la moitié de la production européenne. Le Royaume-Uni et l'Italie produisent des quantités équivalentes, de l'ordre de 2 Mtep. Ces trois pays couvrent près de 80 % du total européen. La France se positionne au 5e rang des pays européens avec 0,5 Mtep. Pour l'ensemble de l'Europe à 28, la production de biogaz, issue à 50 % de cultures énergétiques, atteint 15,6 Mtep en 2015. Ce biogaz est valorisé pour une grande part sous forme d'électricité (62 %) mais aussi sous forme de chaleur (27 %). Le solde (11 %) est soit transformé en biométhane pour être injecté dans les réseaux gaziers traditionnels soit utilisé par le secteur des transports. La croissance de la production de biogaz en Europe connaît un ralentissement depuis 2014. De 13 % par an en moyenne depuis 2010, le taux de croissance moyen annuel est passé à 7 % en 2014 puis à 4 % en 2015. [...] Des changements de politique en Allemagne et en Italie en particulier expliquent ce revirement. Il s'agit dans les deux cas de privilégier l'utilisation des sous-produits et déchets agricoles plutôt que l'usage de cultures énergétiques. La Commission européenne estime que le potentiel de production de biogaz à partir de déchets est entre 30 et 40 Mtep d'ici 2030 soit de l'ordre de 3 % de la consommation européenne d'énergie et environ 10 % de celle de gaz à cet horizon. Les règlements européens pour la période postérieure à 2020 seront donc cruciaux pour atteindre les volumes identifiés ».

Source : IFPEN 2017

2. La nécessité de valoriser les intrants et digestats

Bien qu'une grande variété de gaz renouvelables présente un potentiel élevé, ceux issus de la filière agricole constituent un axe de développement central, aussi bien à court qu'à long terme. L'ADEME estime que le gisement d'effluents et de déchets mobilisables à échéance 2030 est composé à 90 % de matières agricoles. En outre, l'agriculteur maîtrise également l'épandage du digestat produit par le méthaniseur, qui constitue un engrais de valeur.

Selon les ressources locales disponibles, les intrants utilisés pour approvisionner les méthaniseurs diffèrent : effluents d'élevages (lisiers, fumiers), cultures énergétiques dédiées, cultures intermédiaires à « vocation énergétique », cultures intermédiaires « pièges à nitrates », déchets de cultures, déchets ménagers, déchets des gros détenteurs (restauration, GMS, etc.), boues et coproduits d'industries agro-alimentaires, sous-produits animaux, et autres boues industrielles et de stations d'épuration.

Il existe un consensus en France pour limiter strictement le recours pour la production de biogaz à des cultures en concurrence avec l'alimentation humaine, avec un plafond de 15 % d'intrants issus de cultures principales alimentaires ou énergétiques. Cette mesure permet de promouvoir un modèle de méthanisation spécifique, éloigné du schéma allemand, lequel consacre une grande partie de la production de maïs à cette fin, mais qui ne limite pas les cultures intermédiaires à vocation énergétique.

L'utilisation de cultures dédiées peut toutefois s'avérer nécessaire dans certains cas pour augmenter le pouvoir de production de méthane. Elle ne peut et ne doit venir qu'en complément. En respectant ces différents critères, il est possible de produire entre 250 et 300 TWh de gaz renouvelable, sans qu'aucune étude prospective indique s'il est possible d'aller au-delà.

En l'absence d'homologation, le digestat est considéré comme un déchet, ce qui implique de passer par un plan d'épandage et ajoute des contraintes au développement des projets. La commercialisation des digestats issus des installations de méthanisation pourrait constituer un atout dans le calcul de la rentabilité des unités, mais elle requiert des démarches d'homologation, voire de normalisation qui sont longues, coûteuses et souvent dissuasives. La mise en place à grande échelle d'une filière de valorisation des digestats sous forme d'engrais améliorerait la rentabilité des sites et favoriserait l'émergence d'une logique d'économie circulaire.

B. LES RESEAUX ET LE STOCKAGE

1. Des infrastructures d'ores et déjà en grande partie adaptées...

Historiquement, les réseaux de gaz ont été construits et développés pour assurer des importations diversifiées, faire circuler le gaz naturel depuis ses lieux de production et l'acheminer jusqu'aux points de consommation. Ils représentent aujourd'hui environ 240 000 km au total en France, dont 15 % sur le réseau de transport (grands diamètres, hautes pressions) et 85 % sur le réseau de distribution (moyennes et basses pressions).

La production de gaz renouvelables présente la particularité d'être soit continue (méthanisation, gazéification), soit variable (Power-to-Gas). Dans tous les cas, cette production ne coïncide pas avec la très forte variabilité météorologique de la consommation (rapport de 1 à 10 entre été et hiver en raison de la production de chaleur). Mais, à la différence de l'électricité, le gaz présente l'avantage d'être une énergie facilement stockable. Les capacités de stockage raccordées au réseau français sont aujourd'hui de 130 TWh, représentant la consommation de 3 mois d'hiver environ. La capacité de stockage des réseaux eux-mêmes s'y ajoute, évaluée à 30 TWh (soit un mois supplémentaire environ).

Les réseaux sont d'ores et déjà aptes à faire circuler du biométhane, certains fonctionnant même déjà avec des sens d'écoulement réversibles. Quelques équipements devront cependant être développés afin de leur donner à terme une souplesse sur la qualité du gaz ; s'agissant de l'injection d'hydrogène en vue d'accueillir des projets de Power-to-Gas, il conviendra également de valider l'utilisation des stockages existants, principalement souterrains (en cavités salines ou en aquifères).

2. ... à la condition d'accroître le maillage des réseaux et la circulation à « rebours »

...

Ces évolutions concernant la nature des injections auront une influence sur la structure des réseaux : des territoires seront demain producteurs de gaz renouvelables et possiblement excédentaires, tandis que d'autres resteront consommateurs. Il conviendra d'assurer des transferts entre ces divers territoires et d'adapter les réseaux en conséquence. Les réseaux de transport et de distribution étendront leur fonction de solidarité entre les territoires (déjà liée à la péréquation) et assureront le lien à la fois entre des boucles de distribution locale, mais également entre ces boucles de distribution et les stockages de gaz.

Un maillage évolutif des réseaux de distribution permettra ainsi d'accueillir davantage de gaz renouvelable. Si de grosses unités injectent dans les réseaux de transport, une majorité de sites de production locale s'inséreront dans les réseaux de distribution de gaz naturel. Or ceux-ci risquent de manquer de capacités pour absorber cette production renouvelable notamment en été, lorsque les consommations locales sont les plus faibles. Cela pourrait représenter un frein pour le développement de la filière, d'une part parce que les capacités d'injection d'installations déjà opérationnelles peuvent s'en trouver limitées, d'autre part parce que cela remet en cause la faisabilité même de certains projets, les investisseurs pouvant considérer que le risque financier est trop important. Il est ainsi nécessaire, en premier lieu, de développer les consommations sur la zone (tout en maintenant des objectifs stricts d'efficacité énergétique et de performance des usages en termes d'émissions de CO₂), puis de favoriser au maximum le maillage des réseaux de distribution, afin d'agrandir la zone de chalandise susceptible d'absorber une production locale.

Ces deux solutions ne sont pas toujours accessibles ou suffisantes, de sorte qu'il s'agit ensuite de faire circuler ces productions locales entre les territoires, afin d'assurer une « solidarité de production ». Le réseau de transport offre des capacités importantes, apporte une solution intéressante face à cette problématique grâce au « rebours ». Celui-ci consiste à remonter du gaz du réseau de distribution (exploité à quelques bars) vers le réseau de transport à plus forte pression (alors que le cheminement normal est inverse).

Cette nouvelle « brique » technologique prend tout son intérêt dans un contexte où les opérateurs de stockages souterrains acceptent, depuis 2017, le biométhane dans leurs infrastructures souterraines. Celui-ci peut dorénavant circuler sur toutes les infrastructures gazières dont le réseau de transport

principal et ainsi bénéficier des capacités des réseaux et des stockages⁵. L'utilisation de ces capacités concernera à l'avenir tous les gaz renouvelables ou de recyclage (gaz de synthèse par pyrogazéification, hydrogène issu du Power-to-Gas ou méthane après une étape complémentaire de méthanation, gaz produit à partir d'algues, etc.).

Des règles explicites et transparentes devront être mises en place pour nourrir des « plans régionaux de développement des infrastructures pour l'injection de gaz » qui devraient à terme faire partie des schémas énergétiques régionaux, en s'appuyant sur l'expérience du système électrique à travers les Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables (S3REnR)⁶.

3. ... ainsi que leur digitalisation

Le développement des Smart Gas Grids est une composante-clé de l'évolution des réseaux pour accueillir les gaz renouvelables (développement de capteurs et exploitation des données, supervision et manœuvres à distance). Les réseaux étaient confrontés à une problématique classique d'exploitant soumis au cycle hiver/été pour lisser les pointes. Avec l'arrivée et le développement des gaz renouvelables, une nouvelle façon de piloter les réseaux de distribution s'installe, dynamique et partiellement affranchie des contraintes de saisonnalité.

Ainsi, sur le plan technologique, ce pilotage permet de maximiser la capacité à intégrer la production décentralisée des différents gaz verts, avec à terme une télé-exploitation des réseaux de distribution, comme c'est déjà le cas pour les réseaux de transport. Ces transformations nécessitent des investissements en matière de R&D conséquents et la mise en place de démonstrateurs.

C. TYPOLOGIE DES USAGES DES GAZ VERTS

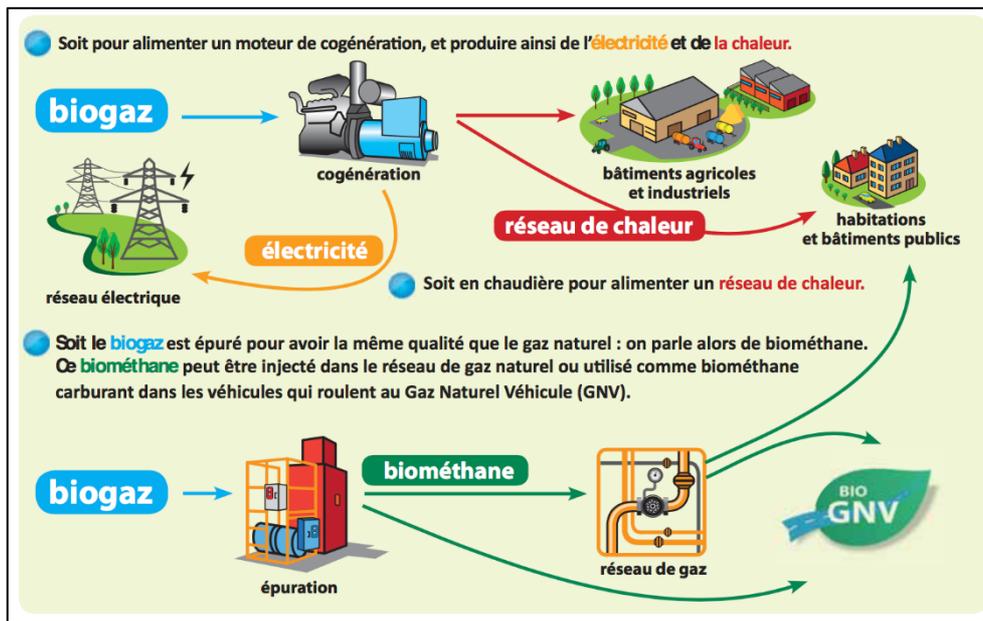
1. Une large gamme d'usages...

Les usages des gaz renouvelables sont aussi variés que ceux du gaz naturel auxquels ils peuvent se substituer : directs en résidentiel et tertiaire (chauffage, eau chaude, climatisation, cuisson) ; en réseaux de chaleur ; sur site industriel en cogénération ou pour la production centralisée d'électricité ; en mobilité (bio-GNV, hydrogène).

⁵ Les opérateurs de réseau ont lancé la construction de deux installations pilotes de rebours qui permettront de tester différentes options techniques et répondront à différents besoins de fonctionnement : une à Pontivy, dans le Morbihan, une autre à Pouzauges, en Vendée.

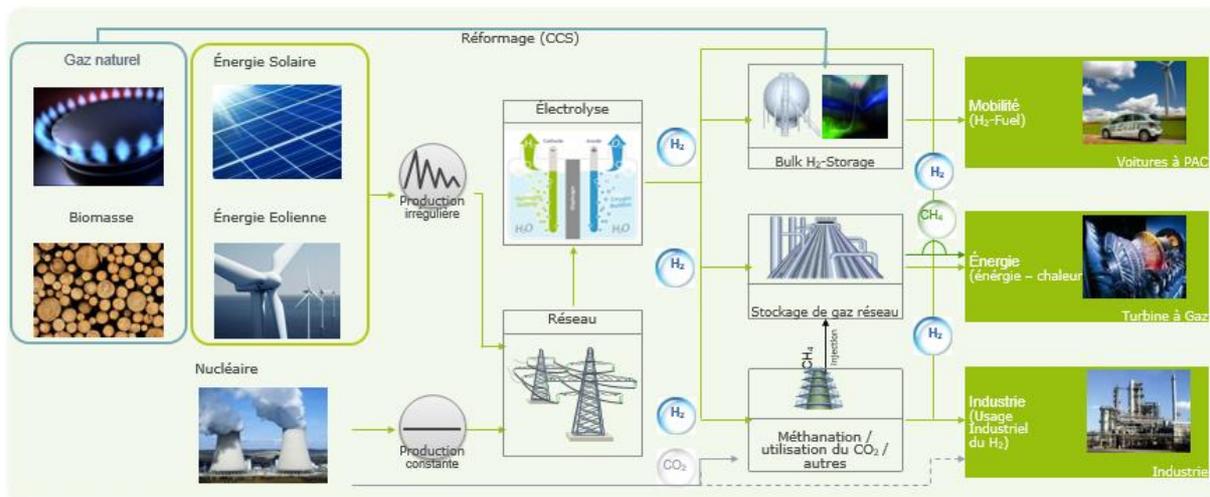
⁶ Les Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables (S3REnR) sont des documents produits par RTE dans le cadre de la loi "Grenelle II" permettant d'anticiper et d'organiser au mieux le développement des ENR.

Figure 3 : Usages dans la filière méthane



Source : ATEE club Biogaz

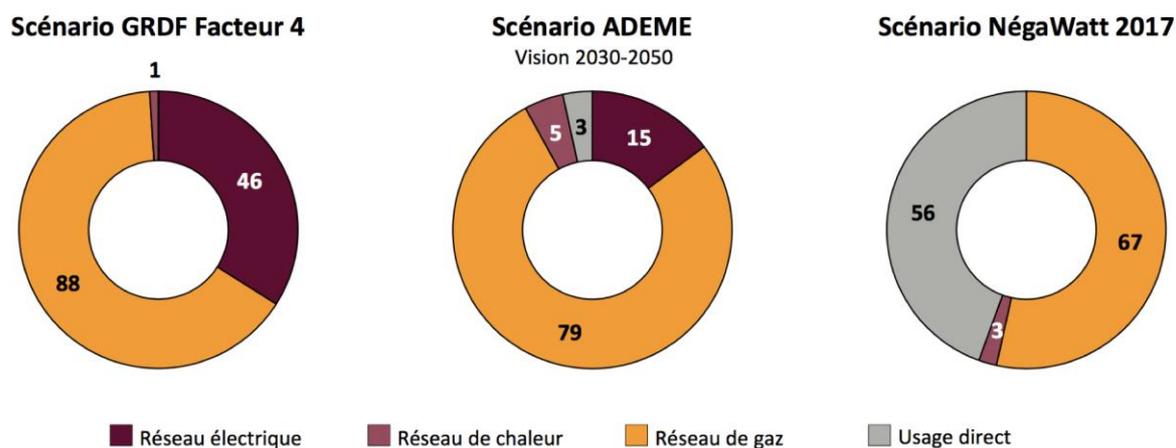
Figure 4 : Usages dans la filière hydrogène



Source : AFHYPAC

Si, tous les scénarios disponibles convergent vers la perspective d'importants développements potentiels, les visions divergent largement concernant les types d'usages, notamment pour ce qui est de l'emploi direct plutôt que du transit par des réseaux (et plus spécialement en ce qui concerne l'hydrogène).

Figure 5 : Valorisation du biogaz produit en France (TWh/an)



Source : France biométhane – Observatoire mars 2017

2. ... chacun soumis à des défis spécifiques

Dans l'immobilier, environ 60% des logements datant d'avant 2012 sont chauffés au gaz ou au fioul, soit 16,8 millions de résidences principales, qui consomment annuellement de l'ordre de 220 TWh, et appellent en hiver une puissance proche de 150 GW (vs environ 100 GW en électricité). En dépit des rénovations et reconstructions de logements à l'horizon 2050, impliquant des transferts d'énergie, une diminution importante de la consommation, et la disparition du fioul, le parc immobilier restera fortement sensible aux variations de la température externe. Le gaz renouvelable, en s'appuyant sur des infrastructures de distribution disponibles et largement amorties, est bien placé pour répondre à ces besoins thermiques.

Pour ce qui est de la consommation industrielle de gaz, notamment renouvelable, les évolutions résultent de la trajectoire de l'industrie française et du renouvellement de sa base. La molécule de biométhane est en outre une matière première de choix pour l'élaboration de molécules organiques complexes, carburants ou matériaux bio-sourcés, ou encore dans des procédés dont l'hygiène de combustion entre dans la transformation des produits (trempe métaux par traitement thermique) ...etc.

En matière de mobilité, les avis convergent sur une évolution significative des usages résultant du vieillissement de la population, de l'organisation urbaine et des modes de vie émergents, notamment télétravail et covoiturage. La décroissance du parc thermique (essence, diesel) semble engagée au profit des véhicules électriques, mais le bio-GNV présente des atouts en termes de performances environnementales et d'autonomie, notamment pour le transport routier de marchandises et les flottes captives. Les piles à combustible à hydrogène ou biométhane permettent d'envisager à horizon 2050, voire dès 2030, le développement de véhicules hybrides gaz/électrique (une hybridation de véhicule électrique avec batterie et hydrogène ou biométhane).

Enfin, si le gaz vert est un substitut direct du chauffage électrique dans les usages domestiques, il est également un atout pour gérer la forte thermosensibilité induite par ce dernier en France et qui

débouche sur des pointes de demande au plus fort de l'hiver. L'électricité produite en pointe à partir de gaz naturel renouvelable pourrait constituer – avec les autres formes de stockage d'électricité ou de chaleur – une excellente réponse à ce phénomène en apportant de la souplesse (ce qui vient confirmer la complémentarité gaz-électricité).

Concernant enfin l'utilisation en chauffage urbain, les réseaux de chaleur alimentés par des énergies renouvelables (biomasse, géothermie, solaire) ont très souvent le gaz en appoint. Il existe aujourd'hui une forte volonté pour développer les réseaux de chaleur renouvelable : multiplier par 5 la chaleur renouvelable à l'horizon 2030, sans doute plus en 2050. Ainsi la substitution de gaz renouvelable à du gaz fossile pour assurer les pointes de consommation serait de nature à conforter l'utilisation des réseaux de chaleur, comme vecteur de pénétration des énergies renouvelables dans le mix énergétique français.

Partie III :
UN ENJEU DE
POLITIQUE PUBLIQUE
LOCALE, AUTANT QUE
NATIONALE

A. APERÇU DE L'IMPACT ECONOMIQUE ET DES COUTS

Au-delà de la transition énergétique et de la lutte contre le changement climatique, la production de gaz renouvelable participe à l'amélioration de l'autonomie énergétique de la France et donc de sa balance commerciale. Le principe générique est que ces gaz étant produits localement (pour l'essentiel), ils réduisent à la fois la dépendance énergétique et ancrent localement la valeur ajoutée et les emplois dans une plus grande proportion.

A court et moyen termes, la production de biométhane (pour ne prendre en exemple que la filière la plus mature à ce stade) constitue une solution vertueuse et locale, permettant de traiter les déchets, à la fois à partir des sites agricoles et des déchets urbains. La production de biogaz permet ainsi d'optimiser les paramètres économiques du traitement de tels déchets. Par ailleurs, la filière peut participer au renforcement d'une économie circulaire pour les territoires, tandis que les installations de méthanisation concourent pleinement au développement économique à une échelle locale.

Au-delà des bénéfices environnementaux, l'effet dynamisant de la filière du gaz issu de sources renouvelables sur l'économie et l'emploi local mérite attention. La filière biométhane pourrait ainsi créer plus de 3 000 emplois directs et indirects à l'horizon 2030, selon GRDF. Son développement confortera en outre les emplois de la filière gaz (installation, maintenance, opérateurs de réseaux) et le patrimoine des collectivités locales qui sont propriétaires des réseaux de distribution. En participant au verdissement du gaz, les décideurs publics confortent là aussi l'économie locale.

Le scénario négaWatt 2017-2050, qui encourage fortement l'investissement massif dans la filière gaz renouvelable, débouche sur des perspectives d'une autre échelle, puisqu'il estime à plus de 35 000 le nombre net d'emplois créés dans les secteurs d'activité de la production du biogaz et de la gazéification d'ici à 2030, pour peu que les investissements nécessaires soient réalisés. Ce total dépasserait 100 000 emplois en 2050, toujours selon ce même scénario.

La méthanisation agricole répond à de multiples objectifs économiques pour les agriculteurs, avec notamment le renforcement de la compétitivité des exploitations, mais aussi la baisse des charges liées à l'énergie dans le cas d'une autoconsommation du gaz produit en local, sous forme de chaleur ou d'électricité, voire à terme comme carburant. Une résilience des exploitations agricoles permettrait d'ancre les agriculteurs au sein des territoires, condition nécessaire à la sécurité alimentaire du pays et au bon dynamisme des zones rurales françaises.

Aperçu des coûts de production des gaz verts

L'étude ADEME-GRDF-GRTgaz (2018) fait état d'un coût total du MWh de gaz consommé (coûts de production et des coûts du réseau et stockage) qui varie de 105 (pour son scénario « 75 % EnR&R ») à 153 €/MWh (pour son scénario « 100 % EnR&R avec biomasse limitée pour les usages gaz »), comparables aux 120 à 130€/MWh estimé pour l'électricité renouvelable (dans l'étude de l'ADEME 2015). Les coûts du réseau et du stockage ne représentent que de 15 à 20 % du coût total.

Concernant spécifiquement le biogaz, une étude internationale de l'IRENA présente des coûts de production de 30 à 150 €/MWh, très fortement variables selon les intrants et les capacités installées. Pour la France, ENEA (2017) estime que les coûts d'une unité de production de biométhane agricole autonome avoisinent les 100 €/MWh. Si ce coût est très supérieur à celui du gaz naturel importé (15-30 €/MWh), une amélioration des dispositifs techniques et une taxe carbone de 100 €/tCO₂, permettraient au biométhane d'être compétitif pour un prix de marché de gros situé entre 50 et 60 €/MWh à l'horizon 2030.

Il est difficile d'estimer le coût, à terme, du Power-to-Gas qui est encore à un stade expérimental (et, *a fortiori*, de le comparer à long terme avec le coût des autres technologies de stockage). Selon l'IFPEN (2017), le coût de production par électrolyse est situé entre 100 et 200 €/MWh pour un prix de l'électricité de 50 €/MWh et une durée de production supérieure à 2 000 heures par an.

Enfin, selon une étude de Gas for Climate-Ecofys (2018), la production européenne de gaz renouvelables pourrait augmenter de plus de 120 milliards de mètres cubes par an d'ici 2050, permettant d'économiser 140 milliards d'euros à cet horizon, par rapport à un scénario « tout électrique ».

B. LE CADRE REGLEMENTAIRE ACTUEL ET SES LIMITES

Il est difficile de présenter l'ensemble des dispositions réglementaires qui encadrent les développements des différentes filières de gaz renouvelables, à la fois en raison de leur diversité et de leurs différences de maturités. Nous soulignons ici seulement quelques points saillants.

Les textes encadrant l'injection du biométhane, qui datent de 2011, nécessitent une amélioration pour s'adapter à la réalité de cette jeune filière. Le modèle français est plus contraignant que d'autres environnements européens et les exigences se renforcent pour les unités de méthanisation, notamment via la parution du décret du 7 juillet 2016 fixant une limite au niveau des approvisionnements des unités en cultures alimentaires ou énergétiques. Des ajustements seront indispensables si l'on souhaite relancer la dynamique des projets, maintenir et poursuivre le développement des compétences sur nos territoires.

Par ailleurs, le système actuel de soutien par les tarifs, complété par des subventions à l'investissement reste le plus efficace. A la différence des systèmes reposant sur le seul tarif, il permet théoriquement un pilotage par la qualité des projets, et de régler la vitesse de développement en modulant les niveaux d'aide. Toutefois, les systèmes d'appel d'offres qui semblent devenir la règle pour nombre de politiques publiques créent, contrairement aux objectifs fixés, des distorsions entre acteurs, en faveur de développeurs capables de déposer plusieurs projets à la fois avec une probabilité de réussite, au détriment des acteurs agricoles ou territoriaux qui ne portent qu'un projet unique, avec un risque de tout perdre dans cette compétition.

La difficulté à obtenir un accord de financement pour un projet de biogaz constitue un point de blocage sur lequel il sera nécessaire d'agir. Divers mécanismes devront être étudiés et proposés aux producteurs pour les accompagner. Cela pourrait passer par des mécanismes de contre-garantie à l'étude par la

Banque Européenne d'Investissement (BEI), par la constitution de fonds propres pour mieux accompagner les porteurs de projets, par des accompagnements plus importants au niveau des collectivités via des fonds d'investissements ciblés de la part des régions ou des territoires, etc. Les montages financiers exemplaires devront être portés à connaissance du plus grand nombre. Cependant, comme dans d'autres filières renouvelables, des projets peuvent être portés par les citoyens impliqués via le « crowd-funding », d'où l'importance de ne pas les évincer dans des appels d'offres trop centrés sur une concurrence par les coûts.

Plus généralement, le montage et la concrétisation des projets nécessitent des démarches longues et complexes conduisant souvent à des coûts importants. Singulièrement, un décret de janvier 2016 prévoit que les autorisations d'urbanisme, valables trois ans, peuvent être prorogées sur une période de dix ans, disposition dont le biogaz ne bénéficie pas.

La fiscalité peut et doit jouer un rôle pour sécuriser économiquement les projets. Il serait par exemple utile de permettre aux collectivités d'exonérer les unités de méthanisation non agricoles de taxe foncière. Les communes qui souhaitent aider un projet, ne serait-ce que temporairement dans une logique d'amorçage, pourraient ainsi utiliser un tel levier. A l'évidence, les objectifs inscrits dans la PPE pour le biométhane nécessitent des évolutions fiscales conséquentes pour encourager le développement de cette filière émergente et riche en potentiel.

A noter également le besoin de clarifier pour l'avenir, au plan réglementaire (prévention des risques environnementaux), les conditions de l'injection d'hydrogène dans les réseaux et les différents types de stockage de gaz naturel.

C. LA NECESSITE D'UNE LARGE APPROPRIATION DES PROJETS LOCAUX

Le développement de la méthanisation est ralenti par des oppositions fréquentes, généralement locales, qui trouvent des relais au plan national. Avant que les positions ne se figent dans des postures qu'il est ensuite très difficile de modifier, il importe de légitimer la méthanisation, à la fois du point de vue énergétique, mais aussi du point de vue environnemental et sociétal. Ceci implique de développer des arguments de fond (qui peuvent bousculer, y compris le monde agricole) et de travailler sur la manière de faire.

Il n'est évidemment pas envisageable de « passer en force ». Au contraire, il importe d'associer des parties prenantes qui ne se limitent pas aux riverains, et de déployer des concertations et coordinations multi-niveaux :

- Au niveau projet : le défaut de concertation peut ralentir le projet voire le faire échouer. La formation du porteur est primordiale, ce dernier devant intégrer le fait que plus le projet est présenté en amont, plus il a de chances d'être accepté localement.
- Au niveau territorial : il faut construire des schémas partagés avec les acteurs, des chartes, en articulation avec les démarches TEPOS/TEPCV/Contrats de territoire. Pour favoriser puis

accompagner des projets, qu'ils soient portés par des acteurs agricoles locaux ou par des entreprises perçues comme extérieures au territoire, les collectivités locales pourraient jouer un rôle proactif, en anticipant leur développement, identifiant les ressources, coordonnant les parties prenantes, etc.

- Au niveau régional : une articulation est essentielle avec les exercices de programmation qui traitent la question de la concurrence des usages, du développement des infrastructures, etc. Un observatoire des ressources locales regroupé à l'échelle de la région serait utile, pour juger des flux des déchets organiques qui peuvent « échapper » à certains projets qui auraient plus de sens à l'échelle du territoire. Sans doute est-il nécessaire de poser le cadre d'une animation territoriale, afin de coordonner agriculture, région, services de l'Etat sous l'autorité du préfet de région et avec l'aide des gestionnaires d'infrastructure.
- Au niveau national : c'est à ce niveau que les questions de fond doivent être traitées (sur les plans agronomique, environnemental, social, économique) pour parvenir à la structuration d'une filière viable de constructeurs de matériel adapté au modèle de méthanisation français (ce qui est le cas du modèle allemand).

Pour un grand pays agricole tel que la France, la question du modèle de méthanisation à retenir est essentielle, sachant qu'il est possible de déplacer le curseur entre des modèles ancrés territorialement ou plus industriels. Pour éviter que l'agriculture soit limitée à une fonction de fournisseur de matière pour une industrie de la méthanisation, elle doit occuper une place centrale dans les stratégies de développement du gaz renouvelable. Selon les choix qui seront faits, la méthanisation peut introduire un nouveau clivage et bénéficier à une partie de la population agricole, ou bien être produire nouveau souffle pour l'ensemble de l'agriculture dans une démarche « inclusive ». Construire un discours sur le biogaz peut constituer un levier pour la transition agroécologique, à la condition de promouvoir de nouveaux modes de coopération dans la méthanisation, d'abord entre agriculteurs, puis entre le monde agricole et les apporteurs de technologies, de services et de capitaux.

Partie IV.

**DEUX PROPOSITIONS
POUR ACCELERER LE
DEVELOPPEMENT DES
GAZ RENOUVELABLES
EN FRANCE**

Différents exercices de prospective concluent à la possibilité de couvrir, en 2050 et sous certaines conditions, 100 % des besoins en France par des gaz verts (combinant biogaz, Power-to-Gas, pyrogazéification, etc.) améliorant à la fois la sécurité d’approvisionnement et le bilan économique (et ancrant sur le territoire valeur ajoutée et emplois liés à la production et aux usages). Le récent rapport conjoint ADEME-GRDF-GRTgaz (2018) constitue le dernier exemple en date de ces projections à long terme. Pourtant les tendances de développement actuelles sont très en-deçà de ces perspectives lointaines et ne permettent pas d’envisager d’atteindre de tels niveaux : le gaz vert représente aujourd’hui moins de 1 % de la consommation française et, en l’état, la dynamique doit s’accélérer pour prétendre atteindre le seuil de 10 % prévu dans la loi en 2030.

Ce difficile décollage depuis plus de 10 ans reflète l’absence de stratégie nationale de développement du gaz renouvelable, un temps portée dans le cadre d’un « comité national biogaz », puis interrompue depuis plusieurs années. Certes, l’installation par le gouvernement d’un groupe de travail consacré à la méthanisation en janvier 2018 constitue un progrès. Il convient de poursuivre cet effort pour bâtir une véritable logique de filière et établir (et suivre) une feuille de route stratégique.

Dans cette partie finale de la note, notre objectif est délibérément orienté vers le court-terme, afin que les gaz renouvelables contribuent rapidement, grâce à une multiplication des projets pour les filières matures et à l’expérimentation pour les autres, à l’atteinte des objectifs fixés par la Loi de transition énergétique.

Ces propositions, compte tenu de la diversité des gaz renouvelables et de leurs usages, ne couvrent évidemment pas l’intégralité des actions, par exemple en matière de soutien à la R&D (méthanation, pyrogazéification, micro-algues) ou de développement de certains usages (réseaux de chaleur, électricité, usages domestiques, mobilité).

A. TRIPLER LE NOMBRE DE SITES DE METHANISATION AGRICOLE D’ICE LE DEBUT DE LA DECENNIE 2020

Dans le Code de l’Environnement, l’économie circulaire est définie de la manière suivante : « *La transition vers une économie circulaire vise à dépasser le modèle économique linéaire consistant à extraire, fabriquer, consommer et jeter en appelant à une consommation sobre et responsable des ressources naturelles et des matières premières primaires ainsi que, par ordre de priorité, à la prévention de la production de déchets, notamment par le réemploi des produits, et, suivant la hiérarchie des modes de traitement des déchets, à une réutilisation, à un recyclage ou, à défaut, à une valorisation des déchets* »⁷. La LTECV définit des objectifs ambitieux en matière d’économie circulaire, comme celui d’une augmentation de 30% d’ici 2030 du rapport entre le PIB et la consommation intérieure de matières.

La production de biométhane s’inscrit parfaitement dans cette logique d’économie circulaire, en particulier pour ce qui relève de la filière agricole : cette filière offre de nombreux avantages sur le plan agronomique et permettrait de réduire la dépendance de l’agriculture aux intrants (engrais, énergie,

⁷ Code de l’environnement, article L.110-1-I.

aliments), de réduire les impacts (limitation du recours aux phytosanitaires), de rendre l'agriculture plus résiliente face au changement climatique, d'offrir des activités de diversification (la méthanisation pourrait devenir un secteur industriel de taille comparable à celui de l'industrie laitière par exemple). Mais, pour l'heure, les quelques 400 unités en fonctionnement ne représentent qu'une fraction réduite du potentiel (jusqu'à 10 000 unités, peut-être) et, pour assurer enfin le décollage de cette filière, il importe de tripler le nombre d'unités au début de la décennie 2020, avec comme butoir le terme de la PPE en 2023.

Pour permettre ce décollage, il nous apparaît nécessaire de desserrer à la fois les exigences sur le plan économique (facilitation de l'accès aux crédits bancaires, systèmes de garantie, tarifs et mesures de soutien), et sur le plan réglementaire (simplification des procédures et diminution des délais). De plus, les parties prenantes, des constructeurs d'équipements aux organismes financiers en passant par les agriculteurs, les associations, les collectivités locales, les administrations doivent se constituer en communautés.

A un niveau global, le « comité national biogaz » devrait être un lieu privilégié pour mener des discussions de fond, avec une gouvernance plus collégiale et ouverte à la société civile, tandis qu'à un niveau local, les collectivités devraient être les animatrices de la concertation. Enfin, la contrepartie d'un régime de soutien important à cette filière devrait être de la rendre largement accessible aux agriculteurs, et non aux seules entreprises agricoles qui ont une importante capacité d'investissement et donc à bénéficier de ces aides. La méthanisation doit être clairement affichée comme une activité économique à part entière, permettant non seulement une autosuffisance, mais également une diffusion au-delà des territoires ruraux.

B. MONTEE EN PUISSANCE DE L'EOLIEN ET DU SOLAIRE : DEFINIR UNE FEUILLE DE ROUTE POUR LE POWER-TO-GAS

La LTECV fixe comme objectif de porter la part des énergies renouvelables à 32 % de la consommation finale brute d'énergie 2030, ce qui supposera d'accroître la part des renouvelables électriques à 40 %. Dans cette perspective, la contribution des gaz renouvelables sera double via la réduction du gaz fossile importé (concourant mécaniquement à augmenter la part renouvelable de la consommation) et via le Power-to-Gas qui pourrait contribuer à soutenir la montée en puissance du photovoltaïque et de l'éolien en assurant, aux côtés des différentes techniques de stockage et de la gestion simultanée de la production et de la demande (grâce aux « smart grids »), un mode de gestion des surplus de production électrique.

Le Power-to Gas, qui constitue un moyen de production massif d'hydrogène renouvelable, permet en effet de stocker sous cette forme de grandes quantités d'électricité sur du moyen terme, d'une saison à l'autre, aussi bien à l'échelle de grands territoires que de quartiers. Il constitue également un moyen de production massif d'hydrogène renouvelable. Un besoin de stockage existe déjà, il deviendra un facteur critique à partir de 2030. Il revient à la puissance publique d'évaluer l'apport de cette filière dans

sa politique de transition (et au-delà dans sa politique industrielle) de façon à donner aux acteurs de la filière une visibilité nécessaire à leurs investissements.

Pour cela, il est nécessaire de simplifier la législation en vigueur sur la production et le stockage d'hydrogène en prenant en considération les volumes produits et stockés (simplification des procédures administratives). Il faut aussi favoriser les expérimentations territoriales qui combinent différents services (comme par exemple : production d'hydrogène pour la mobilité, pour l'industrie, services rendus au système électrique, injection dans le réseau de gaz naturel, etc.) et tout particulièrement les expérimentations en territoires insulaires, afin de valider l'intérêt de l'hydrogène dès à présent et constituer un marché d'amorçage pour les industriels de la filière française.

Concernant les aides à cette filière, il pourrait être mis en place un mécanisme de rémunération des services aux réseaux sur la base notamment des coûts évités de renforcement de lignes électriques. Dans le même esprit, des taxes liées à la consommation énergétique pourraient faire l'objet d'exonérations, dès lors que l'hydrogène ou le méthane injectés sont d'origine renouvelable et ne contribuent pas aux émissions nettes de CO₂.

Enfin, il est essentiel de soutenir la transformation des réseaux pour accueillir les gaz verts et réaliser leurs couplages, en maintenant des budgets R&D « Smart Gas Grid » dans le tarif et en mettant en place des dispositifs de soutien pour permettre l'émergence de nouveaux gaz renouvelables (hydrogène ou méthane de synthèse) destinés à remplacer autant d'énergie d'origine fossile. L'idée d'ouvrir à ces nouveaux modes de production les dispositifs actuellement réservés à la méthanisation (par exemple la mise à disposition des garanties d'origine) constitue une piste intéressante à explorer.

REFERENCES

Académie des technologies, Le biogaz, 2016.

ADEME, Un mix électrique 100 % renouvelable ? Analyses et optimisations, 2015.

ADEME, Actualisation du scénario énergie-climat 2035-2050, 2017.

ADEME-GRDF-GRTgaz, La France indépendante en Gaz en 2050. Un mix de gaz 100% renouvelable en 2050 ? 2018.

CESE, Comment accélérer la transition énergétique ? 2018.

Club Biogaz ATEE^[1]^[SEP], Vers l'autonomie énergétique des territoires. Méthanisation et biogaz, une filière d'avenir, 2016.

Ecube, La filière biogaz en France : Bilan et perspectives de la filière biogaz traitant des co-produits agricoles et des biodéchets, 2013.

Enea, État des lieux du biométhane en France et pistes de réflexion^[1]^[SEP] pour le développement de la filière, 2017.

Eurobserv'er, Baromètre Biogaz, 2017.

European Commission, Optimal uses of biogas from waste stream, 2016.

France Biométhane, Livre Blanc, Contribution au Groupe de travail Méthanisation mis en place par le gouvernement, 2018.

Gas for Climate-Ecofys, How gas can help to achieve the Paris Agreement target in an affordable way, 2018.

GIE, Position paper on Biomethane, 2017.

Green Cross France et Territoires, Le gaz, accélérateur de la transition énergétique ? 2017.

IFPEN, Biogaz en Europe : quelles perspectives ? 2017.

IFPEN, Étude d'impact environnementale basée sur la méthodologie ACV d'un projet de méthanisation territorial, 2017.

IRENA, Biogas for Road Vehicles. Technology Brief, 2017.

Méthascope, Outil d'aide au positionnement sur un projet de méthaniseur, Le Livret, 2017.

NégaWatt, Le scénario négaWatt 2017-2050, 2017.

OFATE, Le biogaz dans la chaîne de valeur locale : agriculture et^[1]^[SEP] gestion des déchets, Synthèse de la conférence de l'OFATE du 21 septembre 2017, 2017.

SER, Livre blanc ENR, 2016.

NOUS CONTACTER

La Fabrique Ecologique

150 – 154 rue du Faubourg Saint Martin
75010 Paris

www.lafabriqueecologique.fr

contact@lafabriqueecologique.fr

 [lafabriqueecologique](https://www.facebook.com/lafabriqueecologique)

 [@LaFabriqueEcolo](https://twitter.com/LaFabriqueEcolo)

À PROPOS DE LA FABRIQUE ECOLOGIQUE

La Fabrique Ecologique, fondation pluraliste et transpartisane de l'écologie, réfléchit, lance des débats et élabore des propositions concrètes en matière d'écologie et de développement durable. Elle réunit pour cela des experts de toutes sensibilités politiques et d'horizons divers. Des notes de référence sont publiées à partir de l'activité de groupes de travail et une place toute particulière est donnée au débat collaboratif au travers des ateliers co-écologiques.

Partenaires référents et acteurs de La Fabrique Ecologique :



ReedSmith



ENEDIS
L'ELECTRICITE EN RESEAU

