



1

LE VERDISSEMENT DU GAZ

CO-PRÉSIDENTS :

M. Olivier Appert (Membre de l'Académie des technologies)
M. Philippe Mauguin (Président Directeur général de l'INRA)

RAPPORTEUR :

M. Thibaut Félix (Auditeur au Conseil d'État)

GROUPE DE TRAVAIL 1
du Comité de prospective de la CRE

#éclairerlavenir
@CRE_Prospective

www.eclairerlavenir.fr



Comité
de prospective
de la CRE

ÉCLAIRER
L'AVENIR

Juillet 2019



MOT DU PRÉSIDENT

Dès mon arrivée à la tête de la Commission de régulation de l'énergie, j'ai voulu en ouvrir les portes pour en faire un lieu inédit, accueillant et dynamique de discussions, de débats et de réflexion. La transition énergétique, exigée par nos concitoyens, et la révolution numérique, structurant nos économies et nos modes de vie, en bouleversant nos modèles de production et de consommation énergétiques, nous incitent à imaginer un monde dont les surprises ne doivent pas nous affaiblir. Réfléchir ensemble, éclairer l'avenir, voilà les objectifs du Comité de prospective que nous avons créé, pour réunir les talents de tous les esprits construisant, chaque jour en France et en Europe, l'énergie de demain.

Et ça marche ! La première saison du Comité de prospective fut fructueuse : une étude stratégique de 600 pages sur les évolutions mondiales de l'énergie, trois rapports thématiques offerts au débat public français, des centaines d'auditions, des déplacements, la sollicitation d'experts dans le monde entier, des jours entiers de confrontations des intelligences... Travailler aujourd'hui dans le secteur de l'énergie, c'est réfléchir, c'est douter, c'est se convaincre, c'est avancer. Pour la deuxième saison du Comité, nous avons voulu épouser les doutes, espoirs et réflexions des consommateurs et travailleurs de l'énergie au plus près de la France, là où les Français vivent, travaillent et imaginent l'avenir. C'est pourquoi, outre des groupes de travail sur les nouvelles organisations locales et la confiance face aux données, nous avons tenu à organiser un groupe de travail dédié au gaz renouvelable.

Le gaz est un pilier du système de la consommation française de l'énergie. Les évolutions futures sont incertaines en la matière : si l'exigence populaire pousse à baisser encore la consommation d'énergies fossiles, ce que l'accord de Paris sur le climat a sanctionné dans le marbre, alors il faudra réduire notre consommation de gaz naturel et tout faire pour le verdir.

Michel PASTOUREAU, le sémillant philosophe médiéviste, nous rappelle, dans son livre sur les significations de la couleur verte dans l'Histoire, que cette couleur était associée par les Romains à la vie, au printemps, au courage, à la vertu. Verdir le gaz n'est ni affaire de mode ni de vœu pieu, mais d'articulation de nos filières agricoles et

industrielles vers le défi d'un monde plus soutenable. Ce qui semblait impossible il y a encore quelques années peut aujourd'hui être tenté, grâce à la ténacité et la créativité de tous.

Ce rapport est issu des intenses travaux, sous les bons auspices de la Commission de régulation de l'énergie, d'un groupe de travail composé des représentants des passionnés de notre secteur, sous la fine présidence vigilante d'Olivier APPERT, Membre de l'Académie des technologies et de Philippe MAUGUIN, Président Directeur général de l'Institut national de la recherche agronomique (INRA). Le rapport évalue, analyse, dissèque la méthanisation, la pyrogazéification et la technologie du *power-to-gas*, pour en comprendre les leviers susceptibles de se structurer en filière économique et en source de prospérité pour nos agriculteurs, de développement pour nos industriels, de confiance pour nos consommateurs. La France s'est toujours engagée à pleines mains dans les progrès et évolutions du monde agricole, empreinte de ce lien pluriséculaire qu'elle ressent au plus profond de ses vallées, de ses coteaux et de ses plaines entre ce qui la fructifie, ce qui s'y produit, ce qui y vit.

Les techniques de gaz vert sont un fantastique défi lancé à toute la chaîne du vivant, de la production au recyclage, du circuit court à la diversification du bouquet énergétique, pour faire de la transition énergétique non pas l'élan abstrait des catastrophistes, mais l'effort concret de ceux qui veulent améliorer le monde. Le rapport propose d'ailleurs des propositions concrètes pour arrimer ces technologies prometteuses dans l'archipel économique, tarifaire et financier français, en en illustrant les freins, les promesses et les enjeux.

Désormais, au travail !

Jean-François CARENCO



AVANT-PROPOS

Le Président de la Commission de régulation de l'énergie, Monsieur Jean-François CARENCO, a créé à l'automne 2017 un Comité de prospective qui rassemble les grands acteurs du secteur afin d'éclairer le régulateur français sur les perspectives à moyen terme du secteur de l'énergie en France. Trois groupes de travail ont été mis en place à cette occasion, composés d'une trentaine de représentants de haut niveau d'acteurs industriels, associatifs ou institutionnels.

Pour la saison 2, le groupe de travail n°1 a été chargé de travailler sur le verdissement du gaz. Il s'est réuni une fois par mois, sous la coprésidence de Monsieur Olivier APPERT (Membre de l'Académie des technologies) et Monsieur Philippe MAUGUIN (Président Directeur général de l'Institut national de la recherche agronomique) et a bénéficié du concours efficace d'un rapporteur, Monsieur Thibaut FÉLIX (Conseil d'État). La composition du groupe et la liste des interventions lors des séances sont présentées en annexe.

C'EST DANS CE CADRE QUE LE PRÉSENT RAPPORT A ÉTÉ ÉTABLI. QUELQUES GRANDS PRINCIPES ONT GUIDÉ CES TRAVAUX :

- Ce rapport tente de prendre en compte la diversité des approches et des sensibilités de la trentaine des membres du groupe de travail. Il ne résulte pas d'une analyse réalisée d'un seul point de vue par un seul acteur, mais tâche au contraire de refléter les positions des principaux acteurs privés ou publics du secteur de l'énergie ou de l'économie agricole en France. S'il ne vise pas à faire émerger de consensus « *à tout prix* », il tient compte, autant que possible, des différences de perspectives et des incertitudes encore nécessairement importantes.
- Ce rapport ne prétend pas à l'exhaustivité. En effet, le mix électrique français étant très faiblement carboné, la baisse des émissions de CO₂ viendra essentiellement des secteurs du transport et du logement. Or, dans le logement et la production de chaleur, une grande partie des émissions de CO₂ provient du gaz. Par ailleurs, le gaz

pourrait jouer un rôle grandissant dans les transports, notamment de marchandises et maritimes. Il existe donc un consensus sur la nécessité de verdir le gaz.

- Ce rapport expose un ensemble d'éléments, dont le consensus a été recherché, et dessine ainsi des perspectives réalistes sur le verdissement du gaz en France. De très nombreux travaux existent sur les différents aspects évoqués ici. La richesse de ces travaux, la pluralité des scénarios existants, par ailleurs pour beaucoup présentés et débattus lors des travaux du groupe, ont largement nourri ce rapport. Pour autant ce rapport, loin d'être une revue de la littérature existante, cherche à tracer une voie à l'intersection de ces différentes approches.

- Ce rapport est rédigé sous la seule responsabilité des deux coprésidents. S'ils ont essayé de refléter la diversité des points de vue énoncés, ils ont néanmoins été amenés à faire des choix permettant de dessiner un horizon plausible et de tracer des perspectives cohérentes à même de sensibiliser les décideurs publics. Ils demeurent, à cet égard, seuls responsables des erreurs et omissions qui pourraient figurer dans ce rapport.

- Ces travaux mériteraient, de toute évidence, d'être encore approfondis, notamment pour conduire des analyses économiques sur les technologies de rupture (pyrogazéification, *power-to-gas*, stockage de carbone, etc.). Si les contraintes économiques et industrielles qui pèsent sur les acteurs ont bien été abordées, des analyses complémentaires pourraient être utilement développées.

RÉSUMÉ

VERDIR 10 % DE NOTRE CONSOMMATION DE GAZ EN 2030, UN OBJECTIF CLÉ POUR LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE !

Le gaz représente aujourd'hui un cinquième de l'énergie finale consommée en France et sa combustion émet un cinquième des émissions de gaz à effet de serre. Cette situation, incompatible avec les objectifs de développement durable fixés notamment par l'accord de Paris, a conduit le groupe de travail n°1 du Comité de prospective de la CRE à consacrer ses travaux de 2019 au développement des filières du gaz renouvelable à l'horizon 2035.

Trois principales filières ont été étudiées : la méthanisation, la pyrogazéification et la technologie du *power-to-gas*. Le gaz d'origine renouvelable étant essentiellement acheminé par les réseaux de transport et de distribution, son usage correspond à l'intégralité des usages présents et futurs du gaz comme le chauffage, l'industrie, la production d'énergie (chaleur ou électricité) et les transports.

La méthanisation est aujourd'hui la technologie la plus prometteuse, avec plus de 700 unités en fonctionnement en France et plus de 10 000 en Allemagne. La filière connaît un développement rapide, soutenu aujourd'hui par les pouvoirs publics, notamment dans le cadre des tarifs d'achat. Ce soutien est justifié par les avantages de la méthanisation, non seulement pour le climat et l'indépendance énergétique de la France, mais aussi pour le développement des territoires où les installations de méthanisation initient des dynamiques d'économie circulaire, d'agro-écologie et de traitement de déchets, en particulier au profit du monde agricole. Le gisement de ressources disponibles permet d'anticiper un développement réel de la filière, qui rend à tout le moins réaliste l'objectif, fixé par le législateur en 2015, de 10 % de gaz renouvelable consommé en 2030. Son coût de production, aujourd'hui entre 90 et 120 €/MWh, reste néanmoins élevé par rapport au prix du gaz naturel importé (environ 25 €/MWh, hors prix du CO₂), ce qui pourrait avoir un impact sur les consommateurs et notamment les industries gazo-intensives. Cela rend indispensable la réduction des coûts de production et la prise en compte des externalités positives, notamment pour l'environnement, les agriculteurs et les territoires.

Les filières de pyrogazéification et de *power-to-gas* sont moins matures, mais pourraient représenter, à l'avenir, un relais de développement pour le gaz vert. Plusieurs installations pilotes de pyrogazéification vont permettre de tester, dans les dix prochaines années, le potentiel de cette filière, en produisant de l'énergie à partir de ressources de type déchets. Les technologies de *power-to-gas* sont encore plus prospectives, mais présentent des atouts pour le système énergétique dans son ensemble, en permettant en particulier une meilleure intégration des énergies renouvelables dans le système énergétique.

Enfin, la réflexion sur le verdissement du gaz doit être associée à celle sur les perspectives de développement de la captation et du stockage du carbone (Carbon Capture and Storage – CCS), dont le développement pourrait faciliter l'atteinte de l'objectif national de neutralité carbone en 2050. Dans un monde où la ressource énergétique décarbonée (y compris le gaz renouvelable) sera limitée, l'utilisation de cette technologie pourrait permettre la décarbonation de grandes installations industrielles utilisatrices de gaz d'origine fossile.

Au terme de l'analyse de ces technologies, le groupe de travail a évalué le volume de production de biogaz qui pourrait être atteint, de façon durable, à horizon 2030. La méthanisation apparaît comme la technologie la plus mature et présente le modèle économique le plus crédible pour assurer la production de biométhane de première génération, à condition qu'une intervention publique permette d'intégrer les externalités de cette technologie dans le raisonnement des acteurs. **Au regard des ressources disponibles sur le territoire, l'objectif d'une production représentant 10 % de la consommation de gaz en 2030 est réaliste, soit une production de 39 à 42 TWh de biométhane.**

Au-delà de cette date, la méthanisation ne pourra continuer à croître qu'à la condition, encore hypothétique, de développer des cultures intermédiaires à vocation énergétique (CIVE) sur l'ensemble du territoire en tenant compte du changement climatique et des ressources en eau disponibles. À cette échéance plus lointaine et sous réserve de l'augmentation de la valeur du carbone, les autres technologies de gaz vert (pyrogazéification et *power-to-gas*) sont également susceptibles de prouver leur maturité et trouver un modèle économique, qui permettra leur essor.

LISTE DES PARTICIPANTS

Francis **Claudepierre**, AAMF

Jean-Marc **Onno**, AAMF

David **Marchal**, ADEME

Emmanuel **Combet**, ADEME

Madeleine **Lafon**, AFG

Charles **Tartier**, AFIEG

Christian **Deconninck**, ATEE

Clément **Molizon**, Avere France

Richard **Lavergne**, CGE

Bernard **Aulagne**, Coénove

Florence **Lievyn**, Coénove

Alison **Bunel**, CRE

Charlotte **Bates**, CRE

Karen **Feugueur**, CRE

Romain **Charvet**, CRE

Julian **Bouchard**, EDF

Pierre **Le-Romancer**, EDF

Christophe **Bonnery**, Enedis

Jean-Marc **Leroy**, Engie

Jean-Baptiste **Séjourné**, Engie

Audrey **Quehen**, Engie

Jean **Lemaistre**, FGR

Cécile **Frédéricq**, FGR

Alexis **Gellé**, FNCCR

Laurent **Paquin**, FNSEA

Dominique **Auverlot**, France Stratégie

Bertrand **De Singly**, GRDF

Xavier **Passemard**, GRDF

Philippe **Madiec**, GRTgaz

Anthony **Mazzenga**, GRTgaz

Jean-Christophe **Viguié**, IFPEN

Monique **Axelos**, INRA

Thierry **Caquet**, INRA

Marc **Jedliczka**, négaWatt

Robin **Apolit**, SER

Cédric **Thoma**, SHELL

Martine **Mack**, SPEGNN

Olivier **Arthaud**, Storengy

Grégory **Bugler**, Teréga

Laura Luu **Van Lang**, Teréga

Laurent **David**, Total

Stéphane **Thion**, Total

Claude **Conrard**, UNIDEN

Hugues **de Montessus**, UNIDEN

Thomas **Philippe**, UPRIGAZ

AINSI QUE LES MEMBRES DU COMITÉ DE PROSPECTIVE :

- Monsieur Jean-Laurent **LASTELLE**, Commissaire référent
- Monsieur Didier **LAFFAILLE**, Secrétaire général
- Monsieur Matthieu **MORIN**, Conseiller du président
- Monsieur Jean-Pierre **SOTURA**, Ancien membre du Collège de la CRE

LISTE DES INTERVENANTS

Dominique **Auverlot**, France Stratégie, Perspectives gazières

Alexandre **Hoffer**, E-Cube Strategy Consultants, Enseignements des études réalisées par E-Cube

Olivier **Dauger**, FNSEA, La vision des milieux agricoles

Patrick **Corbin**, AFG, La vision de l'industrie du gaz

Paolo **Frankl**, AIE, La vision de l'Agence internationale de l'énergie

Bertrand **de Singly**, GRDF, La réglementation française et européenne sur le biométhane

Thierry **Caquet**, INRA, Les enjeux agricoles de la méthanisation : La question des ressources

Thierry **Gauthier**, IFPEN, Production de biométhane : Analyse des coûts de production – Technologie, externalités et modèle économique

Claude **Mandil**, Global CCS Institute, Capture et stockage du carbone : Pourquoi c'est possible et indispensable

Sylvie **Cornot-Gandolphe**, IFRI, Les expériences de verdissement du gaz dans le monde

Lynda **Aissani**, IRSTEA, Le biogaz : Quelles performances environnementales ?

Philippe **Madiec**, GRTgaz, Les infrastructures au service de la transition énergétique – Le *power-to-gas* : Enjeux et perspectives

Grégory **Bugler**, Teréga, Les infrastructures au service de la transition énergétique

Laurent **Blaisonneau**, ENEA Consulting, Les enjeux économiques du verdissement du gaz

Olivier **Arthaud**, Storengy, Le *Power-to-gas* : Enjeux et perspectives

Monique **Axelos**, INRA, Ressources pour la méthanisation : État des lieux et potentiels

Thierry **Caquet**, INRA, Ressources bois et bois-énergie

TABLE DES MATIÈRES

MOT DU PRÉSIDENT	3
AVANT-PROPOS	5
RESUMÉ	7
LISTE DES PARTICIPANTS	8
LISTE DES INTERVENANTS	9
TABLE DES MATIÈRES	10
INTRODUCTION	12
PREMIÈRE PARTIE : LA MÉTHANISATION, UN MODÈLE ÉCONOMIQUE ET AGRICOLE À CONSOLIDER	14
1. TECHNOLOGIE MATURE, LA MÉTHANISATION SE DÉVELOPPE EN FRANCE ET EN EUROPE	16
1.1. LA MÉTHANISATION CONNAÎT UN DÉVELOPPEMENT RAPIDE EN FRANCE	16
1.2. CE DÉVELOPPEMENT S'INSCRIT DANS UN ESSOR EUROPÉEN DE LA FILIÈRE BIOMÉTHANE	18
1.3. CETTE DYNAMIQUE NE CONCERNE PAS QUE L'EUROPE	19
2. LE MODÈLE ÉCONOMIQUE DE LA MÉTHANISATION DOIT ENCORE FAIRE LA PREUVE DE SA RENTABILITÉ	20
2.1. LE COÛT ACTUEL DE PRODUCTION DU BIOMÉTHANE NÉCESSITE UN SOUTIEN FINANCIER PUBLIC	20
2.2. UN POTENTIEL D'ACCROISSEMENT DE LA COMPÉTITIVITÉ DE LA FILIÈRE PEUT ÊTRE ANTICIPÉ	21
VISITE DE L'INSTALLATION DE MÉTHANISATION LÉTANG HOCHÉ BIOGAZ À ÉPAUX-BÉZU	23
3. L'INTÉGRATION DANS LE MODÈLE ÉCONOMIQUE DE LA MÉTHANISATION DE SES EXTERNALITÉS CONFÈRE À CETTE TECHNOLOGIE UNE PERTINENCE ÉCONOMIQUE ET ENVIRONNEMENTALE	24
3.1. LA PRINCIPALE EXTERNALITÉ ASSOCIÉE AU BIOMÉTHANE EST LA RÉDUCTION DES ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE	24
3.2. LE BIOMÉTHANE PRÉSERVE, PAR AILLEURS, TOUS LES AVANTAGES DU GAZ ET PEUT S'APPUYER SUR LES MÊMES INFRASTRUCTURES QUE LE GAZ NATUREL, À CONDITION DE DÉVELOPPER DES INFRASTRUCTURES DE RACCORDEMENT ET D'INJECTION	24
3.3. SOURCE D'ÉNERGIE LOCALE, LE BIOMÉTHANE PERMET D'AMÉLIORER L'ÉQUILIBRE DE NOTRE BALANCE COMMERCIALE ET DE RENFORCER L'INDÉPENDANCE ÉNERGÉTIQUE FRANÇAISE	25
3.4. LA MÉTHANISATION CRÉE DE NOUVELLES DYNAMIQUES TERRITORIALES ET DÉVELOPPE L'ÉCONOMIE CIRCULAIRE	25
3.5. LA MÉTHANISATION PRÉSENTE ÉGALEMENT DE NOMBREUSES EXTERNALITÉS POUR LE MONDE AGRICOLE	26
3.5.1. LA VALORISATION DES DIGESTATS PEUT PERMETTRE, À CERTAINES CONDITIONS, D'AMÉLIORER LE BILAN ENVIRONNEMENTAL DU SECTEUR AGRICOLE	26
3.5.2. LE DÉVELOPPEMENT DES CIVE A DES ATOUTS ÉCOLOGIQUES	27
3.6. CERTAINES DE CES EXTERNALITÉS PEUVENT ÊTRE CHIFFRÉES ET MONTRENT LA RENTABILITÉ DE LA MÉTHANISATION POUR LA COLLECTIVITÉ	28

4. LES RÉSEAUX GAZIERS S'ADAPTENT DÉJÀ AU DÉVELOPPEMENT DE LA FILIÈRE	29
5. EN REVANCHE, L'AVENIR DE LA MÉTHANISATION DÉPEND DES RESSOURCES MOBILISABLES	30
5.1. LES RESSOURCES ISSUES DE L'ÉLEVAGE CONTINUERONT À REPRÉSENTER UN GISEMENT IMPORTANT	30
5.2. LA MOBILISATION DE RESSOURCES VÉGÉTALES POSE LA QUESTION DU POTENTIEL DE DÉVELOPPEMENT DES CIVE.....	31
5.3. AU-DELÀ DES SEULES RESSOURCES AGRICOLES, LES BIODÉCHETS DOIVENT CONTRIBUER À L'ESSOR DE LA FILIÈRE	32
5.4. LA PRISE EN COMPTE DE L'ENSEMBLE DE CES RESSOURCES PERMET D'ESTIMER UN POTENTIEL IMPORTANT DE RESSOURCES, MAIS DÉPENDANT DES SCÉNARIOS DE CROISSANCE DES CIVE	33
 DEUXIÈME PARTIE : LA PYROGAZÉIFICATION, LE POWER-TO-GAS ET LE STOCKAGE DU CARBONE, DES TECHNOLOGIES DE RUPTURE EN QUÊTE DE MATURITÉ	36
 1. LA PYROGAZÉIFICATION EST EN TRAIN DE DÉMONTRER SON POTENTIEL À MOYEN-LONG TERME	38
1.1. PLUSIEURS PROJETS DE PYROGAZÉIFICATION ONT VU LE JOUR, QUI CONFIRMENT LES BÉNÉFICES ENVIRONNEMENTAUX DE CE PROCÉDÉ	38
1.2. LE MODÈLE ÉCONOMIQUE DE LA PYROGAZÉIFICATION EST TRIBUTAIRE DES INTRANTS UTILISÉS	39
1.2.1. LA RESSOURCE BOIS	40
1.2.2. LES COMBUSTIBLES SOLIDES DE RÉCUPÉRATION.....	40
VISITE DU PILOTE GAYA DE PYROGAZÉIFICATION À SAINT-FONS	42
 2. LE DÉVELOPPEMENT DU POWER-TO-GAS EST UNE HYPOTHÈSE DE PLUS LONG TERME	43
2.1. LE PRINCIPAL INTÉRÊT DE CETTE TECHNOLOGIE EST D'ACCOMPAGNER L'INTÉGRATION DES ÉNERGIES RENOUVELABLES DANS LES SYSTÈMES ÉNERGÉTIQUES	43
2.2. PLUSIEURS PROJETS PILOTES SONT CONDUITS EN EUROPE, AVEC UNE AUGMENTATION DES PUISSANCES INSTALLÉES VERS DES PROJETS INDUSTRIELS	44
2.3. LE COÛT DE CETTE TECHNOLOGIE NE PERMET PAS, À CE STADE, D'ENVISAGER UN ESSOR DE LA FILIÈRE	45
 3. LA CCS PEUT TROUVER UNE PLACE DANS LE MODÈLE ÉNERGÉTIQUE FRANÇAIS	46
3.1. TECHNOLOGIE MATURE, LA CCS PEUT TROUVER UN MODÈLE ÉCONOMIQUE	46
3.2. LES FREINS AU DÉVELOPPEMENT DE LA CCS/CCUS SONT SON COÛT, AINSI QUE LES DIFFICULTÉS D'ACCEPTATION LOCALE DES PROJETS.....	46
3.3. AINSI, À CONDITION D'UNE AUGMENTATION DU PRIX DE LA TONNE DE CO ₂ , AVEC UN TARIF SUFFISAMMENT PÉRENNE POUR QUE LES OPÉRATEURS S'Y FIENT, LA CCUS PEUT SE DÉVELOPPER.....	47
 CONCLUSION : SCÉNARIOS DE DÉVELOPPEMENT DES FILIÈRES DU GAZ VERT	49

INTRODUCTION

Le gaz représente aujourd'hui un cinquième de l'énergie finale consommée en France soit 479 TWh en 2017¹, avec trois usages principaux : le résidentiel/tertiaire, l'industrie et la production électrique. En grande majorité, il s'agit d'un gaz d'origine fossile que la France importe. Sa combustion émet, en tout, 88 MtCO₂eq en 2017, soit un cinquième des émissions de gaz à effet de serre en France.

Cette situation n'est pas compatible avec les objectifs du développement durable et ceux de l'accord de Paris, notamment celui de maintenir la hausse de la température globale en-dessous de 2 °C par rapport aux niveaux préindustriels, ni avec l'objectif de neutralité carbone en 2050.

Atteindre ces objectifs implique de repenser la place du gaz dans le mix énergétique français. Si la consommation de gaz a vocation à diminuer, elle ne disparaîtra pas à moyen terme : les nombreux avantages de cette source d'énergie, facilement stockable et adaptée aux usages thermo-dépendants, la rendent difficilement remplaçable dans certains usages, comme la production d'électricité en période de tension du système électrique, l'industrie, les réseaux de chaleur, le chauffage des locaux et les transports.

C'est ce qui a conduit le groupe de travail n°1 du Comité de prospective de la CRE à consacrer ses travaux au développement des filières du gaz renouvelable, c'est-à-dire le gaz produit à partir de ressources énergétiques renouvelables, notamment la biomasse. En élaborant des scénarios de développement de ces filières à l'horizon 2035, le groupe de travail s'est demandé selon quelles modalités, à quel rythme et à quelles conditions le système énergétique français pouvait intégrer la production de gaz vert.

À cette date, il existe trois grandes technologies de production de gaz renouvelable, à des niveaux de maturité variables :

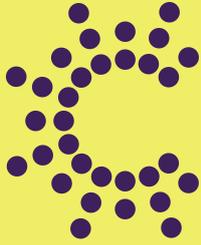
- la méthanisation, qui consiste à produire du biogaz par digestion anaérobie de substrats organiques fermentescibles (effluents d'élevage, résidus de culture ou des industries agroalimentaires, etc.), ce biogaz pouvant ensuite être épuré en biométhane injectable dans les réseaux de distribution ou de transport de gaz naturel ;
- la pyrogazéification, qui consiste à produire, à partir de matière carbonée (biomasse sèche ou combustible solides de récupération), un gaz de synthèse (syngas), qui peut ensuite éventuellement être épuré et transformé en gaz injectable (méthanation) ;
- la technologie du *power-to-gas* renouvelable, qui consiste à convertir de l'électricité verte en produisant de l'hydrogène par électrolyse de l'eau. Cet hydrogène peut être utilisé en tant que tel ou être converti en méthane, par combinaison avec du dioxyde de carbone (méthanation).

La technologie du captage et du stockage géologique du CO₂, qui permet d'annuler les émissions de CO₂ liées à la consommation de gaz en séparant le CO₂ des autres gaz et en le stockant dans le sous-sol, a également été étudiée, comme un complément souhaitable du verdissement de la production de gaz.

La méthanisation, qui connaît un développement rapide, est la technologie la plus susceptible de contribuer au développement du gaz vert d'ici 2035, à condition d'optimiser son modèle économique et les ressources qu'elle mobilise (I). Les autres technologies sont des technologies encore peu matures, dont le développement ne peut être envisagé qu'à moyen et long terme (II).

¹ 385 TWh de consommation finale, dont 14 TWh de gaz à usage non énergétique et 94 TWh pour la production d'électricité et de chaleur (Source : CGDD-SDES, chiffres pour 2017).

1



PREMIÈRE PARTIE :
LA MÉTHANISATION,
UN MODÈLE ÉCONOMIQUE
ET AGRICOLE
À CONSOLIDER

1. TECHNOLOGIE MATURE, LA MÉTHANISATION SE DÉVELOPPE EN FRANCE ET EN EUROPE

La méthanisation est une technologie qui repose sur la dégradation de matière organique fermentescible en l'absence d'oxygène (digestion anaérobie), ce qui la distingue du compostage. Les matières organiques concernées incluent notamment les déchets (animaux et végétaux), les cultures agricoles ou leurs résidus, les boues de station d'épuration des eaux usées, ou encore les déchets organiques municipaux ou industriels.

Cette dégradation produit du biogaz composé d'environ 50 à 70 % de méthane (CH_4), de 20 à 50 % de dioxyde de carbone (CO_2) et de quelques gaz à l'état de traces (NH_3 , H_2S). Ce biogaz peut être utilisé :

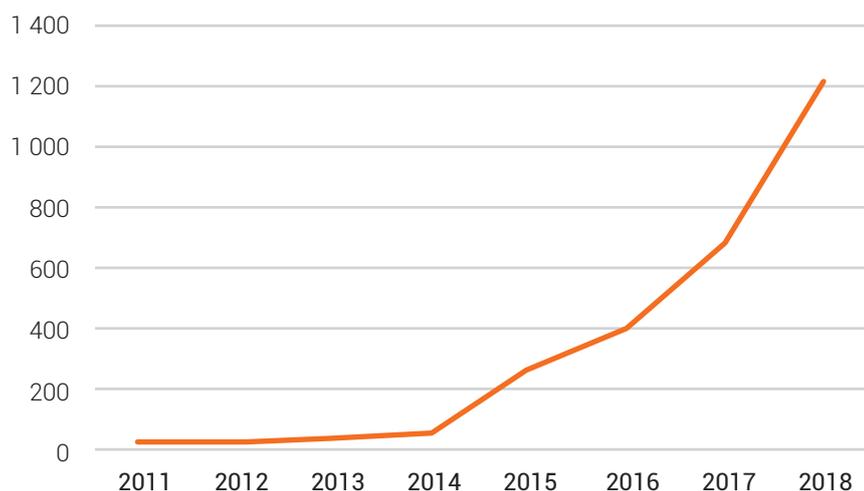
- soit directement, notamment pour la production d'électricité ou de chaleur ;
- soit après un processus d'épuration visant à produire du biométhane, dont les propriétés thermodynamiques et la composition permettent de l'injecter dans le réseau de gaz naturel.

La digestion anaérobie produit également un résidu humide riche en matière organique et en nutriments, le digestat, qui a vocation à être retourné au sol après une phase de traitement.

1.1. La méthanisation connaît un développement rapide en France

Depuis la mise en place des tarifs d'achat en 2011, la filière française d'injection du biométhane se développe rapidement. À la date de rédaction du présent rapport, on compte en France 88 sites de production de biométhane qui injectent sur le réseau, pour une capacité raccordée de 1 357 GWh/an². Plus de 750 projets sont en cours d'instruction ou de montage, pour 16 TWh de capacités d'injection réservées.

Capacité totale d'injection sur le réseau (GWh)



Source : Open data réseaux énergies

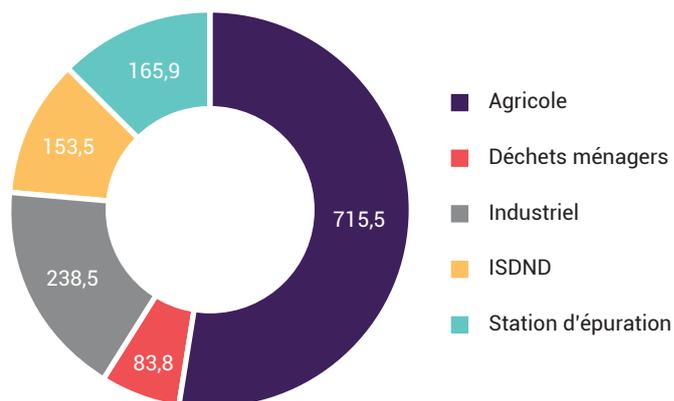
² Source : Open data réseaux énergies, mai 2019.

Cette tendance est amenée à se poursuivre, compte tenu des objectifs politiques de développement de la filière. La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte du 17 août 2015 a fixé un objectif de 10 % de *gaz vert* dans les réseaux en 2030³. La programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) de 2016 avait fixé l'objectif de 8 TWh en 2023, mais ces objectifs ont été révisés à la baisse dans le projet de PPE de 2019, compte tenu des coûts liés au développement de la filière. La cible de biométhane injecté dans le réseau serait désormais de 6 TWh en 2023, avec un objectif de coût de 67 €/MWh, et de 14 à 22 TWh en 2028, pour un coût de 60 €/MWh. Ces objectifs de coûts représentent pour la filière une baisse rapide par rapport aux coûts actuels et sont susceptibles d'avoir un impact sur le développement de la méthanisation.

La filière française se caractérise par la petite taille de ses installations, dont la capacité moyenne (15 GWh/an par installation⁴) est quatre fois inférieure à la capacité moyenne des installations européennes. Cette spécificité résulte, entre autres, d'un choix politique assumé : la dégressivité du tarif d'achat actuel en fonction de la taille des installations. Le modèle français se caractérise également par la priorité donnée à la valorisation des bio-déchets et des effluents d'élevage, plutôt qu'à celle de cultures dédiées, qui ne peuvent représenter plus de 15 % des intrants dans les méthaniseurs sur trois ans selon la réglementation en vigueur.

Les unités installées en France utilisent majoritairement des sous-produits de l'agriculture (déjections d'élevage, résidus de culture et cultures intermédiaires), ainsi que des industries (sous-produits et effluents de l'agroalimentaire) et des boues de stations d'épuration urbaines.

Capacité de production (GWh/an) par type d'installation



Source : Open data réseaux énergies
(ISDND : installations de stockage de déchets non dangereux)

La traçabilité du biométhane est assurée par le système des garanties d'origine, qui doit être incitatif pour le développement de cette technologie en France. En usage carburant (bioGNV), les consommateurs de biométhane sont principalement les transporteurs de la grande distribution, très incités à réduire leurs émissions de gaz à effet de serre, et les transporteurs publics. En usage combustible, le biométhane étant mélangé dans les réseaux les principaux consommateurs sont les mêmes que pour le gaz naturel (collectivités publiques, pour le chauffage de leurs bâtiments et l'alimentation de réseaux de chaleur).

³ Article L. 100-4 du code de l'énergie.

⁴ Source : GRDF.

1.2. Ce développement s'inscrit dans un essor européen de la filière biométhane

Alors que l'Europe est déjà le leader mondial de la filière, à raison de 15 TWh produits par an, plusieurs pays européens se sont résolument engagés dans la voie de la méthanisation. Dix-neuf pays affichent aujourd'hui des objectifs de développement de la filière.

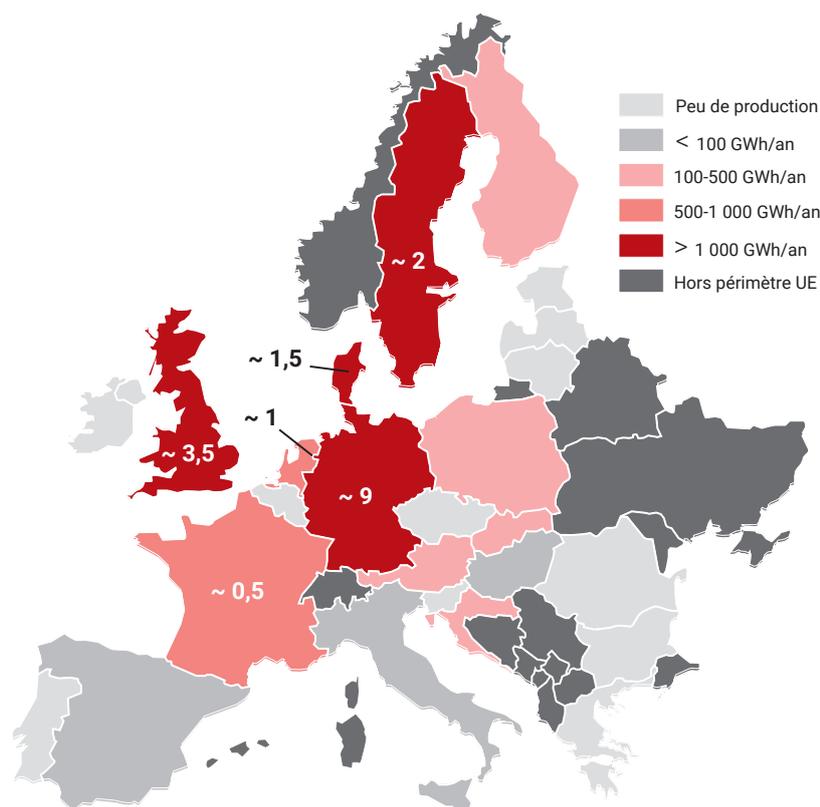
Les pays européens où la filière est la plus développée sont ceux qui ont mis en œuvre des politiques volontaristes de soutien :

- **L'Allemagne** est, de loin, le pays le plus engagé : 9,8 TWh de biométhane y ont été produits en 2017, soit le tiers de la production mondiale⁵. Cela résulte d'une politique ambitieuse de soutien, incarnée par la loi sur les énergies renouvelables (*Erneuerbare Energien Gesetz – EEG*) de 2000, qui a mis en place des tarifs d'achat élevés sur vingt ans, pour un usage principal de cogénération, et non d'injection dans les réseaux de gaz naturel. Le parti pris allemand a dans un premier temps consisté à encourager les cultures énergétiques dédiées, au risque d'effets notables sur le modèle agricole allemand. En réaction, le gouvernement a réformé la loi EEG en 2012 et 2014 (EEG 2.0), en supprimant plusieurs des bonus associés à la méthanisation, en particulier celui associé aux cultures énergétiques. Depuis 2017, le système de soutien est basé sur les enchères. Cette réforme a conduit la filière à une nette décélération. Le nouveau système ne permet plus de rentabiliser de nouvelles unités, sauf de petites unités sur certains déchets agricoles. Aujourd'hui, l'Allemagne n'envisage plus d'accroître sa production de gaz renouvelable à partir de méthanisation.
- **Le Royaume-Uni** est le deuxième producteur européen de biométhane, avec 3 TWh produits par 85 méthaniseurs en 2017. Là encore, le développement rapide de la filière a résulté d'une politique ambitieuse de tarifs d'achat, la *Renewable Heat Initiative (RHI)*, qui explique la croissance de la filière alors que le territoire britannique ne comptait qu'une seule installation en 2011. La réforme de la RHI en 2018 a augmenté le tarif d'achat, et les investisseurs prévoient la création de 150 unités d'ici 2020, soit un investissement de plus de 455 M€. Le gouvernement britannique a également imposé un plafond sur l'utilisation de cultures énergétiques et réformé son soutien aux biocarburants, en incluant le biométhane.
- **L'Italie**, si elle compte encore peu d'unités aujourd'hui, est amenée à devenir un des principaux producteurs de bioGNV. Dans le cadre de l'application du décret biométhane de mars 2018, le gouvernement italien s'est engagé à investir 4,8 Md€ dans la filière sur cinq ans, pour un objectif affiché d'environ 11 TWh/an de biométhane avancé d'ici 2030, afin de devenir le premier marché bioGNV européen.
- **La Suède, le Danemark et les Pays-Bas** ont investi le marché, avec des politiques publiques volontaristes, notamment pour augmenter la production de biocarburants.

Cette tendance globale ne doit pas masquer l'hétérogénéité de la filière en Europe. Les intrants diffèrent selon les pays, entre l'Allemagne qui a délibérément choisi de privilégier les cultures énergétiques dédiées et les pays qui ont souhaité préserver l'usage des terres agricoles pour la production alimentaire et ont privilégié les résidus d'agriculture et les cultures intermédiaires (France, Danemark), ou encore les déchets et effluents industriels ou urbains (Suède, Royaume-Uni). Les grandes unités allemandes et danoises ont peu à voir avec la faible taille des installations françaises. Enfin, le biogaz n'a pas les mêmes usages : production d'électricité ou cogénération en Allemagne, politiques d'injection dans le réseau de gaz pour le Royaume-Uni ou la France, utilisation pour les transports en Italie, au Danemark ou encore en Suède.

⁵ Source : IFRI, « *Biogas and Biomethane in Europe* ».

Niveau de production de biométhane injecté dans les réseaux par pays de l'UE en TWh (2017)



Source : Observatoire du biométhane 2018, documentation UE, analyse E-CUBE Strategy Consultants

1.3. Cette dynamique ne concerne pas que l'Europe

À l'échelle mondiale, plus de 1 000 unités de production seront en activité d'ici 2020-2021, dans 34 pays, contre seulement 720 fin 2017⁶. Les multiples avantages de la méthanisation, que ce soit pour la réduction des émissions de gaz à effet de serre, le développement rural, l'économie circulaire ou les préoccupations de souveraineté énergétique, sont susceptibles d'intéresser des gouvernements du monde entier.

Aux **États-Unis**, l'essor de la filière a commencé en 2014, grâce au *Renewable Fuel Standard*. Le dispositif américain consiste à déterminer un volume annuel obligatoire de biocarburant que les distributeurs sont obligés d'atteindre (*Renewable Volume Obligation*), avec un marché de certificats (*Renewable Identification Number*) et des tarifs très attractifs pour le biométhane. Ce soutien public, particulièrement sécurisé pour les producteurs, a été maintenu par l'administration du président Trump. Il est complété par des soutiens au niveau des états, dont le LCFS californien (*Low Carbon Fuel Standard*). C'est aujourd'hui une filière en plein essor. Les États-Unis sont devenus le premier producteur mondial pour l'usage transport et devraient devenir, à brève échéance, le premier producteur mondial de biométhane.

Le gouvernement chinois regarde aussi le biométhane comme un instrument stratégique de sa politique énergétique et de réduction des déchets. Premier marché mondial du biogaz, la **Chine** comptait 40 unités injectant sur le réseau fin 2017. En 2015, 200 projets de démonstration à grande échelle de biométhane ont été lancés dans 160 municipalités. En 2018-2019 a été décidée une politique d'industrialisation de la filière en trois phases, de 2020 à 2030, avec des objectifs extrêmement ambitieux. La stratégie chinoise se caractérise par le gigantisme de ses projets et son ambition de développement de cultures énergétiques : six aires territoriales ont d'ores-et-déjà été sélectionnées par l'État comme de futurs « *champs de biométhane* », avec des productions animales et céréalières.

⁶ Source : Cedigaz, « *Global biomethane market: green gas goes global* » (mars 2019).

En **Inde**, enfin, le gaz vert est amené à se développer comme une solution au problème des déchets et à la dépendance énergétique du pays. Dans le cadre de la politique nationale sur les biocarburants (mai 2018) et de l'initiative SATAT⁷ (octobre 2018), l'objectif de 5 000 unités de bioGNV a été fixé d'ici 2025, produisant plus du tiers de la consommation totale de gaz du pays, via des tarifs d'achat par les compagnies pétrolières garantis sur 10 ans.

2. LE MODÈLE ÉCONOMIQUE DE LA MÉTHANISATION DOIT ENCORE FAIRE LA PREUVE DE SA RENTABILITÉ

2.1. Le coût actuel de production du biométhane nécessite un soutien financier public

Le coût de production du biométhane en France est aujourd'hui de 90 à 100 €/MWh, contre environ 25 €/MWh, hors prix du CO₂, pour le gaz naturel en 2018.

C'est la raison pour laquelle la rentabilité des installations de production de biométhane est aujourd'hui assurée dans le cadre d'un tarif d'achat, mis en œuvre par la loi Grenelle II du 12 juillet 2010⁸. Le dispositif inclut un tarif d'achat de quinze ans⁹, avec des contraintes réglementaires sur la nature des intrants, les conditions d'achat et le tarif. Le tarif de référence est compris entre 70,3 et 104,3 €/MWh et, pour les installations de stockage de déchets non dangereux, entre 49,4 et 104,4 €/MWh¹⁰. Il existe en outre plusieurs primes récurrentes lorsque les intrants constituent des déchets (ménagers, agricoles ou boues de stations d'épuration), qui vont de 1 à 43 €/MWh. La combinaison de ces règles aboutit à un prix moyen entre 90 et 120 €/MWh selon les installations. Les installations entrées en service en 2019 ont un tarif moyen de 113 €/MWh¹¹.

Depuis la loi de ratification sur l'autoconsommation du 24 février 2017¹² et la loi sur les hydrocarbures du 30 décembre 2017¹³, le soutien public prend aussi la forme d'un abattement de 40 % du coût de raccordement payé par les producteurs (avec un plafonnement à 400 k€ pour les installations raccordées aux réseaux de transport). La loi EGAlim du 30 octobre 2018¹⁴ a en outre créé un droit à l'injection¹⁵, qui oblige le gestionnaire de réseau de gaz naturel à faire une proposition de raccordement, sans pouvoir refuser l'accès à son réseau en invoquant une incapacité d'acheminement, dès lors que les conditions technico-économiques sont jugées pertinentes (ces conditions seront précisées dans le cadre des futurs décrets et arrêtés).

Ces dispositifs nécessitent un soutien financier, notamment pour financer les tarifs de rachat, que supporte le budget de l'État. 132 M€ ont été inscrits à ce titre en loi de finances pour 2019¹⁶, ce qui représente moins de 2 % des charges de service public de l'énergie¹⁷ (7,8 Md€). Ce montant pourrait s'élever à 1,5 Md€ en 2028, à tarifs d'achat équivalents, si les ambitions de la PPE se réalisent (22 TWh). Le coût public doit également intégrer les aides financières versées par l'Union européenne (FEDER), par l'ADEME (notamment le Fonds déchets pour la cogénération et le Fonds chaleur pour l'injection) ou encore les régions, qui financent en moyenne 10 % de l'investissement.

⁷ Sustainable alternative Towards Affordable Transportation.

⁸ Aujourd'hui codifiée aux articles L. 446-1 et suivants du code de l'énergie.

⁹ Article R. 446-2 du code de l'énergie.

¹⁰ Source : CRE.

¹¹ Source : CRE.

¹² Loi n° 2017-227 du 24 février 2017 ratifiant les ordonnances n° 2016-1019 du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'électricité et n° 2016-1059 du 3 août 2016 relative à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables et visant à adapter certaines dispositions relatives aux réseaux d'électricité et de gaz et aux énergies renouvelables.

¹³ Loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017 mettant fin à la recherche ainsi qu'à l'exploitation des hydrocarbures et portant diverses dispositions relatives à l'énergie et à l'environnement.

¹⁴ Loi n° 2018-938 du 30 octobre 2018 pour l'équilibre des relations commerciales dans le secteur agricole et alimentaire et une alimentation saine, durable et accessible à tous.

¹⁵ Article L. 453-9 du code de l'énergie.

¹⁶ Projet annuel de performance du programme 764, annexé à la loi n° 2018-1317 du 28 décembre 2018 de finances pour 2019.

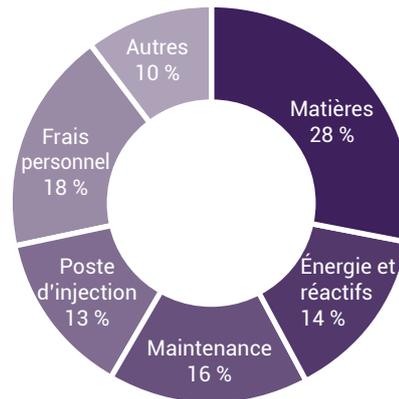
¹⁷ Délibération n° 2018-156 de la CRE du 12 juillet 2018 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2019.

2.2. Un potentiel d'accroissement de la compétitivité de la filière peut être anticipé

Processus biologique très lent, la méthanisation se caractérise par de nombreuses étapes de production : stockage des intrants, conditionnement de charge, hygiénisation éventuelle, stockage des digestats, purification du biogaz, injection dans le réseau, etc. Il est estimé que les coûts opérationnels (OPEX) représentent à eux seuls un coût de l'ordre de 45 à 60 €/MWh¹⁸. La structure de coûts de production est ainsi schématisée :

- investissement (CAPEX) : 50 %
- utilités : 10 à 15 %
- autres OPEX (transport de charges, épandage, etc.) : 15 à 25 %
- frais fixes : 15 à 20 %

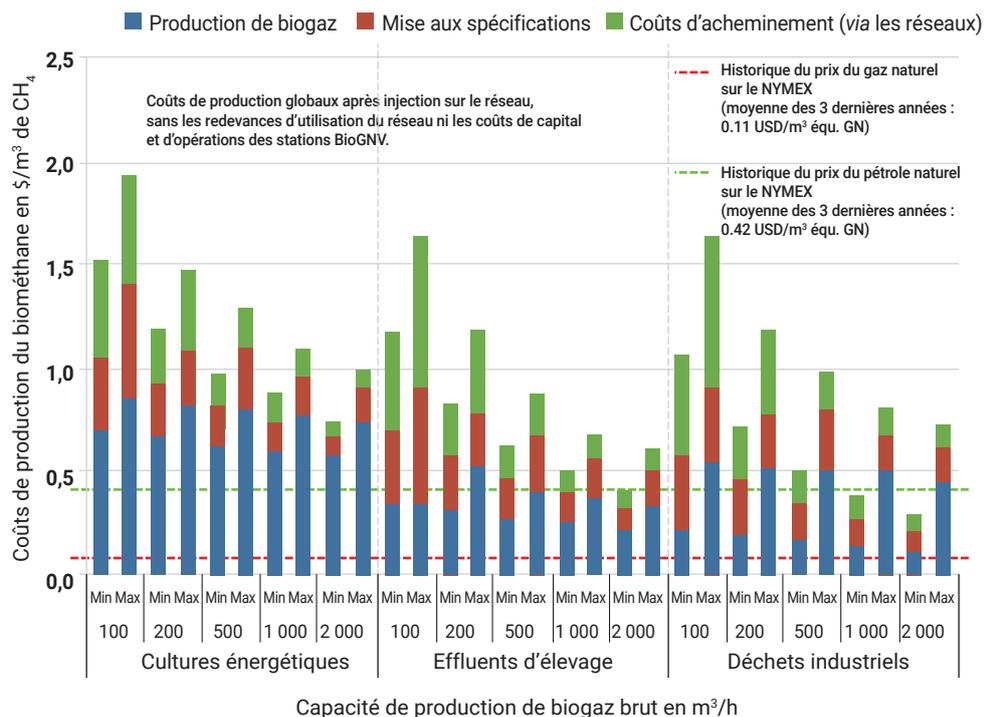
Répartition moyenne des coûts opérationnels d'une installation de méthanisation



Source : CRE

Cette structure de coûts se retrouve dans tous les pays européens, où les coûts de production du biométhane se situent entre 41 et 133 €/MWh, avec des variations importantes selon la taille des installations et la nature des intrants utilisés¹⁹.

Coût de production du biométhane en Europe, selon la taille des unités et la nature des intrants, pour un usage véhicule



Source : IRENA (2018)

¹⁸ Source : IFPEN.

¹⁹ Source : IRENA, « *Biogas for Road vehicles, Technology Brief* » (2017).

Il ne faut pas surévaluer le potentiel de réduction des coûts de la filière. La mise en œuvre du potentiel de réduction des coûts est complexe et nécessite de combiner des efforts sur le design et les process industriels, sur la gestion des intrants et sur les aspects réglementaires, notamment la réglementation des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE).

Les comparaisons européennes montrent d'ailleurs que le modèle allemand de méthanisation n'a pas permis de baisser fortement ses coûts de production, malgré l'existence de près de 9 000 unités en 2018, quinze ans d'expérience, une approche standardisée et des intrants simples.

Toutefois, à mesure que la filière s'industrialise et que la technologie s'affine, il est permis d'anticiper, d'ici 2035, une amélioration de la compétitivité de la filière. Les acteurs de la filière eux-mêmes, interrogés par le cabinet E-cube, évaluent le potentiel de réduction des coûts à environ 30 %, en incluant des leviers d'amélioration technologiques, d'amélioration de la performance et d'industrialisation de la filière. L'amélioration de la performance concerne tous les stades du procédé :

- la gestion des intrants peut gagner en efficacité, notamment par leur broyage systématique et par la mise en œuvre de solutions technologiques au problème de la perte de pouvoir méthanogène des fumiers ;
- la filière d'épuration peut également être améliorée : elle ne s'est vraiment développée que ces dernières années et les efforts de R&D en cours sont susceptibles d'améliorer l'efficacité des procédés ;
- une baisse du coût de financement des projets peut être espérée à mesure que la filière s'installe dans le paysage énergétique français, même s'ils sont déjà bas²⁰ ;
- les coûts de l'injection dans le réseau sont amenés à diminuer à la faveur de la massification de la filière, par effet d'économies d'échelle.

Ainsi, tous les acteurs du secteur anticipent une certaine réduction des coûts de production du biométhane. C'est d'ailleurs le sens du projet de PPE 2019, qui a fixé l'objectif d'un coût de production de 67 €/MWh en 2023 et de 60 €/MWh en 2028 pour les installations de taille importante. L'ampleur de la réduction et sa soutenabilité font cependant débat au sein de la filière. Le Contrat stratégique de filière « nouveaux systèmes énergétiques », signé le 29 mai 2019 par les ministres de l'économie et de l'environnement, a d'ailleurs intégré un axe sur la méthanisation, qui inclut en particulier une action sur l'industrialisation et la baisse des coûts²¹.

En revanche, même une telle diminution des coûts de production ne permettra pas de résorber l'écart avec le prix du gaz naturel, qui est aujourd'hui inférieur à 25 €/MWh en France. Ce prix ne devrait pas augmenter considérablement dans les prochaines années, eu égard à la concurrence nouvelle créée par les perspectives de liquéfaction du gaz, provenant en particulier des États-Unis. L'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) évalue le prix moyen du gaz naturel sur le marché européen à 33,2 €/MWh en 2030²². Cet écart entre le prix du biométhane et du gaz naturel, s'il était supporté directement par les consommateurs de gaz, menacerait particulièrement les industries gazo-intensives.

²⁰ D'après la CRE, les producteurs empruntent des montants représentant 66 % de l'investissement en moyenne sur une durée allant de 12 à 15 ans à un taux d'emprunt de 2,7 %. Pour les investissements les plus récents, la moyenne est de 2 %. Si le taux d'emprunt est orienté à la baisse comme le taux sans risque, l'écart entre les deux se résorbe peu à peu, ce qui traduit une confiance croissante dans la filière.

²¹ Une vingtaine de groupe de travail animés par des acteurs de la filière seront lancés dès 2019 pour travailler autour de quatre axes : (i) baisse des CAPEX, (ii) optimisation des OPEX, (iii) augmentation des performances et (iv) réduction du coût de financement. Le tout en prenant soin de favoriser le développement industriel local, selon les conditions tarifaires.

²² Source : IEA, « *IEA Outlook for Natural Gas* » (2017).

VISITE DE L'INSTALLATION DE MÉTHANISATION LÉTANG HOCHÉ BIOGAZ À ÉPAUX-BÉZU

Le groupe de travail n° 1 a visité, le 18 janvier 2019, l'installation de méthanisation Létang Hoche Biogaz située à Épaux-Bézu, dans l'Aisne, en présence de plusieurs élus, dont Monsieur Jacques KRABAL, député-maire de Château Thierry, et Monsieur Étienne HAÏ, maire d'Épaux-Bézu et président de la Communauté de communes de la région de Château-Thierry.

Mis en service en février 2017, soit seulement 26 mois après l'émergence du projet, le site injecte aujourd'hui dans le réseau de gaz naturel l'équivalent de la consommation de plus de mille foyers. Ses ressources proviennent majoritairement de cultures intermédiaires à vocation énergétique (CIVE) de maïs, de sorgho, de tournesol et de seigle, d'issus de stockage de céréales et de déchets de conditionnement et de tri de légumes (oignons et pommes de terre). A terme, les exploitants envisagent également le traitement de déchets organiques pour les collectivités territoriales ou les industries locales, si les contraintes associées à la réglementation des installations classées sont surmontées.

La visite de l'installation et les échanges sur place ont montré l'importance de la maîtrise de l'approvisionnement agricole, qui doit être sécurisé, avec une logistique optimisée et, surtout, un prix réduit dans un contexte de concurrence sur la valorisation des déchets agricoles. L'enjeu des technologies utilisées fait aussi partie des clés du succès d'un projet de méthanisation, afin de trouver les bons équipementiers. Enfin, l'exploitant a insisté sur l'enjeu du digestat, dont la qualité doit être étroitement surveillée afin de permettre un épandage optimal.

La présence des élus a aussi permis de mesurer combien l'insertion dans le territoire est un facteur déterminant du succès d'un projet de méthanisation. La juste implantation par rapport au voisinage et dans le paysage, ainsi que la communication nourrie auprès des élus et de la population, sont autant de clés pour y parvenir.



3. L'INTÉGRATION DANS LE MODÈLE ÉCONOMIQUE DE LA MÉTHANISATION DE SES EXTERNALITÉS CONFÈRE À CETTE TECHNOLOGIE UNE PERTINENCE ÉCONOMIQUE ET ENVIRONNEMENTALE

Le modèle économique de la méthanisation ne peut être regardé à la seule aune du coût du MWh de biométhane produit. Cette approche par le coût de l'énergie occulte les bénéfices de la production de biométhane par rapport à l'importation de gaz naturel. C'est en intégrant ces externalités dans le modèle économique de la méthanisation que l'on peut estimer sa rentabilité pour la collectivité, tout en prenant en compte les aides publiques et les coûts de raccordement au réseau de gaz naturel.

3.1. La principale externalité associée au biométhane est la réduction des émissions de gaz à effet de serre

C'est le principal atout du biométhane que de permettre, en tant qu'énergie renouvelable, la diminution de l'empreinte carbone de la consommation de gaz. Dès lors que la production du biométhane se fait à partir de biomasse, les émissions de CO₂ associées à la combustion du biométhane sont des émissions biogéniques, qui s'inscrivent dans le cycle naturel du carbone et sont donc considérées comme neutres en carbone. Les seules émissions sont liées à la production elle-même (consommation d'électricité, transport des intrants et du digestat, etc.), qui sont plus de sept fois inférieures à l'équivalent en gaz naturel. La méthanisation peut également contribuer à réduire les émissions liées au stockage des effluents d'élevage, au traitement des déchets et à limiter l'utilisation des engrais de synthèse, par le biais de l'épandage des digestats.

L'analyse du cycle de vie (ACV) du biométhane fait ainsi apparaître une nette supériorité de cette technologie, pour l'objectif de neutralité carbone, par rapport à l'importation de gaz naturel. Les travaux gagneraient néanmoins à être approfondis sur ce sujet, notamment en intégrant les fuites de biogaz au niveau des installations de méthanisation, aujourd'hui encore peu documentées alors que leur impact est potentiellement important sur les émissions de gaz à effet de serre et sur l'ACV de la méthanisation.

La réduction des émissions de gaz à effet de serre, par rapport à l'usage du gaz naturel, est une externalité cruciale du biométhane, qu'il est possible de valoriser dans le modèle économique de la méthanisation. En faisant l'hypothèse d'une valeur du carbone à 100 € par tonne de CO₂ en 2030, conformément à la trajectoire prévue par la loi²³, cette externalité peut être chiffrée à 20,6 €/MWh de coûts liés au CO₂ évités²⁴. Même dans l'hypothèse d'une valeur du carbone à 50 € par tonne de CO₂, l'économie reste substantielle. Enfin, cette valeur atteindrait entre 40 et 50 €/MWh en prenant en compte la valeur de l'action pour le climat, estimée par la Commission Quinet à 250 € par tonne en 2030²⁵.

3.2. Le biométhane préserve, par ailleurs, tous les avantages du gaz et peut s'appuyer sur les mêmes infrastructures que le gaz naturel, à condition de développer des infrastructures de raccordement et d'injection

En comparaison avec les autres énergies renouvelables, le biométhane bénéficie des nombreux avantages du gaz dans le mix énergétique. Ce n'est pas une énergie intermittente ou dépendante du vent ou du soleil. Elle est facilement stockable et adaptée aux usages thermo-dépendants, grâce à la puissance appelable en période de pointe. Le gaz conserve un potentiel d'usages

²³ VIII de l'article 1^{er} de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) du 17 août 2015 : « Le Gouvernement se fixe pour objectif [...] d'atteindre une valeur de la tonne carbone de 56 € en 2020 et de 100 € en 2030 ».

²⁴ Source : ENEA Consulting, « État des lieux du biométhane en France et pistes de réflexion pour le développement de la filière » (2017).

²⁵ Source : Commission présidée par Alain Quinet, « La valeur de l'action pour le climat. Une valeur tutélaire du carbone pour évaluer les investissements et les politiques publiques » (février 2019).

important à moyen terme, notamment dans l'industrie (haute température) et les mobilités, et en particulier dans les transports lourds où il est amené à se développer. Le biométhane constitue ainsi un levier d'intégration des énergies renouvelables dans ce secteur.

Par conséquent, l'intégration du biométhane dans le mix énergétique est facilitée par rapport à des énergies intermittentes, dont l'insertion dans les réseaux existants est coûteuse. Par rapport aux énergies intermittentes, qui pourraient, en cas d'intégration massive, nécessiter la mise en place de solutions de flexibilité telles que le stockage, le gaz permet, par son stockage et la constance de sa production, d'assurer à moindre frais l'appariement de l'offre et de la demande. Le cabinet ENEA Consulting, qui a publié une étude sur le sujet en partenariat avec les acteurs de la filière, estime que l'adaptation des infrastructures gazières au développement des filières du gaz vert est beaucoup moins coûteuse que l'adaptation du système électrique aux énergies éolienne et solaire²⁶. Dans le cas du gaz, les investissements nécessaires et, en particulier, les installations de rebours, ne sont pas hors de portée des gestionnaires d'infrastructures de gaz naturel (cf. § 4).

Plus encore, l'augmentation de la production de biométhane injecté dans les réseaux permet d'utiliser les infrastructures gazières déjà en place pour transporter l'énergie. En effet, la réduction des volumes de gaz dans le réseau augmente mécaniquement le coût du transport et de la distribution par MWh, les coûts des investissements se répartissant sur une assiette plus réduite. Le cabinet ENEA a estimé que cette externalité permettait d'éviter 7,2 €/MWh d'augmentation de coûts des réseaux.

3.3. Source d'énergie locale, le biométhane permet d'améliorer l'équilibre de notre balance commerciale et de renforcer l'indépendance énergétique française

La méthanisation contribue à développer une offre nationale de gaz, qui accroît d'autant la sécurité énergétique de la France. Aujourd'hui, le gaz consommé en France est presque entièrement importé : le gisement de gaz naturel de Lacq (Pyrénées-Atlantiques) a cessé d'injecter dans le réseau en 2013 et la production de gaz de mine, dans le nord de la France, est amenée à disparaître (247 GWh en 2015, contre 2 TWh au début des années 2000). La France est donc aujourd'hui entièrement dépendante du gaz naturel qu'elle importe. Ainsi, l'injection de biométhane produit localement contribue à la sécurité énergétique, en complément des dispositions prises par les autorités (diversification des approvisionnements, stockage).

La méthanisation permettrait aussi d'améliorer la balance commerciale de la France. L'hypothèse d'une injection de 10 % de biométhane dans les réseaux gaziers en 2030 se traduirait par 1,6 Md€ d'importations en moins dans la balance commerciale²⁷. La méthanisation permet ainsi d'envisager une amélioration de la balance commerciale française dans un secteur où elle est aujourd'hui totalement déséquilibrée. Il faut cependant mettre cet impact positif sur la balance commerciale en regard avec les dépenses publiques mobilisées.

L'amélioration de la balance commerciale peut aussi concerner les engrais, du fait de l'emploi en fertilisation du digestat produit par les installations de méthanisation. Alors que la France importe plus de deux tiers de sa consommation d'engrais azotés, ces digestats peuvent offrir un substitut, produit localement, à ces importations et augmenter l'indépendance de l'agriculture française dans le domaine des engrais (cf. § 3.5).

3.4. La méthanisation crée de nouvelles dynamiques territoriales et développe l'économie circulaire

Le développement de la filière biométhane présente l'atout d'ancrer la dynamique d'économie circulaire et de transition énergétique dans les territoires. Le retour d'expérience montre que le développement de projets de méthanisation dans un territoire catalyse divers projets connexes (production d'autres énergies renouvelables, refonte du système de gestion des déchets) et contribue à la transition agro-écologique des exploitations agricoles.

²⁶ Source : ENEA Consulting, « État des lieux du biométhane en France et pistes de réflexion pour le développement de la filière » (2017).

²⁷ En faisant l'hypothèse d'une consommation totale de gaz naturel de 481 TWh et en reprenant le prix spot européen du gaz naturel de 33,2 €/MWh en 2030.

Surtout, la méthanisation ouvre un nouveau débouché potentiel pour la valorisation des déchets organiques des industries agroalimentaires et des collectivités locales, ce qui se traduirait par une baisse des coûts de traitement de ces biodéchets. Derrière le coût d'une installation de méthanisation se cache un coût évité, celui du traitement de déchets organiques, que la collectivité finit toujours par payer.

Cette externalité directe est difficile à chiffrer. Néanmoins, les données de l'exploitation du projet Méthamoly, dans les Monts du Lyonnais, ont permis une première estimation²⁸. Cette installation de méthanisation produit 125 Nm³/h de biométhane et permet de traiter annuellement 17,5 kt de déchets et effluents et d'éviter 3,3 kt CO₂ (190 kg CO₂/t déchet). En fixant le prix de la tonne de CO₂ à 50 €²⁹, une redevance bio-déchets fixée à 70 € la tonne permettrait au coût du biométhane de rivaliser avec celui du gaz naturel (25 €/MWh). Une redevance de 70 € la tonne de déchets n'est pas déraisonnable au regard de la redevance payée pour le compostage des biodéchets. La redevance sur les effluents d'élevage serait quant à elle de 30 € la tonne. Une aide agricole à cette fin nécessiterait un budget de 450 à 900 M€ pour atteindre l'objectif de 30 TWh au niveau national.

Enfin, la méthanisation est un facteur de dynamisme économique pour des territoires souvent enclavés. Elle permet la création d'emplois non délocalisables, au profit d'une filière industrielle française en développement. La filière crée à la fois des emplois directs, pour l'exploitation des unités, et des emplois indirects, notamment pour la fourniture d'équipement, la conception, les travaux, le gros œuvre et l'entretien. On estime que la production de 1 TWh de biogaz se traduit par la création de 260 emplois³⁰. Cette création de valeur nouvelle a le mérite de développer les territoires ruraux dans lesquels elle s'inscrit, souvent situés dans la « diagonale du vide », où elle pourra constituer un relais futur de dynamisme économique.

3.5. La méthanisation présente également de nombreuses externalités pour le monde agricole

Sans qu'il s'agisse à proprement parler d'une externalité, il faut d'abord souligner que la méthanisation se traduit par un supplément de revenus pour les agriculteurs, en complément de leur activité agricole. Contrairement aux ventes de produits agricoles, la rémunération du capital investi dans l'unité de méthanisation a l'avantage de rapporter des revenus stables, fixés par le tarif d'achat. En cas de développement des cultures intermédiaires à vocation énergétique (CIVE), cela se traduit par une activité supplémentaire pour les agriculteurs qui leur apporte divers avantages agro-écologiques tout en étant rémunérée, contrairement aux autres cultures intermédiaires, développées dans le cadre réglementaire pour la protection de l'eau. En outre, l'épandage du digestat permet de diminuer les achats d'engrais ou d'amendement, ce qui réduit d'autant les coûts opérationnels des agriculteurs. On estime que les économies d'engrais peuvent représenter un gain de 3 à 4 € par MWh de biométhane produit³¹.

C'est la raison pour laquelle la méthanisation est, dans l'ensemble, bien perçue par le monde agricole. Elle traduit une évolution sociologique du métier d'agriculteur, qui devient à la fois producteur d'aliments et producteur d'énergie, tout en favorisant l'accès à de nouvelles cultures (par exemple la luzerne) et en devenant un acteur de la transition énergétique.

Au-delà, la méthanisation est susceptible de générer, au profit du monde agricole, deux externalités environnementales : la valorisation des digestats et le développement de cultures intermédiaires.

3.5.1. La valorisation des digestats peut permettre, à certaines conditions, d'améliorer le bilan environnemental du secteur agricole

La méthanisation produit ses propres déchets à partir des intrants : c'est le digestat, qui peut être à son tour utilisé comme intrant en agriculture. Les digestats peuvent présenter un double intérêt agronomique : contribuer à la bonne structure et au stock de carbone du sol et fournir des éléments minéraux (azote, potassium et phosphore) aux plantes, ce qui permet de réduire

²⁸ Source : IFPEN.

²⁹ La Commission Quinet estime que toute action d'un coût inférieur à 250 €/t de CO₂ doit être engagée pour atteindre la cible de décarbonation en 2030.

³⁰ Source : Ministère de la transition écologique et solidaire.

³¹ Source : ENEA Consulting, « État des lieux du biométhane en France et pistes de réflexion pour le développement de la filière » (2017).

l'utilisation de fertilisants de synthèse. Alors qu'en France et dans le monde, l'utilisation non raisonnée d'engrais peut avoir pour effet la pollution des nappes phréatiques et des rivières par lessivage de l'azote, excédentaire ou non, assimilable par les plantes (eutrophisation), l'épandage de digestat est susceptible de limiter la pollution des eaux par les nitrates.

Néanmoins, cet intérêt agronomique peut être minoré par divers effets négatifs potentiels, comme la perte de valeur fertilisante par volatilisation ammoniacale, la lixiviation de nitrates et des émissions de N_2O . De nombreux paramètres influencent la valeur agronomique et l'innocuité environnementale et sanitaire des digestats. Les plus importants sont la nature des intrants et les post-traitements, qui influencent à la fois les éléments fertilisants, la concentration en éléments indésirables (éléments traces métalliques, polluants minéraux et organiques, etc.) et la composition biochimique de la matière organique. À cela s'ajoutent d'autres variables, comme le procédé de méthanisation, l'état initial du sol, le contexte climatique, le système de culture ou encore les modalités d'épandage.

Afin que la valorisation des digestats reste une externalité positive pour l'agriculture et l'environnement, la question du digestat doit être prise en compte, dès le départ, dans tout projet de méthanisation. Elle est un enjeu essentiel pour la viabilité du projet et son acceptabilité locale. Les atouts des digestats ne se révèlent qu'à condition d'adapter le type de digestat aux caractéristiques des territoires et aux objectifs agronomiques spécifiques des agriculteurs. Cela passe par une gestion rigoureuse de l'épandage pour adapter les dosages et les périodes d'épandage. Cela peut également passer par des traitements supplémentaires, avant retour au sol, notamment pour limiter l'épandage d'azote ammoniacal (NH_4) en cas d'excédent.

Sous ces conditions, le digestat peut être valorisé en produisant des externalités positives pour l'environnement, notamment en comparaison de l'épandage direct de lisiers et de fumiers, au compostage, à l'incinération ou à l'enfouissement des déchets. Par rapport au lisier, le digestat est plus simple à maîtriser et peut être épandu au moment idoine pour chaque culture. Il est mieux assimilé par le sol, avec un apport d'azote mieux réparti dans le temps. Les nutriments apportés par le digestat sont mieux fixés par les plantes, ce qui permet de diminuer la matière organique à apporter pour un même résultat de fertilisation. Enfin, le stockage et l'épandage du digestat produisent en principe moins d'odeurs que le stockage et l'épandage des fumiers et lisiers, si la digestion anaérobie est conduite à son terme.

Certaines incertitudes demeurent toutefois, notamment sur les conséquences à long terme de l'épandage des digestats sur l'évolution de la matière organique des sols et celle de l'activité biologique des sols (micro-organismes, vers de terre, etc.), qui devront être évaluées.

3.5.2. Le développement des CIVE a des atouts écologiques

L'un des mérites de la méthanisation est d'offrir une voie de valorisation intéressante pour les cultures intermédiaires. La possibilité de faire pousser, entre deux cultures principales, des cultures intermédiaires est porteuse de plusieurs bénéfices environnementaux dont le monde agricole peut profiter :

- **La diminution de la pollution de l'eau par les nitrates.** Par rapport au maintien du sol nu, les cultures intermédiaires permettent de mieux contrôler le cycle de l'azote : elles limitent notamment le lessivage des nitrates par les pluies, la minéralisation et la fixation d'azote atmosphérique. Les CIVE peuvent même se révéler plus performantes que les cultures intermédiaires pièges à nitrates (CIPAN) pour contrôler le retour au sol, dans la mesure où les agriculteurs méthaniseurs sont incités à maximiser le rendement des CIVE, donc l'utilisation de l'azote.
- **L'amélioration écologique du rendement des cultures principales.** Les CIVE permettent de limiter l'expansion de certaines maladies de la culture principale, freinent le développement des adventices, réduisent l'érosion et augmentent la teneur du sol en carbone. L'allongement des rotations et la diversification des cultures contribuent à réduire la pression des bio-agresseurs, ce qui permet une réduction de l'usage de produits phytosanitaires. C'est un atout méconnu de la méthanisation que de permettre une diminution de l'usage des herbicides et, par suite, d'encourager les agriculteurs à la transition vers l'agroécologie, voire l'agriculture biologique.

- **La préservation de la biodiversité.** Les cultures intermédiaires permettent utilement de maintenir un couvert végétal lors des périodes d'intercultures, qui favorise les populations de pollinisateurs, notamment pour les cultures mellifères. L'enjeu est particulièrement important quand on sait la vitesse à laquelle les insectes pollinisateurs déclinent en France.
- **Le stockage du carbone dans les sols.** L'INRA a récemment estimé que la mise en place de couverts intermédiaires pourrait représenter 35 % du potentiel total d'augmentation du stockage du carbone dans les sols, dans la perspective de l'objectif « 4 pour 1 000 » consistant à augmenter chaque année d'un quatre millième le stock de carbone présent dans les sols³². Même si les CIVE sont récoltées, le maintien du système racinaire au sol contribue au stockage du carbone.

Toutes ces externalités profitent autant aux agriculteurs qu'à la société dans son ensemble. Le développement des cultures intermédiaires a jusque-là été freiné par des contraintes de coût pour les agriculteurs, qui n'étaient pas rémunérés pour cela. La méthanisation, en offrant potentiellement un débouché économique avantageux à de telles cultures, est susceptible d'accroître leur développement et, par suite, accroître les effets de ces externalités sur le territoire.

3.6. Certaines de ces externalités peuvent être chiffrées et montrent la rentabilité de la méthanisation pour la collectivité

Beaucoup de ces externalités sont impossibles à évaluer de façon monétaire. Le cabinet ENEA a proposé des évaluations de certaines de ces externalités qui, si elles doivent encore être approfondies, montrent les coûts que la méthanisation permet d'éviter :

Évaluation monétaire de certaines externalités de la méthanisation

Bénéficiaires	Externalités	Évaluation monétaire	Total
Intérêt public	Diminution des émissions de gaz à effet de serre	10,3 €/MWh pour 50 € la tonne de CO ₂ 20,6 €/MWh pour 100 € la tonne de CO ₂ (~50 €/MWh pour 250 € la tonne de CO ₂ ³³)	15 à 30 €/MWh
	Limitation de la pollution des eaux ³⁴	6,3 €/MWh (AA) 6,4 €/MWh (AT) 5 €/MWh (IT) ³⁵	
Consommateurs d'énergie	Production d'une énergie non variable et stockable ³⁶	12,5 €/MWh évités par rapport aux réseaux électriques	20 €/MWh
	Rentabilisation des réseaux de gaz existants	7,2 €/MWh d'augmentation de coûts évitée	
Producteurs de biodéchets (IAA, collectivités)	Réduction des coûts de traitement des déchets	0 €/MWh (AA) 6,2 €/MWh (AT) 16,3 €/MWh (IT)	0 à 16 €/MWh
Agriculteurs	Diminution du recours aux engrais minéraux azotés ³⁷	3,0 €/MWh (AA) 2,9 €/MWh (AT) 4,3 €/MWh (IT)	3 à 4 €/MWh
Total	De 40 à 70 €/MWh (et jusqu'à 100 € dans l'hypothèse d'une tonne de CO ₂ à 250 €)		

Source : ENEA Consulting

³² Source : INRA, « Stocker du carbone dans les sols français. Quel potentiel au regard de l'objectif 4 pour 1 000 et à quel coût ? » (juin 2019). Dans cette étude, l'INRA montre que l'insertion de cultures intermédiaires ou leur allongement permet un stockage additionnel de carbone de l'ordre de +2,3 % à condition que toute la culture soit restituée au sol. Il conviendrait donc d'identifier les dispositions qui permettraient d'optimiser le bilan de matière.

³³ La tonne de CO₂ vaut aujourd'hui environ 20 € sur le marché ETS et 44,5 € dans la taxe carbone. Le rapport Quinet (2019) envisage une valeur de l'action pour le climat de 250 € la tonne en 2030.

³⁴ Sous réserve de respecter les prescriptions indiquées au § 3.5.1 sur le retour au sol des digestats.

³⁵ La modélisation d'ENEA Consulting se base sur trois cas types représentatifs de la filière biométhane française :

- AA : unité Agricole Autonome ayant une capacité d'injection de 100 Nm³/h de biométhane et dont les intrants sont majoritairement des effluents agricoles ;
- AT : unité Agricole Territoriale ayant une capacité d'injection de 200 Nm³/h de biométhane et dont les intrants sont majoritairement des lisiers, fumiers et CIVE ;
- IT : unité Industrielle Territoriale à socle agricole ayant une capacité d'injection de 300 Nm³/h de biométhane et dont les intrants sont majoritairement des biodéchets.

³⁶ Cette estimation reste à valider par les gestionnaires de réseaux et le régulateur.

³⁷ Dès lors qu'il bénéficie aux agriculteurs, ce bénéfice n'est pas à proprement parler une externalité. Sa présence dans le tableau se justifie par le surplus de revenu pour les agriculteurs.

Ces chiffres doivent être maniés avec précaution. Ils incluent à la fois des externalités, au sens économique du terme, et des bénéfices dont profitent des acteurs bien identifiés. Les calculs doivent encore être approfondis, notamment s'agissant des réseaux. De plus, ces chiffres ne peuvent être intégrés au modèle économique de la méthanisation sans tenir compte des coûts de réseau et des subventions publiques, qui ne sont pas tous pris en compte dans le tarif d'achat.

Quoi qu'il en soit, cette étude souligne le nombre et l'importance des externalités et des bénéfices que la méthanisation génère, dont l'évaluation monétaire aboutit au résultat de 40 à 70 €/MWh.

Ainsi, en tenant compte de ces externalités et bénéfices et en faisant l'hypothèse d'un prix du gaz naturel autour de 30 € par MWh à horizon 2030³⁸, la compétitivité relative du biométhane, par rapport au gaz naturel, serait assurée à un coût de production du biométhane compris entre 70 et 100 € par MWh.

Des recherches complémentaires doivent néanmoins encore être menées sur l'évaluation monétaire de ces externalités et de ces bénéfices, ainsi que sur leur prise en compte par les politiques publiques. Cela posera la question de savoir, in fine, qui du contribuable ou du consommateur de gaz les paie.

4. LES RÉSEAUX GAZIERS S'ADAPTENT DÉJÀ AU DÉVELOPPEMENT DE LA FILIÈRE

Le biométhane permet d'offrir une énergie renouvelable qui peut s'insérer dans les infrastructures existantes. Le territoire français bénéficie d'infrastructures gazières denses, avec plus de 37 500 km de réseaux de transport, 208 000 km de réseaux de distribution, quatre terminaux méthaniers et quatorze sites de stockage souterrains (permettant le stockage d'environ un tiers de la consommation annuelle). Ces installations constituent un actif important pour l'avenir, qui permettra une modulation été-hiver importante.

Ces réseaux peuvent être mis au service de l'essor des gaz renouvelables. Des investissements seront certes nécessaires. Alors que le gaz naturel arrive aujourd'hui par une dizaine de points d'importation seulement, les réseaux devront être adaptés à une production décentralisée, émanant de près d'un millier d'installations de production de biométhane. La problématique de l'appariement entre offre et demande sera également renouvelée. En effet, le développement de l'injection de biométhane pourrait conduire, pour certaines mailles du réseau de distribution, à un volume de gaz injecté supérieur au volume consommé localement, eu égard à l'écart entre une production relativement constante et une consommation variable dans l'année (le gaz est consommé en grande partie en hiver, dans un usage de chauffage).

Trois possibilités d'injection dans le réseau sont envisageables pour une unité de méthanisation donnée : le raccordement sur le réseau de distribution de gaz naturel (par création d'une branche de réseau, sans compression supplémentaire), le raccordement sur le réseau de transport de gaz naturel (qui nécessite une mise en pression du gaz, donc un compresseur) et l'injection portée de gaz (qui implique de conditionner et stocker le gaz sur le site de production). Mais on estime aujourd'hui que près de 90 % des sites de production de biométhane qui injecteront dans les réseaux de gaz naturel le feront dans les réseaux de distribution, avec un coût de raccordement moyen de 100 € par mètre aujourd'hui.

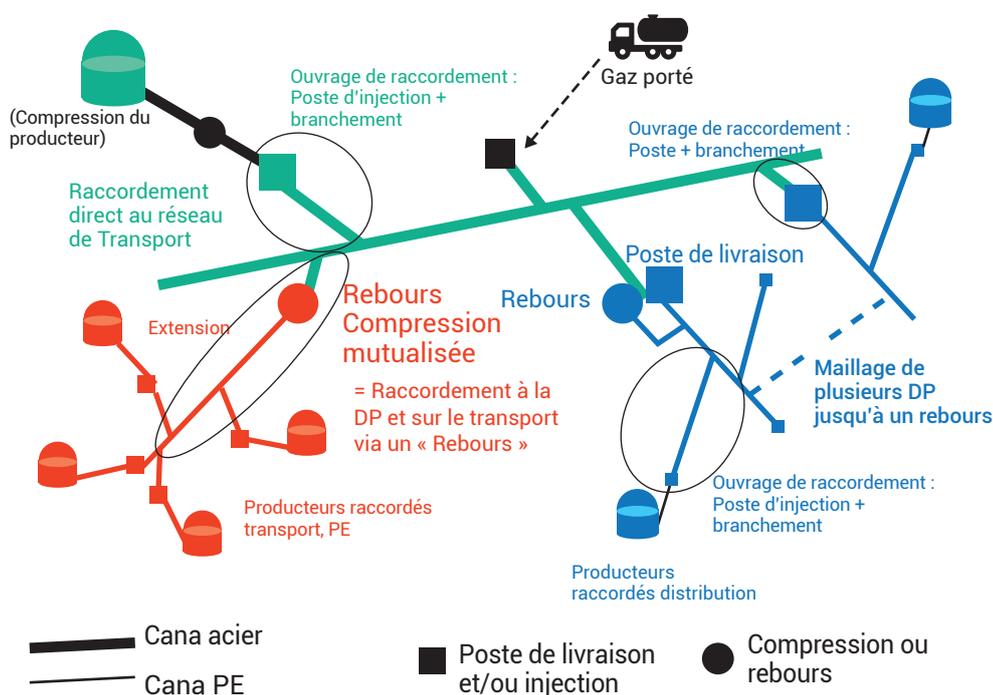
Dans la plupart des hypothèses, des solutions matures permettent l'injection, soit en réglant la pression de certaines mailles du réseau différemment en été et en hiver, soit par le maillage, c'est-à-dire le fait de relier des zones de faible consommation à des zones de consommation plus importante. Les gestionnaires ont également travaillé afin de rendre possible l'ouverture au stockage du gaz issu des unités de production de biométhane depuis le 1^{er} juin 2017.

Enfin, les gestionnaires de réseaux de gaz naturel sont en train de mettre en œuvre une solution plus innovante : les installations de rebours. Elles consistent à comprimer le gaz pour le faire passer d'une maille de distribution à une maille de pression supérieure (transport), susceptible

³⁸ En cohérence avec les prévisions de l'AIE, qui évalue le prix spot à 33,2 € en 2030 (Source : « IEA Outlook for Natural Gas » (2017)).

d'absorber le biométhane injecté. Il s'agit d'une technologie mature, déjà mise en œuvre en Allemagne ; deux installations pilotes de rebours doivent être mises en service en 2019. Elles ont néanmoins un coût non-négligeable, de l'ordre de 3 M€ par unité³⁹.

Les différentes technologies d'adaptation des réseaux de gaz



Source : GRTgaz, Téréga

Toutes ces solutions technologiques doivent être articulées dans des programmes de développement plus globaux des réseaux de gaz, tirant profit du *Smart grid*. Les outils mobilisés devront s'adapter à l'évolution des technologies au fur et à mesure du développement de la filière, en privilégiant dans chaque territoire l'option la moins coûteuse – y compris, dans certains cas, le gaz porté ou liquéfié – et des arbitrages qui relèvent des acteurs locaux. Une procédure permettant d'optimiser les investissements des gestionnaires d'infrastructures est en cours d'élaboration, en application du droit à l'injection.

Mais en tout état de cause, les solutions technologiques existent et s'agissant d'outils à rendements croissants qui bénéficient rapidement d'économies d'échelle, le coût sera d'autant mieux absorbé que la filière se développe.

5. EN REVANCHE, L'AVENIR DE LA MÉTHANISATION DÉPEND DES RESSOURCES MOBILISABLES

5.1. Les ressources issues de l'élevage continueront à représenter un gisement important

L'élevage produit un gisement de ressources important pour la méthanisation, à travers le lisier (forme liquide) et le fumier (forme solide). Aujourd'hui, 22,5 millions de tonnes de matières organiques sont ainsi produites, soit un potentiel de 60 TWh de biométhane. La production se concentre au nord-ouest du territoire, notamment en Bretagne. La quasi-totalité de ce gisement est aujourd'hui épandue.

Ce potentiel aura sans doute vocation à se réduire d'ici 2035, à mesure que les élevages hors-sol cèdent la place aux élevages en plein air, qui ne permettent pas la collecte des lisiers et fumiers. Néanmoins, l'élevage est destiné à rester un secteur important sur le territoire : l'objectif des

³⁹ Source : CRE.

pouvoirs publics⁴⁰ est d'atteindre un mix de 50 % de protéines animales et 50 % de protéines végétales dans la ration alimentaire en 2050, contre 62 % de protéines animales aujourd'hui. L'élevage continuera donc de fournir à la méthanisation des ressources importantes, malgré un pouvoir méthanogène faible (son potentiel méthanogène, ou BMP⁴¹, est évalué entre 15 et 60 Nm³ CH₄/t MB).

5.2. La mobilisation de ressources végétales pose la question du potentiel de développement des CIVE

Au titre des cultures végétales, la méthanisation mobilise aujourd'hui essentiellement des résidus de culture. Il peut s'agir de pailles de céréales ou d'oléagineux, de menues pailles, de résidus de maïs, de fanes de betteraves ou encore de déchets de sortie de silos, lorsque les coopératives agricoles trient le grain et écartent les grains cassés ou « *hors normes* ». En dehors de la méthanisation, cette ressource est aujourd'hui utilisée en litières animales ou laissée au champ.

Ces résidus de cultures, qui bénéficient d'un pouvoir méthanogène important (BMP d'environ 150 Nm³ CH₄/t MB) et d'une simplicité d'usage (facilité de stockage notamment), représentent un gisement important à court et moyen terme. L'ADEME a estimé que l'ensemble de ces cultures pourrait permettre de produire 23 TWh en 2030 et 31 TWh en 2050, en intégrant les effets possibles du changement climatique. Le développement de cette ressource pourrait être modifié par le développement de systèmes de production agricole différents (agriculture biologique) et la moindre production de résidus de cultures, notamment de pailles.

D'autres ressources végétales peuvent être mentionnées, encore insuffisamment valorisées aujourd'hui mais qui sont susceptibles de présenter un certain potentiel de méthanisation à moyen ou long terme :

- Les herbes de bord de route ont un potentiel méthanogène élevé, avec un gisement local très bien réparti sur le territoire. Leur récolte fait aujourd'hui l'objet de certaines expériences de valorisation, mais la perspective d'une utilisation en méthanisation reste lointaine. Aux difficultés de récupération s'ajoute en effet la faible qualité de ces ressources, qui sont un mélange d'herbes, de gravillons, de plastiques et de pesticides, dont le traitement est très coûteux.
- Les prairies de fauche représentent un gisement considérable (10 millions d'hectares en France), mais dont le modèle de valorisation en méthanisation reste à trouver. Il dépend notamment de l'utilisation à venir pour l'alimentation des animaux d'élevage, qui est aujourd'hui sa principale voie de valorisation.
- Les fruits et légumes non récoltés ou déclassés sont un déchet agricole aujourd'hui peu valorisé, qui pourrait devenir une ressource future.
- Les algues vertes sont un déchet (70 000 tonnes chaque année en Bretagne), encore uniquement destiné à l'épandage direct ou au compostage. Leur valorisation en méthanisation se heurte à leur teneur élevée en soufre et à la présence de sable, qui présente un risque abrasif pour les installations.
- Les micro-algues pourraient également représenter un gisement de méthanisation à l'avenir, avec toutefois de fortes incertitudes sur les coûts de production et la compétition avec d'autres filières énergétiques, dont le biodiesel ou des filières à plus forte valeur ajoutée comme la production de molécules pour la chimie, la santé ou l'alimentaire.

La principale inconnue d'une projection à l'horizon 2035 est le potentiel de mobilisation des CIVE. Couverts végétaux spécifiquement cultivés pour la production d'énergie, les CIVE se distinguent des autres cultures intermédiaires, seulement chargées de certains services écosystémiques non marchands, comme celui d'empêcher le lessivage de l'azote ou de protéger le sol contre l'érosion. On distingue les CIVE d'automne (ray-grass, triticale...), implantées après une culture de printemps, et les CIVE d'été, implantées mi-juillet et récoltées mi-octobre (sorgho, maïs). Les

⁴⁰ Programme national nutrition santé.

⁴¹ *Biochemical Methane Potential*.

CIVE d'automne, parce qu'elles ont une plus longue durée de culture, ouvrent à davantage de potentiel de méthanisation, mais le changement climatique est susceptible d'ouvrir la voie au développement des CIVE d'été.

La mobilisation de CIVE pourrait ouvrir la voie à un développement considérable de la méthanisation. L'ADEME a estimé un gisement net disponible de 22 TWh en 2030, soit une possibilité de production de 6 à 8 TWh à cette échéance avec un taux de mobilisation de 30 %. Dans le scénario 2050, ce chiffre a été considérablement réévalué (51 TWh, soit 25 fois la production actuelle), notamment en tenant compte du réchauffement climatique, qui est susceptible d'ouvrir la possibilité de nouvelles cultures intermédiaires d'ici 2050. Ces estimations doivent encore être affinées, les études publiées jusqu'à présent n'intégrant pas la problématique de la disponibilité future des ressources en eau, ni le fait que les aléas climatiques peuvent impacter fortement les rendements et sont susceptibles d'accroître la concurrence entre les valorisations énergétiques et fourragères des cultures intermédiaires.

La question du coût de production des CIVE, estimé aujourd'hui à 25 € par MWh en coût complet⁴², est un point d'attention. Elle doit cependant tenir compte des services écosystémiques rendus par les cultures intermédiaires, qui pourraient être pris en compte dans la politique agricole commune (PAC).

Dans l'état actuel des pratiques agricoles, le rendement des CIVE varie selon les lieux, les espèces, les années et l'itinéraire technique, mais en dessous d'un rendement seuil de 4 à 5 t MS/ha, leur récolte pour l'alimentation des méthaniseurs ne sera sans doute jamais rentable. L'hypothèse des CIVE est donc tributaire de la volonté des agriculteurs de les inclure dans leurs pratiques culturales, des conditions climatiques futures, mais aussi de la capacité des pouvoirs publics à intégrer dans le modèle économique de la méthanisation l'ensemble des externalités des CIVE, dont les bénéfices pour l'environnement sont démontrés (cf. § 3.5), ainsi qu'à moyen terme, de la réévaluation du prix du carbone.

5.3. Au-delà des seules ressources agricoles, les biodéchets doivent contribuer à l'essor de la filière

L'intégration des biodéchets est l'un des enjeux importants de la méthanisation, pour contribuer au traitement de ces déchets et élargir à la ville la dynamique d'économie circulaire induite par la méthanisation. Quatre types de biodéchets peuvent en particulier s'insérer dans le développement de la filière :

- **Les ressources issues des industries agro-alimentaires (IAA)**, qui incluent les déchets issus de la production, les boues et effluents des abattoirs, les effluents de conserverie, les marcs et lies des coopératives vinicoles, le lactosérum de l'industrie laitière, les graisses des industries de transformation, etc. Ces déchets sont nombreux et divers, ce qui rend difficile l'évaluation du gisement mobilisable, d'autant que les sous-produits des IAA font déjà l'objet de nombreuses valorisations avec lesquelles la méthanisation entrerait en concurrence (par exemple, 90 % du lactosérum est recyclé). Mais l'analyse par Solagro des données des substrats a permis d'estimer un gisement de 5 TWh/an⁴³.
- **Les autres biodéchets commerciaux** sont aujourd'hui difficiles à mobiliser en méthanisation. Dans la restauration et le petit commerce, la mise en place de collecte sélective est nécessaire. Dans les marchés, les modalités de tri – à la source ou non – ont une forte incidence. Dans la distribution, un déconditionnement est nécessaire pour une part importante du gisement.
- **Les ressources de l'assainissement** sont des sous-produits des stations d'épuration et les résidus de l'assainissement non-collectif. Les boues urbaines représentent en particulier un million de tonnes par an, issues de 20 000 stations d'épuration. Elles sont aujourd'hui valorisées dans l'épandage agricole (65 % du tonnage) et l'incinération (30 %). Leur valorisation en méthanisation, au moyen d'unités de digestion anaérobie in situ, est une filière mature, déjà existante dans 85 stations d'épuration (0,54 TWh/an). En estimant que la production de boues augmente de 12,5 % d'ici 2050, il serait possible de mobiliser un potentiel de 1,8 TWh/an d'ici 2050⁴⁴.

⁴² Source : IFPEN.

⁴³ Source : GRDF et Solagro, « Étude du potentiel de production de biométhane à partir des effluents des Industries Agro-Alimentaires » (2017).

⁴⁴ Source : ADEME, « Évaluation du potentiel de production de biométhane à partir des boues issues des stations d'épuration des eaux usées urbaines » (2014).

• **Les biodéchets des ménages** correspondent à la fraction fermentescible des ordures ménagères. La mobilisation de cette ressource est évidemment tributaire du tri et de l'organisation de la collecte, donc des moyens mis en œuvre par les collectivités locales. Ils dépendent également du type d'habitat (collectif ou individuel) et de la pratique du compostage individuel. Mais les estimations de l'ADEME ont mis en évidence un gisement mobilisable de 2,5 TWh en 2030.

Dans tous les cas, il est nécessaire de veiller à ce que ces déchets ne contiennent pas des polluants qui nuiraient à la qualité du digestat. En outre, la valorisation de ces déchets en digestat pose des difficultés d'acceptabilité sociale, d'ailleurs fréquentes pour tous les projets de méthanisation.

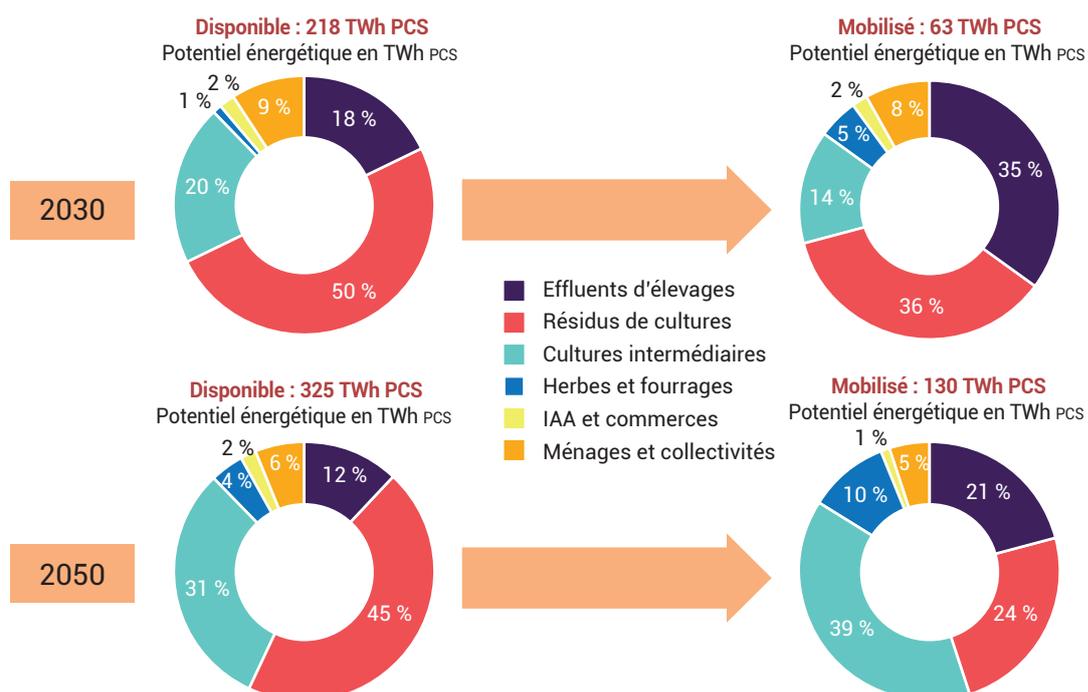
5.4. La prise en compte de l'ensemble de ces ressources permet d'estimer un potentiel important de ressources, mais dépendant des scénarios de croissance des CIVE

En additionnant l'ensemble de ces ressources potentielles, l'ADEME a estimé qu'il serait possible de produire 56 TWh de biométhane en 2030 et 131 TWh en 2050. Ce potentiel de ressources mobilisables laisse envisager un scénario volontariste de développement de la méthanisation. Il doit néanmoins être approfondi, notamment pour affiner les prévisions en matière de conséquences du changement climatique du point de vue de la température (le scénario ADEME est basé sur un scénario climatique RCP 6.0 qui prévoit une hausse des températures de +2,2 °C en 2100 et qui semble optimiste) mais aussi en ce qui concerne la question des ressources en eau, dont il n'est pas sûr qu'elles restent, à moyen terme, aussi disponibles et bon marché qu'aujourd'hui, avec un accroissement possible des conflits d'usage liés à cette ressource.

Évaluation par l'ADEME des gisements mobilisables (en TWh)

	2030	2050
Déjections d'élevages	22	27
Cultures intermédiaires	6,5	51
Herbe et fourrages	0	13
Résidus de culture	23	31
Biodéchets (IAA et ménages)	5	8
Total	56	131

Répartition des gisements disponibles et mobilisés en méthanisation en 2030 et 2050



Source : ADEME (2018), INRA

Il résulte de ces analyses que, même dans les scénarios plus prudents, les ressources agricoles présentes sur le territoire français pourront accompagner l'essor de la méthanisation, sans que la concurrence des autres valorisations possibles n'augmente les coûts de façon déraisonnable. L'évaluation des ressources disponibles rend ainsi crédible l'objectif, fixé par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, d'une production de 10 % de la consommation de gaz en 2030. Les scénarios plus ambitieux de développement de la filière dépendent en revanche de notre capacité collective à développer des CIVE sur le territoire.

La crédibilité de ces scénarios doit encore être confortée par des travaux supplémentaires, dont certains sont déjà engagés dans le cadre du contrat stratégique de filière, notamment sur :

- l'analyse du cycle de vie (ACV) de la méthanisation, notamment la prise en compte des fuites et le devenir des digestats ;
- l'évaluation du potentiel de ressources sur le territoire (CIVE, résidus de cultures, déchets des industries agro-alimentaires, etc.), en comparaison des valorisations alternatives ;
- la prise en compte, par les politiques publiques, des externalités de la méthanisation, notamment par la transmission de signaux-prix adéquats : obligations d'achat de gaz vert, taxe carbone, aides aux agriculteurs, etc.

2



DEUXIÈME PARTIE :
LA PYROGAZÉIFICATION,
LE *POWER-TO-GAS* ET
LE STOCKAGE DU CARBONE,
DES TECHNOLOGIES DE RUPTURE
EN QUÊTE DE MATURITÉ

1. LA PYROGAZÉIFICATION EST EN TRAIN DE DÉMONTRER SON POTENTIEL À MOYEN-LONG TERME

1.1. Plusieurs projets de pyrogazéification ont vu le jour, qui confirment les bénéfices environnementaux de ce procédé⁴⁵

La pyrogazéification est un procédé thermo-chimique qui permet de produire, à partir de matière organique non fermentescible et de combustibles solides de récupération (CSR), un combustible gazeux appelé *syngas* et composé principalement d'hydrogène, de monoxyde de carbone, de dioxyde de carbone et, dans une moindre mesure, de méthane et de diazote. La matière organique nécessaire est la biomasse lignocellulosique (bois et produits dérivés, pailles, marcs de raisins, déchets d'olives, bagasse, balle de riz, son, etc.).

L'utilisation directe du syngas est possible et assez répandue dans certains procédés industriels et dans des chaudières. Néanmoins, si l'on veut injecter le gaz ainsi obtenu dans les réseaux, il est nécessaire de transformer (méthanation) le syngas en un biométhane dont les propriétés thermodynamiques sont équivalentes au gaz naturel.

Plusieurs installations pilotes ont été mises en service :

- **La centrale Gobigas, à Gotenborg**, Suède, est la première à avoir été inaugurée (2014), même si elle est désormais à l'arrêt. D'une puissance de 20 MW de biométhane, elle a converti 90 000 t/an de plaquette de bois en biométhane injecté dans le réseau de transport, avec un usage principalement tourné vers le bioGNV.
- **La plateforme de démonstration Gaya**, dans l'agglomération lyonnaise, est développée par Engie afin de préparer l'industrialisation de la filière de pyrogazéification. Ses équipements ont une vocation industrielle et les recherches menées permettent d'optimiser les technologies pour réduire les coûts de production à brève échéance.
- **Le démonstrateur commercial Gogreengas**, au Royaume-Uni, vise à démontrer la faisabilité technico-économique de la conversion de déchets de biomasse et déchets industriels en méthane de synthèse injectable, tandis que la centrale de gazéification de Hull traite aujourd'hui plus de 180 kt/an.

Les premières données d'exploitation montrent les atouts de la pyrogazéification. D'après Engie, elles permettent d'estimer un rendement de l'énergie contenue dans la biomasse initiale de 55 à 65 % selon les technologies, qui peut s'élever jusqu'à 77 % si la chaleur excédentaire du procédé est valorisée.

Les données d'exploitation montrent aussi les bénéfices environnementaux du procédé. Engie a conduit un bilan environnemental complet de la filière lors du lancement du projet Gaya⁴⁶ : il montre que la filière française émet 18 gCO₂eq/MJ ou 64 gCO₂eq/kWh et répond donc aux critères de durabilité pour les biocarburants, les bioliquides et les combustibles issus de la biomasse, fixés par la directive RED II relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables. Les technologies utilisées sont elles-mêmes beaucoup moins émettrices d'émissions atmosphériques, notamment de poussières. La filière contribue à la valorisation des déchets plutôt qu'à leur enfouissement, répondant ainsi à l'objectif de réduction de 50 % de l'enfouissement à l'horizon 2025.

⁴⁵ Dans certaines conditions, notamment de température, la pyrogazéification peut également produire des résidus solides, notamment le biochar (ou coke), valorisable en tant qu'amendement seul ou en mélange avec des digestats de méthanisation (ce qui rééquilibre les rapports C et N, K de l'amendement). Le présent rapport ne traite pas de ces conditions de pyrolyse, qui se font en général à plus basses températures.

⁴⁶ Source : ACV GAYA, 2016 ; Müller-Langer, F., A. Perimenis, *et al.*, 2009.

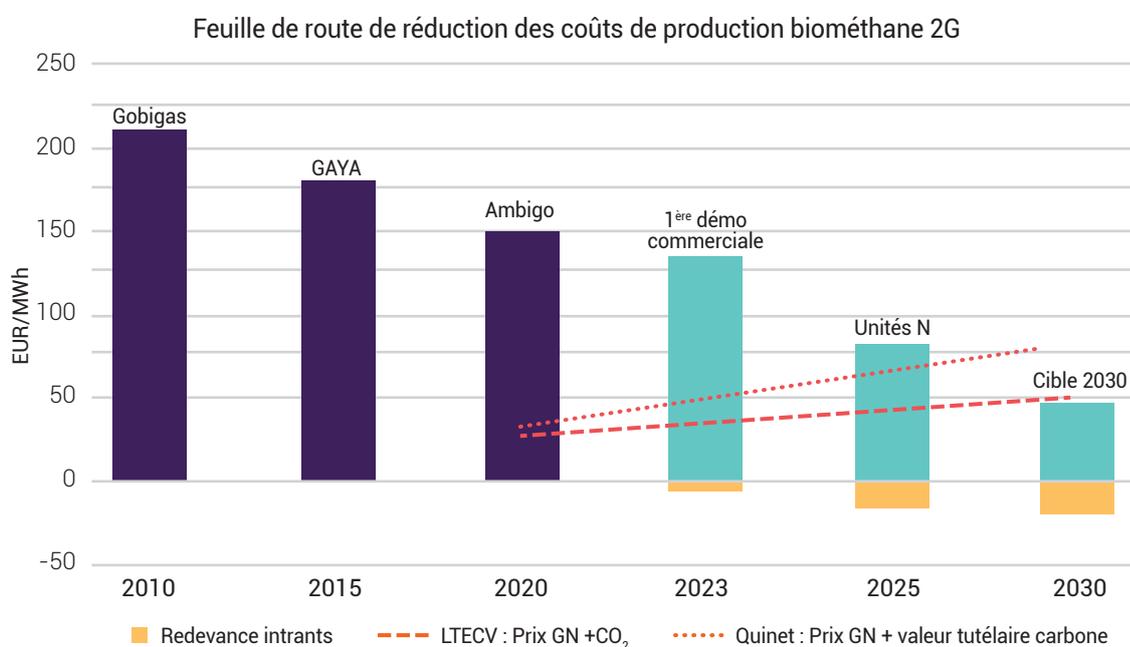
1.2. Le modèle économique de la pyrogazéification est tributaire des intrants utilisés

Les données sur les coûts des unités de gazéification produisant du méthane sont peu publiées. Certaines études ont permis d'évaluer des coûts entre 82 et 115 €/MWh, selon les ressources retenues et les coûts d'approvisionnement associés à chacune⁴⁷.

Engie anticipe une réduction rapide de ces coûts, illustrée par la feuille de route ci-dessous. Le groupe compte pour cela sur :

- les effets d'échelle, qui réduisent la part de coûts fixes dans le prix de revient ;
- l'augmentation des volumes, qui permettent de standardiser les briques technologiques et de réduire les coûts d'ingénierie ;
- l'effet d'apprentissage, qui conduit à réduire les provisions pour risques ;
- la valorisation des co-produits annexes au procédé (la vente de chaleur, de CO₂ et de BTX⁴⁸ conduirait à réduire d'environ 30 % le LCOE du biométhane à terme).

Perspectives de réduction des coûts d'ici 2030 d'après Engie



Source : Engie (2019)

L'enjeu de la ressource est déterminant pour apprécier le potentiel et le modèle économique de la pyrogazéification. Si l'évolution technologique permet d'atteindre une plus grande flexibilité dans les intrants, le principal vecteur de réduction des coûts pour la filière est d'évoluer vers des intrants de type déchets, qui ne constitueront pas un coût mais présenteront au contraire des externalités, potentiellement valorisées sous forme de redevances.

⁴⁷ Sources : ADEME (2018) ; gogreengas, « First project progress report » (2016) ; ECN et Hyet, « Co-production of green, high quality hydrogen and bio SNG using electrochemical hydrogen compression » (2016) ; CRIGEN, « Gasification technologies and their contribution to Biomethane development » (2017).

⁴⁸ Benzène, toluène, xylène.

1.2.1. La ressource bois

Lorsqu'elle est fondée sur l'achat de bois, la pyrogazéification ne se heurte pas à un problème de rareté de la ressource, mais à un problème de coût et de concurrence des autres usages du bois. Le bois est abondant en France, avec une forêt métropolitaine de 17 millions d'hectares et 60 millions de m³ de bois produits chaque année (soit environ 50 % de l'accroissement annuel de la biomasse forestière). Dans le contexte d'une forêt sous-exploitée, et d'une filière plus structurée (notamment sous l'effet du Plan national forêt-bois), il est probable que la ressource en bois se développe à l'horizon 2050, notamment via une augmentation du taux de prélèvement, avec ou sans plan de reboisement⁴⁹, en tout cas si l'acceptabilité sociale de l'exploitation des ressources forestières le permet.

Mais il n'y a pas de sens économique, pour la filière de pyrogazéification, à acheter du bois « neuf » ou issu de première transformation : à près de 50 €/MWh, l'achat de la matière première se révèle d'ores-et-déjà deux fois plus cher que le gaz naturel. La filière chaleur, fortement encouragée par les politiques publiques⁵⁰, semble devoir demeurer la voie de valorisation prioritaire du bois-énergie.

À moyen terme, il est néanmoins permis d'envisager que la pyrogazéification devienne un débouché, dans l'hypothèse d'une augmentation du taux de mobilisation. Elle pourrait passer par la mobilisation de tout le bois rond disponible et des produits connexes de scieries et par l'amélioration de la mobilisation des menus bois. Mais ce scénario ne peut se réaliser qu'à condition de transformer en profondeur les conditions actuelles de mobilisation des bois (nombreuses forêts privées sans plan de gestion, morcellement du foncier, développement insuffisant des dessertes forestières, etc), d'informer les acteurs et de répondre au déficit d'acceptation sociétale qui caractérise aujourd'hui l'exploitation du bois.

Un autre potentiel est le traitement des déchets de bois de classe A (bois non traités) ou B (bois traités non-dangereux : panneaux, bois d'ameublement, bois de démolition exempts de gravats, résidus d'exploitation forestière, etc) dont le gisement était estimé à 6,2 Mt/an en 2012⁵¹. En 2015, l'étude IGN-FCBA-ADEME⁵² estimait à 2,5 Mt les ressources déchets bois déjà valorisées comme source d'énergie. Le supplément valorisable à l'échéance de 2025 serait de 1,3 Mt dont 0,9 Mt pour la valorisation énergétique⁵³. Le gisement est aujourd'hui fortement sous-exploité notamment pour les bois de classe B. Les éco-organismes qui le collectent recherchent de nouveaux débouchés pour atteindre l'objectif « zéro enfouissement ». Même si le recyclage matière est privilégié, la valorisation énergétique sera peut-être, à l'avenir, un débouché possible.

1.2.2. Les combustibles solides de récupération

Une autre perspective d'intrants de pyrogazéification est l'intégration des combustibles solides de récupération (CSR), préparés à partir de déchets non dangereux solides qui n'ont pas pu être recyclés. Même si une partie des CSR est aujourd'hui valorisée par les cimenteries et par les réseaux de chaleur urbains, qui apparaissent comme leur voie de valorisation prioritaire, ces combustibles gardent un potentiel de mobilisation. Ce service de traitement de déchets, par l'unité de pyrogazéification, pourrait lui être rémunéré par une redevance, qui peut aller jusqu'à 30 € la tonne. Le prix des CSR est en effet évalué entre -30 € la tonne à +10 € la tonne en fonction de leur qualité (pouvoir calorifique, teneur en polluants). De tels prix ouvrent une perspective de rentabilité pour la filière de pyrogazéification. En permettant le traitement de déchets, ils créeraient en outre à leur tour une dynamique d'économie circulaire à l'échelle du territoire.

C'est la raison pour laquelle la possibilité d'intégrer des CSR est l'un des principaux défis de la filière. Les retours d'expérience des installations et les efforts de R&D permettent de tendre vers cet objectif. Il n'est pas hors d'atteinte : à la différence des déchets, les CSR ont une granulométrie bien maîtrisée et des teneurs en polluants ajustables en fonction de la filière de valorisation. Cette préparation permet de produire un intrant dont les caractéristiques sont

⁴⁹ Source : INRA, IGN, « Quel rôle pour les forêts et la filière forêt-bois françaises dans l'atténuation du changement climatique ? Une étude des freins et leviers forestiers à l'horizon 2050 » (2017).

⁵⁰ Le projet de PPE prévoit un accroissement du rythme de développement des chaufferies de 50 % en 2023 par rapport à 2014.

⁵¹ Source : FCBA, ADEME, « Évaluation du gisement de déchet bois et son positionnement dans la filière bois/bois énergie » (2015).

⁵² Source : IGN, FCBA, ADEME, « Disponibilités forestières pour l'énergie et les matériaux à l'horizon 2035 » (2015).

⁵³ Source : Deroubaix G. (FCBA), « Plan Déchets du Comité stratégique de Filière Bois : enjeux, constats et orientations » (2017).

connues et constantes dans le temps, pour un fonctionnement efficace des équipements de traitement. C'est particulièrement vrai des CSR issus de déchets d'activité économique (tertiaire, BTP), qui sont aujourd'hui privilégiés par rapport aux CSR organiques : ils contiennent moins de polluants, ont un pouvoir calorifique plus élevé (15 à 25 MJ/kg) et représentent un gisement plus important. Même si le convoyage de la charge entrante et la gestion des cendres issues des CSR doivent encore faire l'objet d'études complémentaires, leur intégration dans les intrants de la pyrogazéification est possible.

Si ce pari technologique est relevé, le gisement disponible est réel. La production française de CSR devrait atteindre 2,5 Mt/an en 2025 et 5 Mt/an en 2050⁵⁴, notamment encouragée par les objectifs de réduction de l'enfouissement des déchets non dangereux. Les cimentiers sont aujourd'hui les principaux utilisateurs de CSR en France, mais ne devraient pas absorber plus de 2 Mt/an de CSR à long terme.

En toute hypothèse, des travaux de recherche supplémentaires et notamment des expérimentations doivent être conduits pour valider la technologie, réduire les coûts des procédés et intégrer de nouveaux intrants, moins chers que ceux utilisés aujourd'hui.

⁵⁴ Source : ADEME (2018).

VISITE DU PILOTE GAYA DE PYROGAZÉIFICATION À SAINT-FONS

Le groupe de travail s'est rendu, le 29 mars 2019, sur le site du projet Gaya, pilote de pyrogazéification exploité par Engie à Saint-Fons.

Lancé en 2010 à l'initiative d'Engie et onze partenaires industriels, il s'agit d'un projet de recherche et développement visant à valider la technologie de pyrogazéification, avant le passage à l'échelle industrielle. Les installations sont d'ores-et-déjà prévues pour permettre l'industrialisation des processus.

Le groupe de travail a pu voir la technologie mise en service sur l'ensemble de la chaîne : introduction de la biomasse dans le gazéifieur afin de produire le syngas, épuration du syngas élimination des goudrons et composés inorganiques dans ce syngas (épuration), méthanation de ce gaz propre et, enfin, mise aux standards du gaz naturel de réseau.

La plateforme fonctionne aujourd'hui à partir de bois neuf. L'intégration de nouveaux intrants issus de matières lignocellulosiques est en train d'être testée, notamment pour évaluer la sensibilité de la qualité du gaz à de nouveaux mix d'intrants. L'objectif est à terme d'intégrer des ressources de type déchets.

La visite a été ponctuée par une visite des installations de l'IFPEN à Solaize, où ont été présentés les différents projets de recherche en cours relatifs à la pyrogazéification.



2. LE DÉVELOPPEMENT DU *POWER-TO-GAS* EST UNE HYPOTHÈSE DE PLUS LONG TERME

La technologie du *power-to-gas* est un procédé de conversion d'électricité en gaz de synthèse injectable dans les réseaux, que ce soit sous forme d'hydrogène (H₂) ou de méthane (CH₄). Il s'agit d'un gaz renouvelable lorsque l'électricité est d'origine renouvelable. Le procédé implique deux phases distinctes :

- la production d'hydrogène par électrolyse de l'eau ($2\text{H}_2\text{O} \rightarrow 2\text{H}_2 + \text{O}_2$) ;
- la conversion éventuelle de cet hydrogène en biométhane, par réaction de méthanation ($4\text{H}_2 + \text{CO}_2 \rightarrow \text{CH}_4 + 2\text{H}_2\text{O}$). Cette réaction chimique nécessite une source de CO₂.

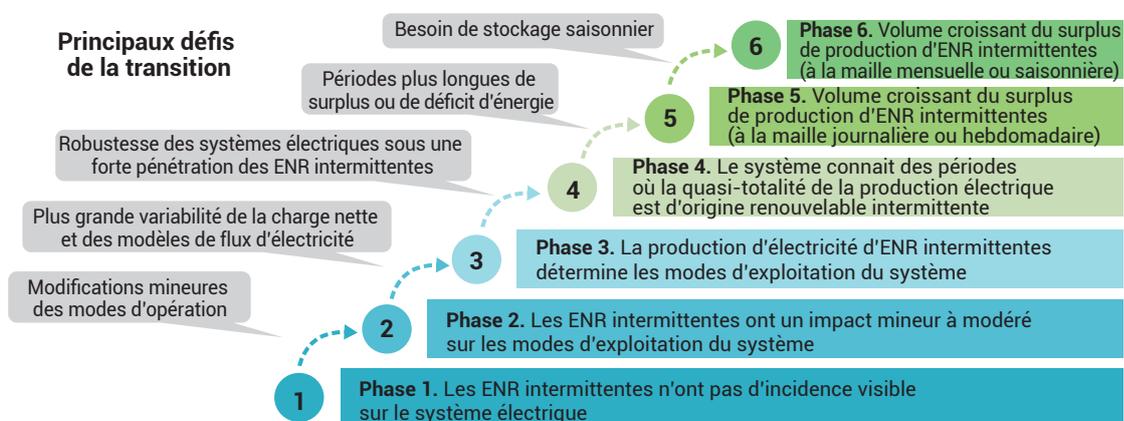
Ces deux phases sont entièrement séparées et la deuxième n'est qu'une option possible. L'hydrogène peut aussi être utilisé directement, sans être converti en méthane, notamment dans l'industrie chimique, le raffinage, éventuellement les transports. Il peut aussi être directement injecté dans les réseaux de gaz naturel, dans certaines limites réglementaires⁵⁵.

Il s'agit encore d'une technologie prospective : si l'électrolyse est d'ores-et-déjà en phase commerciale pour certaines technologies, l'injection dans les réseaux de gaz est émergente et le modèle d'affaires associé n'est pas encore mature en France. À moyen ou long terme, elle figure cependant dans la plupart de scénarios de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Dans la stratégie nationale bas carbone (SNBC), la production de 40 TWh est envisagée en 2050 (mais seule une faible part est y affectée à la fabrication de biométhane). Le constat est encore plus saillant dans les exercices prospectifs européens. Par exemple, dans le principal scénario de la Commission européenne, le gaz renouvelable sera pour un tiers issu de l'électricité. Le groupement de transporteurs européens de gaz *Gas for Climate* fait des estimations analogues⁵⁶.

2.1. Le principal intérêt de cette technologie est d'accompagner l'intégration des énergies renouvelables dans les systèmes énergétiques

La conversion en gaz permet de valoriser les excédents de production des énergies renouvelables électriques intermittentes et non pilotables. Dans le système électrique, l'éolien et le photovoltaïque sont promis à un développement rapide. Or, leur dépendance au vent et au soleil rend nécessaire de développer des outils de flexibilité de court et de long terme pour accompagner leur intégration dans le système électrique⁵⁷. Cette intégration se fait en plusieurs phases, au fil du développement des énergies renouvelables dans la production d'électricité :

Caractéristiques et défis dans les différentes phases d'intégration des renouvelables



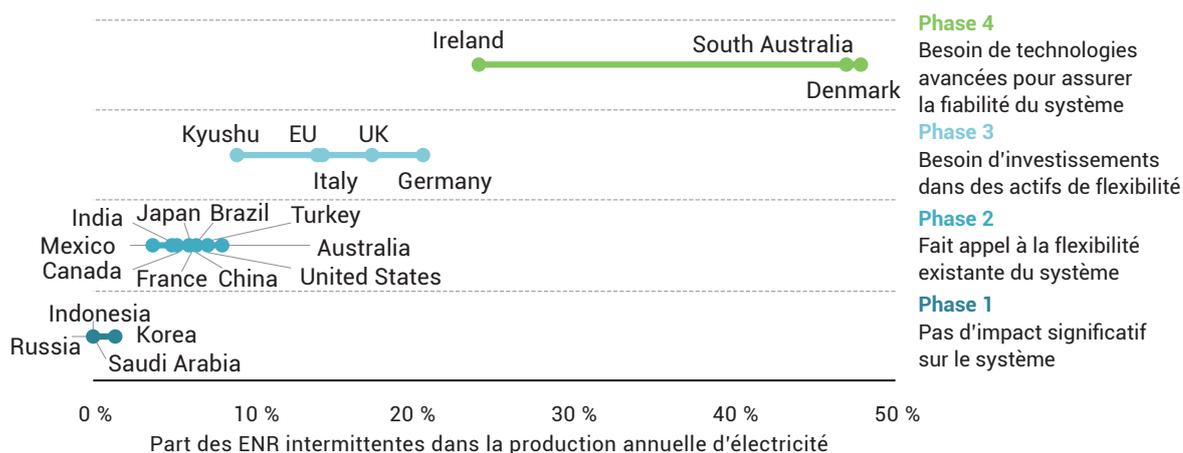
Source : WEO Outlook 2018

⁵⁵ Ce rapport ne traite que de la question du *power-to-gas*, et non de l'ensemble des modes de production d'hydrogène décarboné. Ces différentes technologies sont étudiées dans le cadre du comité stratégique de filière (projet « Dynamiser le déploiement des technologies matures et soutenir l'innovation des technologies d'avenir de production et de stockage d'hydrogène décarboné »).

⁵⁶ Source : *Gas for Climate*, « The Optimal role for gas in a net-zero emissions energy system » (2019).

⁵⁷ Cf. rapport du groupe de travail n°2 du Comité de prospective de la saison 1.

Part annuelle de renouvelables et phase d'intégration correspondante dans le monde



Source : WEO Outlook 2018

Dans ce contexte, le *power-to-gas* peut apparaître comme un complément technologique au développement des énergies de sources renouvelables intermittentes, aux côtés du *curtailment*, de la gestion de la demande, du stockage hydraulique et électrochimique et des interconnexions. Elle permet au système électrique de bénéficier de la flexibilité du réseau de gaz, dont les capacités de stockage sont considérables (environ 550 TWh au niveau européen, contre 1,5 TWh de capacité de stockage de l'électricité). En outre, la méthanation nécessitant du CO₂, elle peut être une voie de valorisation pour ce CO₂ pour les industries fortement émettrices. Le *power-to-gas* peut aussi, par exemple, accompagner le développement de la méthanisation en récupérant le CO₂ émis par le méthaniseur pour produire du méthane de synthèse à partir de l'hydrogène. Il contribue enfin à décarboner des usages aujourd'hui dépendants du gaz, comme le transport et l'industrie et plus généralement l'ensemble des usages raccordés au réseau.

2.2. Plusieurs projets pilotes sont conduits en Europe, avec une augmentation des puissances installées vers des projets industriels

Aujourd'hui, le *power-to-gas* n'est expérimenté en France que dans le cadre de petites unités, d'une puissance moyenne de 0,5 MW. C'est notamment le cas du projet Méthycentre, développé par Storengy à Céré-la-Ronde (Indre-et-Loire), où la méthanation exploite les émissions de CO₂ d'un méthaniseur. La production, par ce méthaniseur, de 55 % de biogaz et 45 % de CO₂, aboutit à la production de 90 % de méthane de synthèse et 10 % d'hydrogène. À Fos-sur-Mer (Bouches-du-Rhône), GRTgaz est en train de développer le projet Jupiter 1000, d'une puissance de 1 MW, qui produira du biométhane et de l'hydrogène, tous deux injectés dans le réseau de transport de gaz. L'électrolyseur sera mis en service à la fin de l'année. Le site permettra de nourrir les connaissances sur la technologie et ses modalités d'exploitation, y compris la formation du personnel, les exigences de sécurité, etc. Enfin, à Saint-Florentin, près d'Auxerre, le projet Hyaunais, piloté par Storengy, couple électrolyse, méthanation et méthanisation. Il propose de valoriser le CO₂ fatal présent sur le site d'enfouissement de déchets de Saint-Florentin en utilisant un processus de méthanation, dans la perspective d'une mise en service en 2021. L'hydrogène nécessaire à ce procédé sera produit à partir d'électricité éolienne, grâce à un électrolyseur d'1 MW capable d'atteindre une puissance de 2 MW, et le méthane de synthèse produit sera injecté dans le réseau.

Certains pays, particulièrement en pointe en matière de production d'énergies solaire et éolienne, ont déjà amorcé le passage à l'échelle industrielle. Aux États-Unis des projets de *power-to-gas* d'une puissance de 20 MW émergent. En Allemagne ou en Angleterre, des projets de *power-to-gas* d'une puissance de 100 MW émergent. De même, les Pays-Bas assument une volonté de développer le *power-to-gas*, pour compenser leur sortie de la consommation de gaz fossile consécutive à la décision d'arrêter les extractions de gaz naturel à Groningue d'ici 2030, à la suite de plusieurs séismes.

Carte des projets de power-to-gas en Europe (2018)



Source : IFRI 2018, *European Power to Gas Platform*

2.3. Le coût de cette technologie ne permet pas, à ce stade, d'envisager un essor de la filière

Les données existantes issues des démonstrateurs permettent aujourd'hui d'estimer le coût de production de méthane de synthèse par cette technologie entre 150 et 200 €/MWh. D'après l'ADEME, en prenant en compte les coûts d'approvisionnement et les coûts de transformation, ces coûts se situent dans une fourchette de 155 à 170 €/MWh en fonction des capacités déployées. Dans une hypothèse basse, en se basant sur des coûts d'approvisionnement en électricité réduits, la fourchette peut être estimée de 100 à 130 €/MWh.

Il existe certes un potentiel de réduction de ces coûts, anticipé par les acteurs du secteur, avec une cible entre 70 et 90 €/MWh. Selon le livre blanc de la plateforme européenne *Power To Gas*, ce sont les applications hydrogène dans le transport qui permettront à la filière de réduire ses coûts et dégager des modèles économiques pertinents. Les technologies d'électrolyse et de méthanation peuvent toutes les deux voir leurs procédés s'améliorer. La réduction des coûts viendra aussi du changement d'échelle : les données actuelles sont issues de projets de faible puissance installée (0,5 MW), alors que le développement de la filière passera par des unités d'une puissance de plusieurs centaines de MW. La rentabilité à long terme de cette technologie, comme d'ailleurs de tous les modes de production de gaz vert, dépendra de toute façon de la fixation du prix du carbone et des options retenues pour décarboner le mix énergétique français. À ce titre, le rapport PEPS4⁵⁸, indique que dès 110 € la tonne de CO₂ évitée, des électrolyseurs avec stockage de l'hydrogène décarboné peuvent être économiquement rentables.

Dans ces conditions, il est difficile d'anticiper la compétitivité de la filière à l'horizon 2035. Mais en combinant le potentiel de réduction des coûts de production et la prise en compte des externalités pour les gestionnaires de réseau et le système électrique, l'hypothèse du *power-to-gas* ne doit pas être écartée à plus long terme. Il est donc utile de poursuivre le développement de la recherche et des démonstrateurs.

L'enjeu de cette recherche est en particulier de définir le modèle d'affaires du *power-to-gas*. Toute la difficulté pour appréhender cette technologie est qu'elle apporte des contributions potentielles diverses au système énergétique. Au système électrique, elle apporte une possibilité de stockage, qui permet notamment de gérer les congestions du système électrique. Au système gazier, elle apporte la production d'un gaz renouvelable, car permet potentiellement de décarboner les usages aujourd'hui dépendants d'énergies fossiles (transports lourds).

⁵⁸ Source : ATEE, 2018 : « Étude PEPS4 sur le potentiel national du stockage d'électricité et du power-to-gas ».

Ces différents usages rendent difficile la définition d'un modèle économique pour un acteur unique, permettant aux entreprises de s'engager dans le développement de la filière, même en intégrant les externalités dans ce modèle. Mais ils justifient de conduire des études complémentaires et développer des prototypes au niveau européen. Les travaux de R&D doivent permettre de réduire les coûts des diverses étapes du procédé et préciser les *business models* les plus adaptés.

3. LA CCS PEUT TROUVER UNE PLACE DANS LE MODÈLE ÉNERGÉTIQUE FRANÇAIS

3.1. Technologie mature, la CCS peut trouver un modèle économique

L'objectif d'atteindre la neutralité carbone en 2050 ne pourra être atteint par les seules économies d'énergie et le développement des énergies renouvelables. Au niveau mondial, à tout le moins, l'Agence Internationale de l'Énergie estime que les économies d'énergie représenteront seulement un tiers de l'effort nécessaire de réduction des émissions mondiales de CO₂ d'ici 2050 et les énergies renouvelables 17 %⁵⁹.

Par conséquent, la réflexion sur le gaz vert est indissociable de la question du captage et du stockage géologique du CO₂ (CCS). Cette technologie permet d'annuler ou en tout cas de réduire les émissions de CO₂ liées à la consommation de gaz et constitue, à ce titre, un complément souhaitable du verdissement de la production de gaz. Elle consiste à séparer le CO₂ des autres gaz présents dans les fumées d'installations industrielles fortement émettrices de gaz à effet de serre (production d'électricité, d'acier ou de ciment) ; le CO₂ est ensuite comprimé puis transporté vers un site où il est injecté dans un réservoir d'hydrocarbure déplété ou un aquifère profond non potable, ce qui évite sa libération dans l'atmosphère. Une partie du CO₂ capté peut par ailleurs être valorisée, notamment dans l'industrie chimique, la récupération assistée du pétrole ou encore la production de biocarburant (CCUS).

Ce procédé est déjà mis en œuvre dans plusieurs pays. En 2019, on compte 18 installations en fonctionnement dans le monde, 5 en construction, le tout dans neuf pays. La plus ancienne fonctionne depuis 1996 en Norvège (Sleipner) et stocke environ 1 million de tonnes de CO₂ par an. En France, le pilote de Lacq-Rousse (Pyrénées-Atlantiques), exploité par Total de 2010 à 2013, a montré la faisabilité d'une chaîne intégrée de captage, transport et stockage de CO₂.

De fait, la CCS est une technologie mature. S'agissant du captage, la séparation du CO₂ contenu dans les gaz est une technologie utilisée depuis des décennies, par exemple dans le processus de liquéfaction du gaz. Le transport du CO₂ par gazoduc ne pose pas de difficulté technologique, de même que l'injection dans un réservoir. Les capacités de stockage disponibles sont nombreuses, notamment dans les aquifères salins profonds (au moins 1 000 mètres) impropres à la consommation, les gisements épuisés de pétrole ou de gaz, etc. L'Europe dispose à cet égard d'un atout essentiel : la mer du Nord, qui peut accueillir de nombreux projets *offshore* de CCS.

3.2. Les freins au développement de la CCS/CCUS sont son coût, ainsi que les difficultés d'acceptation locale des projets

Le coût est évalué à 60 € en moyenne par tonne de CO₂ évitée, dont les deux tiers pour le seul captage, avec des coûts de fonctionnement importants et énergivores. En matière d'application dans les industries de la sidérurgie et le ciment, l'AIE mentionne des fourchettes de coûts de captage compris entre 60 et 120 \$/tCO₂⁶⁰. D'après la plateforme technologique européenne *Zero Emission Platform*, le prix du captage est de 37 €/t évitée pour un procédé de post-combustion, qui pourrait être réduit à 29 € à l'horizon 2050, tandis que le prix du transport et du stockage est

⁵⁹ Source : WEO Outlook 2018.

⁶⁰ Source : AIE, « *Transforming Industry through CCUS* », 2019.

évalué à 20 €/t, puis 13 €/t à l'horizon 2050⁶¹. Les coûts de transports diminuent cependant à mesure que le territoire est maillé d'installations de CCS et de carbooducs, comme les États-Unis en font déjà l'expérience. En outre, il n'est pas impensable de décomposer la filière, en laissant une entreprise prendre la responsabilité du transport et du stockage du CO₂ émis par plusieurs installations. C'est la tendance actuelle, comme le montre le projet à l'étude dans le port de Rotterdam, et c'est un schéma possible pour la Basse Seine ou le nord de la France.

Ces coûts sont à comparer avec le prix de la tonne de CO₂ en Europe, qui n'est encore que de 21 €. Plus encore que les précédentes technologies étudiées, la question du modèle économique de la CCS dépend du prix du carbone : investir dans la CCS doit être économiquement plus intéressant qu'acheter des quotas d'émissions de CO₂. Le premier projet de CCS a d'ailleurs vu le jour en Norvège, premier pays à avoir institué une taxe carbone (1991). L'argument doit inciter à maintenir un calendrier ambitieux de montée en charge de la taxe carbone. Car au niveau global, les scénarios du GIEC permettant de limiter le réchauffement climatique à +1,5 °C reviennent toujours moins cher lorsqu'ils incluent un développement de la CCS.

Il reste enfin une difficulté d'acceptabilité sociale. Les projets de CCS sont décriés, souvent pour la toxicité qui leur est prêtée ou la crainte de fuites. Néanmoins, les sites existants, notamment Sleipner (Norvège) et Weyburn (Canada), ont eu un effet positif sur l'image de cette filière, notamment lorsque l'implantation s'accompagne d'une concertation locale nourrie. Surtout, l'avenir de la CCS en Europe est assurément l'*offshore*, notamment en mer du Nord, où les difficultés d'acceptabilité seront moindres.

3.3. Ainsi, à condition d'une augmentation du prix de la tonne de CO₂, avec un tarif suffisamment pérenne pour que les opérateurs s'y fient, la CCUS peut se développer

La France dispose d'excellentes capacités de recherche dans ce domaine (BRGM et IFPEN), de spécialistes de la liquéfaction et du stockage du gaz, de grands opérateurs d'hydrocarbures et de grandes entreprises de délégation de service public, qui pourraient assurer le transport et le stockage du CO₂. Même si la production d'électricité y est fortement décarbonée, la CCUS concerne principalement la sidérurgie, le raffinage ou la cimenterie, secteurs présents sur le territoire français. Elle peut enfin s'appuyer sur le cadre juridique existant : la directive 2009/31, transposée en droit national en octobre 2011, a fixé des normes de sécurité pour un stockage permanent et sûr, ainsi que des mesures exigeantes de prévention et de surveillance pendant l'exploitation du site.

⁶¹ Source : ZEP, « CCS for industry: Lowest-cost route to decarbonising Europe » (2015). L'étude de Naims H. (2016), « Economics of Carbon dioxide capture and utilization - a supply and demand perspective » (Environ Sci Pollut Res) évoque un prix du captage entre 34 et 46 €/t évitée sur une centrale au charbon, de 63 à 64 €/t évitée pour une centrale à gaz et de 68 €/t pour une cimenterie.



CONCLUSION

SCÉNARIOS DE DÉVELOPPEMENT DES FILIÈRES DU GAZ VERT

À l'issue de ce panorama des filières du gaz vert, il est possible de dégager des scénarios de développement du gaz vert en France d'ici 2035. Trois scénarios de développement ont été successivement dessinés par les pouvoirs publics, avec des objectifs et des calendriers différents :

- La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte du 17 août 2015 a fixé un objectif 10 % de gaz vert dans la consommation en 2030⁶².
- La programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) de 2016 a fixé l'objectif de 8 TWh en 2023 pour la biométhanisation.
- Le projet de PPE de 2019 a fixé l'objectif de 6 TWh en 2023, avec une cible de coût de 67 €/MWh, et de 14 à 22 TWh en 2028, pour 60 €/MWh.

Au terme des auditions et du travail mené par le groupe de travail, nous considérons réaliste un scénario de développement de l'injection de biométhane à hauteur de 10 % de la consommation de gaz en 2030, ce qui pourrait représenter 39 à 42 TWh.

Il s'agit certes d'une cible ambitieuse, qui conduirait la France à multiplier sa production annuelle par un facteur 30. Elle paraît néanmoins accessible, compte tenu de la dynamique engagée et du nombre de projets en cours de montage ou d'instruction. Ce scénario est crédible tant du point de vue de la compétitivité macroéconomique que de celui des ressources.

S'agissant du coût, sous réserve d'une standardisation des procédés industriels et d'une certaine massification de la filière, la cible de 60 €/MWh en 2030 est accessible. Elle ne pourra en revanche être atteinte que par une diminution progressive, qui ne doit pas conduire à définir des paliers intermédiaires de réduction des coûts trop ambitieux. À l'horizon 2030, l'écart avec l'achat de gaz naturel, estimé à 30 €/MWh, serait alors de 30 € par MWh. Il pourrait être compensé par la monétisation des externalités climatiques, économiques et agricoles.

Selon ces hypothèses, l'intégration des externalités dans le modèle de la méthanisation coûterait 1,2 Md€ par an⁶³. La question est alors de savoir qui, du contribuable ou du consommateur final de gaz, devra financer ce surcoût. Le choix actuel de tarifs d'achat contribue à faire reposer le coût sur le contribuable. L'exemple allemand en a montré les limites, notamment lors de la réforme du dispositif en 2014, qui a conduit à réviser à la baisse le soutien public, avec des impacts forts sur la filière. Afin de faire contribuer le consommateur de gaz, une option serait d'obliger les fournisseurs de gaz à acheter du gaz vert et à l'incorporer dans l'énergie fournie. Auparavant retenue pour les biocarburants en France, cette option est aussi le choix du gouvernement américain pour développer la filière de bioGNV. À raison d'une obligation d'achat de gaz vert de 10 %, le surcoût serait à terme de 3 €/MWh.

S'agissant des ressources, ce scénario de production mobiliserait des ressources agricoles en limitant les situations pour lesquelles elle peut être en conflit avec d'autres usages. En effet, le potentiel de ressources mobilisables est estimé pouvoir produire au moins 40 TWh de biométhane, répartis à moitié pour l'élevage et à moitié pour les résidus de cultures végétales, sans surcoût par rapport aux ressources utilisées aujourd'hui.

La trajectoire pour atteindre cet objectif en 2030 doit encore être précisée, notamment à travers la définition de paliers intermédiaires réalistes, tant en matière de volumes de production que de réduction de coûts. Cette trajectoire doit être établie par les pouvoirs publics, en lien avec les acteurs de la filière, notamment dans le cadre du Comité stratégique de filière.

Ces objectifs nationaux devront enfin être déclinés au niveau local. Cela nécessite une planification régionale, qui peut notamment s'inscrire dans le cadre des schémas régionaux

⁶² Article L. 100-4 du code de l'énergie.

⁶³ 40 TWh, soit 40 000 000 MWh, multipliés par 30 € (soit l'écart entre le coût de production de 60 € le MWh de biométhane et le coût anticipé de 30 € le MWh de gaz naturel).

d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires (SRADDET). C'est également au niveau local que doit être menée la concertation nécessaire à chaque projet et l'implication des riverains, par exemple par des modes de financement participatifs.

À plus long terme, la production de gaz vert pourrait continuer à croître à la faveur de l'essor des CIVE et de technologies nouvelles.

La méthanisation pourra profiter à plus long terme du développement des CIVE, qui s'ajouteraient au gisement actuel de ressources mobilisables. Dans l'hypothèse d'un développement de telles cultures et d'une amélioration des technologies, de nouveaux paliers pourraient être atteints par la filière à l'horizon 2050-2060. Ce scénario dépend toutefois des conséquences possibles du changement climatique sur la production de CIVE et de l'augmentation de la valeur du carbone, qui reste la principale variable susceptible de déterminer l'essor, ou non, du gaz renouvelable.

Le développement du gaz vert pourra trouver des relais de croissance au-delà de la seule méthanisation. La pyrogazéification est une technologie aujourd'hui insuffisamment mature pour qu'un développement à grande échelle puisse être anticipé, mais son potentiel est réel. Le développement de démonstrateurs, y compris au moyen d'appels d'offres, se justifie pour nourrir la recherche dans ce domaine et valider la technologie. Dans l'hypothèse d'une augmentation sensible de la valeur carbone, il sera possible de mobiliser la pyrogazéification, avec un modèle économique crédible, à partir de déchets de bois et des combustibles solides de récupération qui n'auraient pas été consommés par les cimenteries.

Enfin, la production de gaz vert par électrolyse de l'eau via l'électricité renouvelable et méthanation (*power-to-gas*) est une voie complémentaire, qui relève d'une toute autre logique économique. La maturité encore insuffisante de cette technologie ne permet pas aujourd'hui, d'envisager un potentiel de production compétitive de gaz vert par ce biais à l'horizon 2035. Mais ses multiples atouts pour l'ensemble du système énergétique justifient de ne pas écarter l'hypothèse de son développement à plus long terme. Cela implique de conduire des recherches complémentaires, y compris par le développement de projets pilotes européens, pour trouver un modèle économique au *power-to-gas* et permettre à cette technologie de devenir, à long terme, un nouveau levier de production de gaz vert.

En toute hypothèse, la crédibilité de ces scénarios devrait être confortée par des travaux supplémentaires, portant notamment sur :

- le coût à la tonne de CO₂ évitée et le seuil de la valeur du carbone à partir duquel les différentes technologies de gaz renouvelable seront rentables ;
- de nouvelles analyses du cycle de vie (ACV) de la méthanisation, enrichissant les données existantes sur la prise en compte des fuites et le devenir des digestats ;
- le potentiel de réduction des coûts de production pour chaque technologie ;
- l'évaluation du potentiel de ressources sur le territoire pour produire du biogaz dans des conditions respectueuses de l'environnement (CIVE, CSR, bois de récupération, etc.), en comparaison des valorisations alternatives ;
- l'évaluation des externalités du gaz vert et leur prise en compte par les politiques publiques (obligations d'achat, taxe carbone, subventions, etc.).

D'ores-et-déjà, les travaux du groupe de travail nous confortent dans **le caractère stratégique pour la France du verdissement du gaz**. Il serait pertinent d'en tirer les conclusions par **le lancement d'un plan d'actions** visant à :

- définir une trajectoire cohérente et soutenable de développement des volumes et de réduction des coûts de production dans le cadre du Comité stratégique de filière ;
- décliner au niveau régional ces objectifs nationaux de production de biogaz, y compris par l'intermédiaire des SRADDET ;
- mettre en œuvre un programme national de recherche interdisciplinaire, associant les organismes de recherche, les opérateurs et les parties prenantes ;
- permettre le développement d'unités de démonstration afin de baisser les coûts des technologies nouvelles, à travers un mécanisme de soutien par appels d'offres avec complément de rémunération.



Comité
de prospective
de la CRE

**ÉCLAIRER
L'AVENIR**