

N° 872

SÉNAT

SESSION EXTRAORDINAIRE DE 2020-2021

Enregistré à la Présidence du Sénat le 29 septembre 2021

RAPPORT D'INFORMATION

FAIT

*au nom de la mission d'information (1) sur « la **méthanisation** dans le **mix énergétique : enjeux et impacts** »,*

Par M. Daniel SALMON,

Sénateur

(1) Cette mission est composée de : M. Pierre Cuypers, *président* ; M. Daniel Salmon, *rapporteur* ; M. Cyril Pellevat, Mme Angèle Prévile, MM. Thierry Cozic, Patrick Chauvet, Bernard Buis, Gérard Lahellec, Jean-Pierre Corbisez, Mme Vanina Paoli-Gagin, *vice-présidents* ; Mmes Christine Lavarde, Denise Saint-Pé, *secrétaires* ; MM. Jean-Claude Anglars, Jean Bacci, Stéphane Demilly, Laurent Duplomb, Hervé Gillé, Daniel Gremillet, Jean-François Husson, Christian Klinger, Jean-Paul Prince, Olivier Rietmann, Jean-Claude Tissot.

SOMMAIRE

	<u>Pages</u>
INTRODUCTION	7
I. SI LA MÉTHANISATION EST UTILE À LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE, SON CADRE DE SOUTIEN EST AMBIGU, UN « MODÈLE FRANÇAIS » DE LA MÉTHANISATION PEINANT ENCORE À S’AFFIRMER	15
A. UNE UTILITÉ AVÉRÉE SUR LES PLANS DE LA SOUVERAINETÉ ET DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUES	15
1. <i>Le biogaz : décarboner et relocaliser</i>	15
2. <i>Des capacités de valorisation du biogaz en injection, en électricité ou en chaleur</i>	16
a) L’injection de biométhane dans les réseaux de gaz naturel	17
b) La production d’électricité à partir du biogaz	18
3. <i>La méthanisation : une technologie mature de production du biogaz</i>	19
4. <i>Des intrants essentiellement issus des exploitations agricoles et des industries agroalimentaires</i>	21
5. <i>Des usages variés</i>	25
6. <i>Des bénéfices économiques, sociaux et environnementaux</i>	28
7. <i>Des perspectives de développement réelles quoiqu’en débat</i>	32
B. UN CONTEXTE ÉCONOMIQUE DIFFICILE, CARACTÉRISÉ PAR UN PROFOND REMANIEMENT DES DISPOSITIFS DE SOUTIEN	34
1. <i>Des objectifs énergétiques et climatiques ambitieux, fixés par les législations nationale et européenne</i>	34
a) Les directives « EnR I » de 2009 et « EnR II » de 2018 : des objectifs de consommation et des critères de durabilité	34
b) Des lois « Grenelle I et II » de 2009-2010 à la loi « Climat et résilience » de 2021 : des objectifs de consommation et de production et un plafonnement du recours aux cultures dédiées	36
c) Les SRADDET : des objectifs dont le cumul atteint 60 TWh d’ici à 2030	39
2. <i>Les dispositifs de soutien budgétaires : un cadre ancien, mais en profonde restructuration</i>	39
a) L’obligation d’achat et le complément de rémunération	39
(1) Le soutien au biogaz injecté dans les réseaux de gaz naturel	39
(2) Le soutien à l’électricité produite dans les installations de biométhane	42
(3) Le soutien au biogaz non injecté destiné à la mobilité	44
(4) L’intégration du critère du bilan carbone dans les dispositifs de soutien au biogaz attribué par appel d’offres	44
(5) Un nouveau dispositif d’appel d’offres pour les producteurs de biogaz innovants : le contrat d’expérimentation	45
b) Les modalités d’accès et d’utilisation des réseaux de gaz naturel	45
(1) Le droit à l’injection dans les réseaux de gaz naturel	45
(2) Le taux de réfaction sur les tarifs d’utilisation des réseaux de distribution ou de transport de gaz naturel	46
(3) Des dérogations pour l’accès ou l’utilisation des réseaux ou installations de gaz naturel : le bac à sable réglementaire	47
c) Les aides à l’investissement : des collectivités territoriales à l’Union européenne	48
(1) Les appels à projets (AAP) ou à manifestation d’intérêt (AMI) de l’Ademe et de l’ANR	48
(2) Les prêts sans garantie de Bpifrance	50
(3) Les aides des conseils régionaux	50

(4) L'intervention des FEADER et FEDER.....	51
3. Les dispositifs de soutien extrabudgétaires : un nouveau mode de financement encore récent	51
a) Les « garanties d'origine » : un mécanisme réformé par la loi « Énergie-Climat » de 2019.....	51
b) Les « certificats de production de biogaz » : un mécanisme institué par la loi « Climat et résilience » de 2021	52
4. Les dispositifs de soutien fiscaux : des incitations réformées par la LFI pour 2021	53
5. Au total : quels résultats et quelles perspectives ?	53
a) Un cadre de soutien lacunaire et fluctuant	53
b) Des coûts de production élevés	55
c) Un effort de diversification du cadre de soutien	57
C. UN MODÈLE FRANÇAIS RESTANT ENCORE LARGEMENT À DÉFINIR.....	59
1. Quelles spécificités ? Un modèle français de méthanisation accordant une attention poussée aux impacts des installations.....	59
a) La place de la France dans la méthanisation européenne.....	59
b) Les spécificités de la France dans la méthanisation	61
2. Quelles évolutions ? Un modèle français de méthanisation travaillé par un risque d'homogénéisation des installations	64
a) Des perspectives de développement importantes	64
b) Un risque d'homogénéisation des modèles économiques	65
II. SOURCE D'EXTERNALITÉS POSITIVES COMME NÉGATIVES, LA MÉTHANISATION EST L'OBJET DE DÉBATS CROISSANTS QUANT À SES RISQUES.....	68
A. UN DÉVELOPPEMENT DE LA MÉTHANISATION JUSTIFIÉ PAR DE NOMBREUSES EXTERNALITÉS POSITIVES.....	68
1. La méthanisation : un outil essentiel pour le verdissement et la souveraineté de notre système énergétique	68
2. Les « boucles de la méthanisation », au service de l'économie circulaire	71
a) La boucle du carbone.....	71
b) La boucle de l'azote.....	71
c) Les boucles territoriales courtes.....	71
3. La méthanisation comme soutien à la transition vers l'agro-écologie.....	72
a) Les externalités positives du digestat.....	72
b) Les externalités positives des CIVE.....	73
c) Un soutien aux cultures protéiniques par la production de chaleur à la ferme ...	74
4. Un soutien à l'économie rurale et à l'aménagement du territoire	75
B. LA MÉTHANISATION SOURCE DE DÉBATS, EN RAISON DE RISQUES ENVIRONNEMENTAUX ET AGRICOLES.....	77
1. Cartographie des risques environnementaux associés à la méthanisation	77
a) Le bilan carbone de la méthanisation.....	77
b) Des risques industriels spécifiques	80
c) Des impacts du digestat sur les eaux et les sols ?	90
2. Cartographie des risques agricoles associés au développement de la méthanisation.....	93
a) La méthanisation accapare-t-elle de la surface agricole utile ?.....	93
b) La méthanisation conduit-elle à un changement des pratiques culturales par un développement des cultures intermédiaires à vocation énergétique (CIVE) ?	96
c) Quel est l'impact agronomique du digestat ?	97
d) Des risques d'ordre économique pour les agriculteurs ?.....	99

C. UNE ACCEPTABILITÉ CONTRARIÉE.....	99
1. Des contestations et des oppositions, une méconnaissance générale de la méthanisation.....	99
2. Les facteurs clés susceptibles d'affecter l'acceptabilité des projets dans les territoires	102
III. POUR UN « MODÈLE FRANÇAIS » DE LA MÉTHANISATION	106
A. CLARIFIER LES POLITIQUES PUBLIQUES	106
1. Veiller à l'équilibre du mix énergétique	106
2. Clarifier le cadre stratégique	110
3. Rénover le cadre de soutien	114
B. STRUCTURER LA FILIÈRE POUR AMÉLIORER LES PRATIQUES.....	125
1. Renforcer la gouvernance.....	125
2. Diversifier les sources.....	130
3. Diversifier les usages	134
C. TERRITORIALISER LES PROJETS	135
1. Impliquer les collectivités territoriales.....	135
2. Mobiliser l'État territorial	141
3. Renforcer la qualité des projets.....	145
D. AMÉLIORER LES PRATIQUES POUR RENFORCER LEURS EXTERNALITÉS POSITIVES.....	147
1. Exploiter les substrats non agricoles	147
2. Évaluer les impacts	148
3. Encourager les projets à haute valeur environnementale.....	150
E. PRÉVENIR LES RISQUES ET RENFORCER LA CONNAISSANCE DE LA MÉTHANISATION PAR LE GRAND PUBLIC.....	153
1. Élaborer un cadre « risques » approprié et accompagner le secteur dans le développement d'une culture de la prévention des risques.....	153
2. Renforcer les outils de concertation, tant à l'échelle des unités de méthanisation qu'à l'échelle des territoires	157
3. Développer une information pour une meilleure compréhension de la méthanisation	158
CONCLUSION	159
TRAVAUX EN COMMISSION	163
• Réunion constitutive – mercredi 3 mars 2021	163
• Examen du rapport de la mission d'information	172

ANNEXES	173
CONTRIBUTION DE GROUPES POLITIQUES	193
• Contribution du groupe Écologiste – Solidarité et Territoires	193
• Contribution de Jean-Claude Tissot, Thierry Cozic, Hervé Gillé et Angèle Préville Au nom du groupe Socialiste, Écologiste et Républicain.....	197
LISTE DES PERSONNES ENTENDUES	199
LISTE DE CONTRIBUTIONS	205
LISTE DES PRINCIPAUX SIGLES ET ACRONYMES UTILISÉS DANS LE RAPPORT	207

INTRODUCTION

Anticipée dès le début des années 1970 par une partie de la communauté scientifique, de la société civile et du monde associatif, ainsi que par certains responsables politiques visionnaires, la dégradation aiguë et rapide de l'environnement sur notre planète a fini par s'imposer, quoique tardivement, comme une priorité absolue de l'agenda national et international. Ce constat général inquiétant s'inscrit désormais au cœur du débat public, en France comme ailleurs.

La crise environnementale planétaire que nous traversons recouvre, il est vrai, de multiples manifestations, dont certaines revêtent à elles seules une dimension existentielle au regard des risques encourus par l'espèce humaine, à l'instar du réchauffement climatique. Le dernier rapport, publié le 9 août 2021, par les scientifiques du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC), nous en fournit une nouvelle et édifiante démonstration. Comme le souligne ce document, le processus de changement climatique, dont les conséquences multiples et dramatiques commencent déjà à se manifester (élévation du niveau de la mer, inondations, stress hydrique, risques pandémiques, territoires devenus inhabitables et entraînant des déplacements de population, dégradation des systèmes économiques et agricoles...), tend à s'accélérer et à s'aggraver sur tous les continents et tous les océans, au point qu'à « *moins de réductions immédiates, rapides et massives des émissions de gaz à effet de serre, la limitation du réchauffement aux alentours de 1,5 °C, ou même à 2 °C, sera hors de portée* ».

D'ores et déjà, les températures mesurées au cours de la période 2000-2020 ont augmenté d'environ 1,1 °C par rapport à la période 1850-1900. D'ici la fin du XXI^e siècle, les scénarios en fonction des émissions de gaz à effet de serre du GIEC avancent le risque d'une augmentation supplémentaire de 1,4 à 4,4 °C à l'horizon 2080-2100. En définitive, pour reprendre les termes employés par le Secrétaire général de l'Organisation des Nations Unies, M. António Guterres, l'actualisation des travaux du GIEC fait figure « *d'alerte rouge pour l'humanité* », avant que ne s'ouvre la vingt-sixième session de la Conférence des Parties (COP 26) à la Convention-cadre des Nations Unies sur le changement climatique, en novembre 2021 à Glasgow.

Dans ce contexte, il y a urgence à agir avant qu'il ne soit trop tard. Il nous faut penser et organiser la transition de nos modèles économiques et en particulier énergétiques afin de satisfaire, dans les meilleurs délais, l'objectif d'un développement durable et soutenable. Cette démarche globale, visant la neutralité carbone à l'horizon 2050, suppose une revue générale des politiques publiques, que l'Union européenne a désignée, pour sa part, sous l'appellation de « *Green Deal* » ou « *Pacte vert* ». Elle trouve son pendant au niveau national, avec plusieurs textes législatifs majeurs et des

évolutions réglementaires importantes, qui se sont succédé depuis le Grenelle de l'environnement en 2007/2009. S'y ajoutent l'incorporation des progrès scientifiques, ainsi que les initiatives des acteurs privés, qui, au total, permettent d'entretenir une dynamique générale.

Certes, la force d'inertie de nos structures économiques conduit à certains égards à mesurer l'impact de ces changements sur une échelle de temps long, de plusieurs décennies. Cela vaut, en particulier, pour nos systèmes de consommation énergétique. Les dynamiques à l'œuvre sont pourtant indéniables, avec la diminution des énergies fossiles, la limitation du recours au nucléaire et le développement des énergies renouvelables. Ces dernières représentent aujourd'hui (en 2019) 11,7 % de la consommation d'énergie primaire et 17,2 % de la consommation finale brute d'énergie en France. Très diverses, les énergies renouvelables regroupent une dizaine de filières, notamment l'hydraulique, l'éolien, la biomasse et le solaire photovoltaïque.

Le caractère vertueux des énergies renouvelables conduit logiquement à vouloir promouvoir leur développement. Pour autant, dans ce domaine aussi, nous ne pouvons faire l'économie d'un débat public approfondi, car certains sujets font l'objet d'échanges vifs et passionnés. Tel est le cas de la méthanisation, c'est-à-dire du procédé chimique consistant à produire du méthane (CH_4) et reposant sur le phénomène biologique de fermentation des matières organiques, qu'il s'agisse de résidus ou de ressources agricoles, de déchets alimentaires de fruits et légumes, d'ordures ménagères, ou encore de déchets industriels. Cette dégradation naturelle peut être mise en œuvre *via* des installations spécifiques, les sites de méthanisation, de façon à produire deux composants : le biogaz et le digestat. Une fois purifié, le biogaz permet d'obtenir du biométhane, présentant les mêmes caractéristiques que le gaz fossile en termes de stockage et d'acheminement, tandis que le digestat peut être utilisé comme fertilisant.

Or le développement récent de la méthanisation en France suscite désormais des interrogations, voire des oppositions, dans de nombreux territoires. Filière prometteuse porteuse d'espairs, elle provoque également des inquiétudes, au point d'amener un syndicat agricole - la Confédération paysanne - à demander aux pouvoirs publics un moratoire, destiné à réaliser un premier bilan de même qu'une analyse de cycle de vie (ACV) complète, prenant en compte l'ensemble des impacts environnementaux. Si l'on ne peut parler de défiance généralisée vis-à-vis de la méthanisation - qui demeure en réalité peu connue de nos concitoyens - des contestations et des oppositions locales se font jour, faisant craindre l'émergence d'une crise de confiance plus large.

De fait, la situation actuelle apparaît pour le moins complexe et ambiguë.

D'un côté, la méthanisation est considérée par ses promoteurs comme une opportunité en termes de transition écologique, en raison, tout à la fois, de la réduction attendue des émissions de gaz à effet de serre issus de la substitution de gaz renouvelable au gaz naturel fossile, de la diminution de notre dépendance à des importations de gaz et de la création attendue d'activité et d'emplois dans les territoires.

De l'autre, les sceptiques, les critiques ou les opposants de la méthanisation s'inquiètent, tout à la fois, des risques d'accident au cours des phases d'exploitation et de maintenance, de l'impact environnemental et agronomique des digestats, du renchérissement du coût foncier, des perspectives de concurrence entre cultures alimentaire et énergétique, que d'un risque de changement d'affectation des sols venant fragiliser nos filières et nos exploitations agricoles. Il s'agit, à chaque fois, de facteurs de dégradation du bilan environnemental de la méthanisation. Et certains s'interrogent sur le gain réel en termes d'émissions de gaz à effet de serre.

Dans un débat public de plus en plus souvent dominé par des échanges d'arguments tranchés, la position des pouvoirs publics est devenue inconfortable, dans la mesure où les objectifs assignés à la méthanisation dans la transition énergétique, il y a quelques années seulement, sont ambitieux.

Ainsi, la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (dite « Transition énergétique ») avait prévu que 10 % du gaz soit d'origine renouvelable en 2030 ce qui représenterait 12 millions de tonnes de CO₂ par an évitées (3 % de nos émissions), grâce à une importante augmentation de la production de biogaz. Cette proportion a été portée à « au moins » 10 % par la loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat (« Énergie-Climat »). Plus récemment, la dernière révision de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) – applicable sur la période 2019-2023 et 2024-2028 - a fixé des objectifs de production de biogaz à hauteur de 14 TWh par an en 2023 (dont 6 TWh par an injectés dans les réseaux), et entre 24 et 32 TWh par an en 2028 (dont 14 à 22 TWh par an injectés dans les réseaux).

La montée récente des inquiétudes suscitées par l'essor de la méthanisation dans nos territoires est-elle de nature à remettre en cause l'intérêt de cette énergie renouvelable, initialement exclusivement perçue comme « verte » et prometteuse ? Quels sont les effets de son développement constaté au cours des dernières années, en particulier sur l'évolution des sols, sur la rotation des cultures ou sur l'évolution des pratiques agricoles ? Comment améliorer la prévention des risques environnementaux ? Quel impact pour le bien-être animal ? Que penser de la valeur agronomique et économique du digestat ? Comment s'assurer que les externalités positives de la méthanisation surpassent ses externalités négatives, réelles ou présumées ? Quel bilan peut-on tirer de notre politique de soutien à la méthanisation ? Est-elle vertueuse sur le plan environnemental, compétitive

sur le plan économique, efficace en matière de finances publiques ? La France est-elle en avance ou en retrait par rapport à d'autres pays européens ? Peut-elle faire figure de modèle ? Quelles solutions seraient susceptibles de rassurer les riverains ? Comment la Représentation nationale peut-elle utilement éclairer le débat public ? Telles sont les nombreuses questions et donc les raisons qui ont conduit les sénateurs du groupe Écologiste - Solidarité et Territoires, à prendre l'initiative, dans le cadre du droit de tirage reconnu à chaque groupe politique par le Règlement du Sénat, de demander la création d'une mission d'information sur ce sujet.

L'intitulé choisi, à savoir « la méthanisation dans le mix énergétique : enjeux et impacts », traduit le souhait des parlementaires de privilégier une très large approche. En effet, si l'essentiel du potentiel de développement dans ce domaine est issu de l'agriculture, la problématique de la méthanisation s'inscrit au croisement de la politique énergétique, de la politique des déchets, de la problématique environnementale et de la politique agricole. Notre réflexion n'a pas manqué de prendre aussi en compte une dimension européenne et internationale, dans la mesure où la méthanisation permet de réduire nos importations de gaz, en favorisant notre production domestique. Nous ne pouvons mésestimer, d'une façon générale, notre forte dépendance énergétique, qui conduit à chercher à consolider notre souveraineté dans ce domaine. Pour autant, les éléments d'appréciation ne sont pas univoques, car l'exemple allemand montre que des méthaniseurs ont pu être fortement alimentés par des cultures dédiées, y compris avec des produits importés, ce qui renforce assurément les conflits d'usage et dégrade de surcroît le bilan carbone, en analyse de cycle de vie, de ce mode de production.

Pour appréhender un sujet aussi vaste, nous avons réalisé un large programme d'une trentaine d'auditions, aussi bien en format de réunion plénière que de visioconférence avec le rapporteur, complété par trois déplacements en Ile-et-Vilaine, en Seine-et-Marne et en Meurthe-et-Moselle, ainsi que par de nombreux contacts avec des acteurs de terrain. Au total, nous avons pu échanger avec une centaine d'interlocuteurs, venus de tous les horizons : des scientifiques, des responsables associatifs, politiques, des exploitants méthaniseurs, des syndicalistes agricoles, les chambres d'agriculture, des industriels, des élus locaux, des porteurs de projet, le préfet du Finistère, le secrétaire général de la préfecture de Loire-Atlantique, les services de la sous-préfecture du Lot, ainsi que diverses administrations publiques. Dans ce très large panel, nous avons naturellement veillé à entendre aussi bien les partisans de la méthanisation que ses opposants et les tenants d'un développement raisonné. Enfin, nous avons auditionné conjointement, le 12 mai 2021, Mme Barbara Pompili, ministre de la transition écologique, et M. Julien Denormandie, ministre de l'agriculture et de l'alimentation.

Nous avons rapidement constaté que la grande diversité des situations observées dans nos territoires conduit à envisager la méthanisation sous l'angle de la diversité : il n'y a pas « une », mais « des » méthanisations. À titre d'illustration, la problématique n'est pas la même dans la région Bretagne, caractérisée par la très forte présence de l'élevage et un habitat diffus, qu'à Chaumes-en-Brie, en Seine-et-Marne, où la mission a pu visiter l'une des premières exploitations familiales ayant fait le choix de construire un méthaniseur, sur un territoire à faible densité de population. Au surplus, les tailles des installations sont très différentes selon les territoires, de même que les intrants et les technologies utilisées. Le choix du mode de valorisation énergétique dépend du contexte de production du biogaz, des conditions d'exploitation et des substrats traités. Et la filière biogaz au sens large comprend trois sous-filières, segmentées selon l'origine et le traitement des déchets : la méthanisation de déchets non dangereux ou de matières végétales brutes, la méthanisation de boues de stations d'épuration des eaux usées (STEP) et le biogaz des installations de stockage de déchets non dangereux (ISDND).

D'une façon générale, en France, les installations de méthanisation constituent une source potentielle d'externalités positives pour les territoires et notamment les agriculteurs, mais aussi une source potentielle d'externalités négatives à appréhender. Lors de nos auditions et de nos déplacements sur le terrain, nous avons constaté qu'il existe de nombreux cas où le fonctionnement des méthaniseurs se passe bien, grâce notamment à l'implication, à la transparence et au souci de pédagogie des porteurs de projet et des acteurs locaux, vis-à-vis des riverains. Jusqu'à présent, la grande majorité des installations en service sont de taille petite ou moyenne, ce qui limite les inquiétudes et les problèmes rencontrés. Fort heureusement, rares sont les projets de très grande taille, mais ils existent bel et bien, comme nous l'avons constaté dans le Lot, avec une forte conflictualité à la clé. Parmi les projets de méthanisation « XXL » à l'étude, celui de Corcoué-sur-Logne, en Loire-Atlantique, mérite à lui seul une mention particulière pour son caractère démesuré : nous retenons de nos échanges avec le maire de la commune, M. Claude Naud, qu'il s'agirait, si toutefois cette installation à l'étude venait un jour à entrer en production, d'un véritable cas d'école de ce qu'il ne faut pas faire.

Le rapport s'attache à tirer les enseignements de ces constats divers et contrastés. Il consacre une large place aux questions de sécurité, de protection de l'environnement et de prévention des incidents, à la lumière notamment de l'accident survenu à Châteaulin, en août 2020, qui a conduit à priver d'eau potable 180 000 personnes, le temps de circonscrire le sinistre.

La mission sénatoriale d'information s'est également tout particulièrement intéressée aux questions des besoins énergétiques à couvrir de même qu'à :

- la contribution du biogaz à la transition et à la souveraineté énergétiques ;
- la quantification et la qualification des gisements locaux de matières premières pour la méthanisation ;
- la structuration d'une filière et d'un modèle français de la méthanisation ;
- la nécessité de trouver un juste équilibre en matière de contraintes réglementaires.

Il s'agit donc d'inscrire cette filière dans une trajectoire réfléchie et durable sur le long terme. Il nous faut également favoriser une production de gaz bénéfique pour assurer la transition énergétique. L'amélioration de l'acceptabilité sociale et des problématiques environnementales représentent deux autres volets décisifs du défi que nous devons relever collectivement. Il s'agit de désamorcer une crise naissante à l'égard de la méthanisation dans nos territoires et de répondre aux réelles inquiétudes et questionnements qui peuvent voir le jour face à l'implantation de nouvelles unités.

En dernière analyse, la question qui nous est posée consiste à savoir comment définir et défendre un modèle français de méthanisation. Les deux premières parties de ce rapport, à vocation descriptive, fournissent des éléments de constat. La troisième partie rassemble ensuite nos propositions et nos recommandations, telles qu'elles résultent de nos votes et délibérations lors de la réunion de conclusion de nos travaux du 29 septembre 2021.

Le présent rapport constitue l'aboutissement d'un travail collectif de fond mené avec une approche constructive par les 23 membres de la mission d'information, issus de tous les groupes politiques du Sénat. Conformément aux règles de notre Assemblée, il m'est revenu l'honneur, en qualité de membre du groupe à l'origine de cette initiative, d'exercer la fonction de rapporteur, tandis que notre collègue Pierre Cuypers, membre de la majorité sénatoriale, était choisi pour celle de président. Depuis notre réunion constitutive, le 3 mars 2021, nous avons, l'un et l'autre, travaillé en parfaite intelligence, dans le respect de nos sensibilités politiques respectives, de nos points d'accord et de désaccord, tout en ayant à cœur de remplir nos rôles institutionnels respectifs.

Enfin, à l'attention des lecteurs de ce rapport qui ne seraient pas totalement familiarisés avec les usages parlementaires, qu'il me soit permis d'indiquer que ce document, ainsi que les propositions et recommandations qu'il comprend, s'inscrit au-delà des seules convictions personnelles de son rapporteur. Naturellement, les développements qui suivent reflètent les

convictions environnementales et écologistes qui m'animent. Toutefois, ce rapport traduit également les équilibres politiques du Sénat, puisque son adoption a été conditionnée *in fine* à un vote des 23 membres de la mission d'information. Je me suis donc attaché à rapporter pour l'ensemble des membres de la mission d'information, conformément au rôle institutionnel qui m'a été confié.

Notre travail procède d'un diagnostic et de constats largement partagés, tandis qu'une majeure partie de nos conclusions sont apparues consensuelles. En dernière analyse, naturellement, chacun de nous est libre de considérer que telle ou telle recommandation mériterait d'être poussée plus ou moins loin, le cas échéant sous une forme réglementaire plutôt qu'une simple recommandation, un peu à la manière d'un curseur que l'on avancerait davantage. Mais chacun des 23 membres de la mission a contribué à mener à bien un travail sérieux, dépassionné, aboutissant à un vaste ensemble de propositions communes. Au final, j'ai la conviction que nous sommes largement parvenus ensemble à relever ce défi et à faire œuvre utile.

Principales propositions et recommandations de la mission sénatoriale d'information sur la méthanisation				
Axe 1 Clarifier les politiques publiques	Axe 2 Structurer la filière pour améliorer les pratiques	Axe 3 Territorialiser les projets	Axe 4 Améliorer les pratiques pour renforcer leurs externalités positives	Axe 5 Prévenir les risques
• <u>Veiller à l'équilibre du mix énergétique :</u> - Éviter un scénario « tout biogaz à l'allemande » en privilégiant un effort soutenu, mais équilibré et progressif du biogaz, avec un point d'étape à mi-parcours de la PPE en 2023. • <u>Clarifier le cadre stratégique :</u> - Donner une traduction réglementaire, notamment dans la PPE, cohérente avec les objectifs et les dispositifs prévus par le législateur ; - Préparer la « loi quinquennale » sur l'énergie de 2023, en prévoyant la réévaluation de l'objectif de 10 % de gaz renouvelable d'ici à 2030 et en y intégrant les technologies complémentaires à la méthanisation. • <u>Rénover le cadre de soutien :</u> - Consolider l'obligation d'achat et le complément de rémunération, attribués en guichets ouverts ou par appels d'offres ; - Maintenir un plein soutien à la valorisation du biogaz par cogénération, en particulier dans le cadre des « tarifs d'achat » ; - Maintenir un soutien spécifique à l'injection du biométhane issu des boues d'épuration (STEP) ; - Intégrer le biogaz au plan de relance, dès le projet de loi de finances pour 2022.	• <u>Renforcer la gouvernance :</u> - Consolider la « démarche qualité » de la filière, notamment par la diffusion du label « Qualimétha » et l'institution d'un label « Exploitation » ; - Mobiliser la planification énergétique et climatique – stratégie nationale de mobilisation de la biomasse (SNMB), programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), stratégie nationale bas-carbone (SNBC) – en associant la filière du biogaz à son élaboration pour une prise en compte de tous les enjeux dans l'utilisation de la biomasse. • <u>Diversifier les sources :</u> - Développer la pyrogazéification, la gazéification hydrothermale et le power-to-gas en complément de la méthanisation. • <u>Diversifier les usages :</u> - Utiliser le biogaz (bioGNV) pour la décarbonation des transports lourds de marchandises.	• <u>Mobiliser les collectivités territoriales :</u> - Renforcer l'information préalable des élus locaux sur les projets de méthanisation, en appliquant les outils prévus pour les projets d'énergies renouvelables électriques ; - Structurer la gouvernance locale de la filière biogaz autour des comités régionaux de pilotage du schéma régional de biomasse (SRB), des schémas régionaux d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires (SRADDET) et des schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie (SCRAE). • <u>Mobiliser l'État territorial :</u> - Instituer un « guichet unique » pour les porteurs de projets de méthanisation. • <u>Renforcer la qualité des projets :</u> - Constituer une base de données pour l'ensemble des installations de production de biogaz, sous l'égide de l'Ademe.	• <u>Exploiter les substrats non agricoles</u> • <u>Poursuivre l'acquisition de connaissances sur les impacts de la méthanisation :</u> - Poursuivre l'acquisition des connaissances sur l'impact agronomique de l'épandage du digestat ; - Développer un outil d'observation associant les SAFER qui permettrait de mesurer les effets induits par la massification potentielle de la méthanisation agricole sur les prix du foncier. • <u>Évaluer les impacts environnementaux :</u> - Conserver le plafond de 15 % sur les cultures dédiées et contrôler son application ; - Publier le rapport prévu par la loi « Énergie Climat » sur les externalités positives de la méthanisation et l'étendre aux externalités négatives ; - Définir plus précisément les CIVE, tant dans la nature des cultures que dans leur ordre de succession dans la rotation culturale.	• <u>Élaborer un cadre « risques » approprié et accompagner le secteur dans le développement d'une culture de la prévention du risque :</u> - Évaluer la simplification du régime ICPE ; - Évaluer l'impact économique du nouveau régime ICPE et en tirer les conclusions en termes de compensation dans le cadre d'un maintien des objectifs ; - Développer une culture de la prévention des risques parmi l'ensemble des acteurs de la méthanisation en renforçant les offres de formation continue. Familiariser les étudiants aux enjeux de la méthanisation dès la formation initiale au sein des établissements d'enseignement agricole. • <u>Renforcer les outils de concertation, tant à l'échelle des unités de méthanisation qu'à l'échelle des territoires :</u> - Généraliser la communication en amont des projets, y compris pour les installations simplement soumises à déclaration. • <u>Développer une information pour une meilleure compréhension de la méthanisation :</u> - Développer une information nationale « grand public » afin de diffuser une connaissance générale minimale de la méthanisation.

I. SI LA MÉTHANISATION EST UTILE À LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE, SON CADRE DE SOUTIEN EST AMBIGU, UN « MODÈLE FRANÇAIS » DE LA MÉTHANISATION PEINANT ENCORE À S’AFFIRMER

A. UNE UTILITÉ AVÉRÉE SUR LES PLANS DE LA SOUVERAINETÉ ET DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUES

1. Le biogaz : décarboner et relocaliser

La consommation de gaz naturel représente en France 499 térawattheures (TWh). Si ce niveau a augmenté de moins de 300 à plus de 500 TWh des années 1990 aux années 2000, il est demeuré stable depuis lors, le faible prix du gaz ayant conduit au développement des chaudières à gaz au milieu des années 1990¹. Les principaux usages du gaz naturel sont liés à la consommation des secteurs résidentiel (29 %), industriel (25 %) et tertiaire (20 %), mais aussi à la production d’électricité et de chaleur (19 %)².

Cette consommation de gaz naturel bénéficie d’abord aux producteurs étrangers. En effet, la production nationale de gaz naturel a diminué de plus de 80 TWh à moins de 1,5 TWh des années 1980 aux années 2010, le gisement de gaz naturel de Lacq ayant cessé d’être exploité³ et celui de gaz de mines des Hauts-de-France étant marginal⁴. La France est donc tributaire de pays d’importation : en l’espèce, la Norvège (36 %), la Russie (20 %), les Pays-Bas (8 %), le Nigéria (8 %), l’Algérie (7 %) et le Qatar (4 %)^{5,6}.

Dans ce contexte, le biogaz, c’est-à-dire la production de gaz à partir de la fermentation de matières organiques (végétales ou animales), est apparu comme une source d’énergie particulièrement intéressante pour, d’une part, décarboner la consommation de gaz et, d’autre part, relocaliser sa production en France : c’est donc un atout indéniable pour notre transition et notre souveraineté énergétiques.

La production de biogaz a connu en France une croissance exponentielle, passant ainsi d’environ 1 TWh à près de 7 TWh entre 2007 et 2019. Ses principaux usages sont la production de chaleur (46 %) et d’électricité (38 %), mais aussi l’injection dans les réseaux de gaz naturel

¹ Institut national de la statistique et des études économiques (INSEE), Les dépenses des Français en électricité depuis 1960, avril 2019, n° 1746, p. 2.

² Ministère de la transition écologique (MTE), Chiffres clés de l’énergie, édition 2020, p. 55.

³ En 2013.

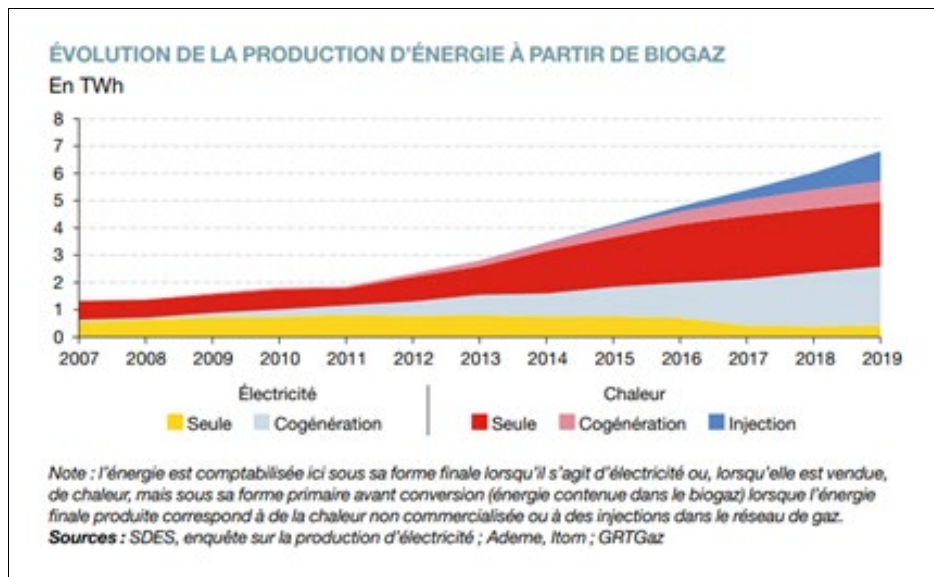
⁴ Autour de 100 gigawattheures (GWh).

⁵ Une proportion de 17 % de cette production est d’origine diverse.

⁶ Ministère de la transition écologique (MTE), Chiffres clés de l’énergie, édition 2020, pp. 51 et 52.

(16 %). Preuve de cet engouement, tous usages confondus, la production d'énergie issue du biogaz a cru de près de 15 % de 2018 à 2019¹.

Au sein de cette production d'énergie, **le biométhane injecté**, c'est-à-dire le biogaz épuré et injecté dans les réseaux de distribution ou de transport de gaz naturel, **a connu le dynamisme le plus récent et le plus rapide**. Entre 2012 et 2019, il a ainsi évolué d'un niveau nul à plus de 1,2 TWh ; plus encore, il a crû de plus 70 % de 2018 à 2019².



2. Des capacités de valorisation du biogaz en injection, en électricité ou en chaleur

Portées par ces évolutions, **les capacités de valorisation du biogaz en injection, mais aussi en électricité ou en chaleur sont bien établies**^{3,4}.

Fin 2020, on dénombre ainsi 1075 installations.

- **214 injectent du biométhane dans les réseaux de gaz naturel**, avec une production effective de 2,2 térawattheures (TWh) en 2020 – soit 0,5 % de la consommation de gaz naturel – et une capacité de production maximale de 3,9 térawattheures par an (TWh/an) ;

- **861 produisent de l'électricité à partir du biogaz**, avec une production effective de 2,6 TWh – soit 0,6 % de la consommation d'électricité – et une capacité totale installée de 523 mégawatts (MW).

¹ Ministère de la transition écologique (MTE), Chiffres clés des énergies renouvelables, édition 2020, p. 55.

² Ibidem, p. 58.

³ Ministère de la transition écologique (MTE), Tableau de bord : biogaz pour la production d'électricité – Quatrième trimestre 2020, n° 340, février 2021 ; Tableau de bord : biométhane injecté dans les réseaux de gaz – Quatrième trimestre 2020, n° 341, février 2021.

⁴ Gaz réseau distribution France (GrDF), Gaz réseau de transport (GRTgaz), Syndicat professionnel des entreprises gazières non nationalisées (SPEGNN), Syndicat des énergies renouvelables (SER), Teréga, Panorama du gaz renouvelable en 2020, 2021.

a) L'injection de biométhane dans les réseaux de gaz naturel

S'agissant de l'injection du biométhane, de 2019 à 2020, **91 installations d'injection ont été raccordées (+ 74 %)** et **1,69 GWh/an¹ de capacités de production a été installé (+ 73 %)**.

Ces installations sont majoritairement des petites unités, 52 % d'entre elles ayant une capacité de production de moins de 15 GWh/an (contre 38 % entre 15 et 30 GWh/an et 10 % de plus de 30 GWh/an).

Répartition des installations de production de biométhane par tranche de capacité maximale au 31 décembre 2020						
Tranches de capacité en GWh/an	Installations			Capacité maximale		
	Nombre	Répartition en %	dont nombre installé en 2020	GWh /an	Répartition en %	dont capacité installée en 2020
moins de 15	111	52	50	1 101	28	501
de 15 à 30	82	38	33	1 729	44	727
plus de 30	21	10	8	1 087	28	430
Total	214	100	91	3 917	100	1 658

Champ : France continentale
Source : SDES d'après gestionnaires de réseaux

Elles sont très largement de nature agricole, la méthanisation englobant 86 % de ces installations (contre 9 % pour les stations d'épuration des eaux usées – STEP – et 5 % pour les installations de stockage de déchets non dangereux – ISDND).

Répartition des installations de production de biométhane par type au 31 décembre 2020						
Types d'installation	Installations			Capacité maximale		
	Nombre	Répartition en %	dont nombre installé en 2020	GWh /an	Répartition en %	dont capacité installée en 2020
Méthanisation	183	86	85	3 436	88	1 470
ISDND	11	5	3	166	4	53
STEP	20	9	3	315	8	135
Total	214	100	91	3 917	100	1 658

Champ : France continentale
Source : SDES d'après gestionnaires de réseaux

Leurs cinq premières régions d'accueil sont le Grand Est (20 %), les Hauts-de-France (16 %), la Bretagne (13 %), l'Île-de-France (9 %), et les Pays de la Loire (8 %). Aucune capacité d'injection n'existe dans les outre-mer.

¹ Soit 0,00169 TWh/an.

Aux côtés des 214 installations existantes en injection, les 1 164 projets inscrits en « *file d'attente* » représentent une capacité maximale de production de 26,5 TWh/an : une forte dynamique existe puisque le nombre de projets a augmenté de 7 % et la capacité installée de 9 % de 2019 à 2020.

b) La production d'électricité à partir du biogaz

Pour ce qui concerne la production d'électricité à partir du biogaz, 104 installations de production ont été raccordées (- 32 %) et 24 MW de capacités de production ont été installés (- 40 %).

Comme dans le cas de l'injection, les petites unités prévalent : 71 % des installations ont ainsi une capacité de production de moins de 0,5 MW (contre 13 % entre 0,5 et 1 MW et 16 % de plus de 1 MW).

Répartition des installations de production d'électricité à partir de biogaz par tranche de puissance au 31 décembre 2020						
Tranches de puissance	Installations			Puissance		
	Nombre	Répartition en %	dont nombre installé en 2020	En MW	Répartition en %	dont puissance installée en 2020
< 0,5 MW	615	71	100	129	25	22
≥ 0,5 et < 1 MW	109	13	4	74	14	2
≥ 1 MW	137	16	0	320	61	0
Total	861	100	104	523	100	24

Champ : métropole et DROM
Source : SDES d'après Enedis, RTE, EDF-SEI et la CRE

De plus, elles sont ici encore essentiellement de nature agricole, la méthanisation englobant 79 % des installations (contre 18 % pour les ISDND et 3 % pour les STEP).

Répartition des installations de production d'électricité à partir de biogaz par type au 31 décembre 2020						
Types d'installation	Installations			Puissance		
	Nombre	Répartition en %	dont nombre installé en 2020	En MW	Répartition en %	dont puissance installée en 2020
Méthanisation	684	79	101	235	45	23
ISDND	151	18	3	265	51	1
Step	26	3	0	22	4	0
Total	861	100	104	523	100	24

Champ : métropole et DROM
Source : SDES d'après Enedis, RTE, EDF-SEI, CRE et les principales ELD

Leurs cinq premières régions d'accueil sont le Grand Est (20 %), la Bretagne et la Normandie (13 %), les Pays de la Loire (8,5 %) et la Nouvelle-Aquitaine (7,5 %). Les outre-mer représentent, de leur côté, 2 % de la puissance totale du parc national.

En plus des 861 installations existantes, **164 projets sont inscrits en « file d'attente », avec une capacité totale installée de 48 MW.**

3. La méthanisation : une technologie mature de production du biogaz

Plusieurs technologies de production de gaz renouvelable ou de récupération existent¹ :

- la **méthanisation**, c'est-à-dire la production d'un gaz renouvelable (biogaz) par digestion sans oxygène (anaérobie) d'une biomasse fermentescible², pouvant être épuré (biométhane) et injecté dans les réseaux de distribution ou de transport de gaz naturel ;

- la **pyrogazéification**, soit la production d'un gaz de synthèse (syngaz) à partir d'une biomasse non fermentescible ou de combustibles solides de récupération (CSR)³, pouvant être épuré et converti en méthane (méthanation⁴) pour être injecté dans les mêmes réseaux ;

- la **gazéification hydrothermale**, c'est-à-dire la production d'un gaz de synthèse (syngaz) à partir d'une biomasse fermentescible mais riche en carbone, pouvant être épuré et converti en méthane (méthanation) pour être injecté dans les mêmes réseaux ;

- le **power-to-gas**, en l'espèce la production d'hydrogène par électrolyse de l'eau à partir d'électricité renouvelable ou non, pouvant ensuite être utilisé tel quel ou être converti en méthane (méthanation) pour être injecté dans les mêmes réseaux.

Parmi les procédés précités, **la méthanisation est la technologie la plus mature : aussi la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a-t-elle indiqué dans sa contribution écrite à la mission d'information que « 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 », ajoutant que les autres procédés sont « des technologies encore peu matures, dont le développement ne peut être envisagé qu'à moyen et long terme ».**

¹ Gaz réseau distribution France (GrDF), Gaz réseau de transport (GRTgaz), Syndicat professionnel des entreprises gazières non nationalisées (SPEGNN), Syndicat des énergies renouvelables (SER), Teréga, Panorama du gaz renouvelable en 2020, 2021.

² Ayant la capacité de fermenter.

³ Les combustibles solides de récupération (CSR) sont des combustibles solides préparés à partir de déchets non dangereux et destinés à être incinérés à des fins de valorisation énergétique.

⁴ En d'autres termes, la méthanation est un processus de production de méthane (CH₄) à partir de la réaction du dioxyde de carbone (CO₂) ou du monoxyde de carbone (CO) avec du dihydrogène (H₂).

Pour autant, **les autres procédés de production font l'objet de travaux de recherches en France ou en Europe**, ainsi que l'a rappelé l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe) :

- en matière de **pyrogazéification**, la plateforme Gaya (Saint-Fons – Rhône) est aidée à hauteur de 19 millions d'euros (M€) depuis 2010 ;
- dans le domaine du **power-to-gas**, il en va de même des démonstrateurs Jupiter 1000 depuis 2014 (Fos-sur-Mer – Bouches-du-Rhône), HyCAUNAS V2 depuis 2019 (Saint-Florentin – Yonne) ou Méthycentre depuis 2018 (Ange – Loir-et-Cher), qui bénéficient respectivement de 10,6 M€, 3,43 M€ et 2,6 M€.

Tout en précisant qu'« *il n'existe donc pas véritablement de retour d'expérience technique, technologique et économique de démonstrateurs de ces deux filières en France* », car « *les premiers retours concrets des projets français sont attendus pour 2021 ou 2022* », **l'Ademe a fait part d'éléments de bilan** :

- tout d'abord, **les coûts de production** (évalués entre 80 et 120 €/MWh, dans le premier cas, et entre 100 et 190 €, dans le second) **sont « élevés » par rapport à la méthanisation** ;
- de plus, **le potentiel de développement de la pyrogazéification est « fortement contraint par la ressource biomasse disponible »** ;
- enfin, **celui du power-to-gas est « étroitement lié aux choix faits sur l'hydrogène et à ses différentes valorisations possibles »**.

S'agissant de la **gazéification hydrothermale**, un prototype a été expérimenté dès 2015 à Grenoble, par le Laboratoire d'innovation pour les technologies des énergies nouvelles et les nanomatériaux (LITEN) du Commissariat général à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA), et un groupe de travail a été constitué en 2021, autour de Gaz réseau de transport (GRTgaz)¹.

En revanche, une société étrangère a développé le démonstrateur existant dans ce domaine depuis 2018 : en l'occurrence, SCW Systems (Alkmar – Pays-Bas).

¹ Il s'agit du gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel.

4. Des intrants essentiellement issus des exploitations agricoles et des industries agroalimentaires

Différents modes de production du biogaz sont à distinguer :

- les **méthaniseurs agricoles**, qui sont détenus par un ou plusieurs exploitants agricoles ou par une structure détenue majoritairement par ces derniers, et utilisent exclusivement (autonomes ou à la ferme) ou majoritairement (territoriaux ou centralisés) des déchets agricoles ;

- les **méthaniseurs non agricoles**, qui sont détenus par un ou plusieurs industriels, une collectivité territoriale ou un groupement de collectivités et recourent à des déchets industriels ou ménagers ;

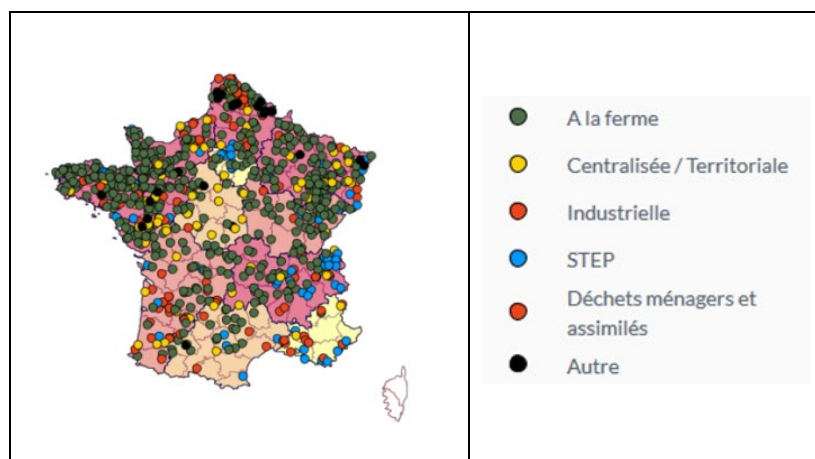
- les **installations de stockage de déchets non dangereux (ISDND)**, c'est-à-dire les installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE) conçues pour stocker (par dépôt ou enfouissement) les déchets ménagers et assimilés, dont sont récupérés les jus (lixiviats) mais aussi les gaz (biogaz) induits par leur fermentation ;

- les **stations d'épuration (STEP) urbaines ou industrielles**, c'est-à-dire les ICPE assurant le traitement des eaux usées, dont les boues urbaines et industrielles issues de la décantation (boues primaires) ou de la clarification (boues secondaires) sont valorisées à travers la méthanisation.

Selon le ministère de la transition écologique (MTE), sur un total de 1 075 installations de production, on dénombre 867 méthaniseurs agricoles ou non agricoles, 162 ISDND et 46 STEP.

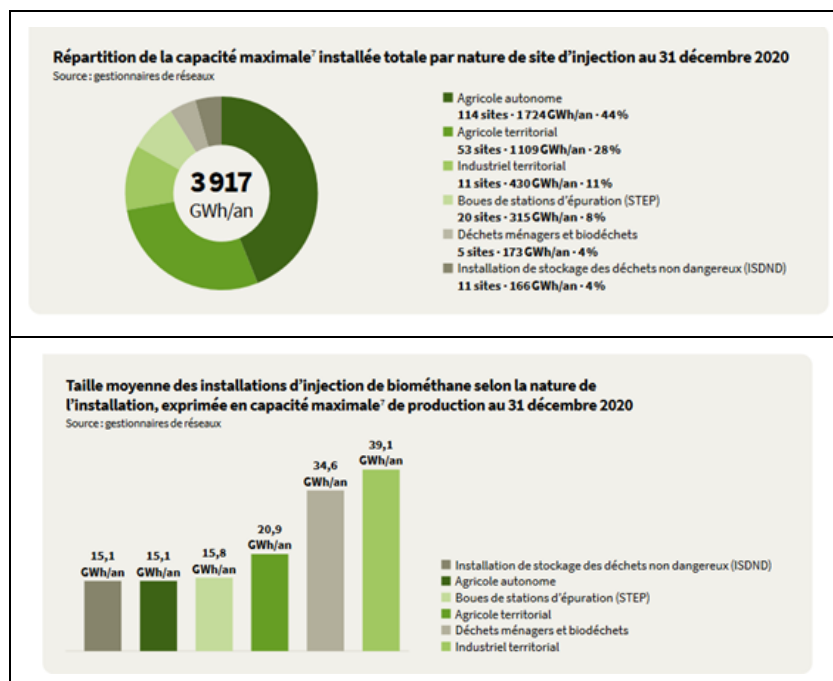
Pour l'Ademe, un total de 1 018 installations de production englobe 805 méthaniseurs agricoles, 129 méthaniseurs non agricoles (113 liés aux déchets industriels et 16 à ceux ménagers), 162 ISDND et 84 STEP.

L'outil SINOE, mis en place par l'Ademe, permet de visualiser la répartition des méthaniseurs en fonction de leur mode de production : ils sont concentrés dans les régions de la moitié Nord de la France : Grand Est, Bretagne, Hauts-de-France, Pays de la Loire et Normandie.



D'après les données de la filière¹, sur une capacité maximale de production totale de 3 917 GWh/an, 72 % des installations dédiées à l'injection sont des méthaniseurs agricoles, dont 68 % sont autonomes et 32 % territoriaux.

La taille moyenne de ces installations est variable : les méthaniseurs agricoles autonomes sont des installations qui, actuellement, injectent en moyenne jusqu'à 15,1 GWh/an, les méthaniseurs agricoles territoriaux 20,9 GWh/an, les méthaniseurs non agricoles de déchets ménagers 34,6 GWh/an et les méthaniseurs non agricoles de déchets industriels 39,1 GWh/an.



À la diversité des modes de production du biogaz répond une **diversité des intrants**, partagés entre les ressources issues de l'agriculture, des industries agroalimentaires, mais également des particuliers, des entreprises ou des collectivités territoriales (voir encadré ci-dessous).

Parmi ces intrants, **les ressources agricoles occupent une place déterminante**, avec notamment les effluents d'élevage, les cultures intermédiaires à vocation énergétique (CIVE) ou encore les boues et les coproduits des industries agroalimentaires.

¹ Gaz réseau distribution France (GrDF), Gaz réseau de transport (GRTgaz), Syndicat professionnel des entreprises gazières non nationalisées (SPEGNN), Syndicat des énergies renouvelables (SER), Teréga, Panorama du gaz renouvelable en 2020, 2021.

Les différents types d'intrants utilisés dans la production de biogaz

Parmi les **ressources agricoles** figurent¹ :

- les **effluents d'élevage**, c'est-à-dire les déjections des animaux (lisiers) ainsi que leurs litières (fumiers), issus d'activités d'élevages, notamment bovins et porcins ;
- les **déchets de cultures**, soit les résidus de culture issus de l'activité agricole (pailles de céréales, menue paille, pailles d'oléagineux, résidus de maïs, fanes de betteraves) ;
- les **cultures intermédiaires à vocation énergétique (CIVE)**, qui sont semées et récoltées entre deux cultures principales², et les **cultures intermédiaires pièges à nitrates (CIPAN)**, qui sont spécifiquement sélectionnées pour lutter contre la pollution en nitrates des eaux superficielles ou souterraines ;
- les **cultures énergétiques et alimentaires** : depuis le décret n° 2016-929 du 7 juillet 2016³, pris en application de la loi de « Transition énergétique » du 15 août 2015⁴, l'article D. 543-293 du code de l'environnement dispose en effet que « les installations de méthanisation de déchets non dangereux ou de matières végétales brutes peuvent être approvisionnées par des cultures alimentaires ou énergétiques, cultivées à titre de culture principale, dans une proportion maximale de 15 % du tonnage brut total des intrants par année civile », tandis que l'article D. 543-291 définit les cultures alimentaires comme « les céréales et autres plantes riches en amidon, sucrières, oléagineuses, et légumineuses, utilisables en alimentation humaine ou animale » et celles énergétiques comme « les cultures cultivées essentiellement à des fins de production d'énergie ».

Les **ressources des industries agroalimentaires** regroupent :

- les **sous-produits animaux (SPAN)**, c'est-à-dire les résidus d'animaux (issus de l'abattage des animaux, la fabrication de produits d'origine animale, l'élimination des animaux morts) non destinés à la consommation humaine ;
- les **boues et coproduits d'industries agroalimentaires (IAA)**, soit les coproduits induits par la production de produits finis.

Pour ce qui concerne les **autres ressources des particuliers, des collectivités ou des entreprises**, peuvent être évoqués :

- les **déchets ménagers**, en l'espèce les déchets produits par les particuliers, sauf ceux issus des collectivités territoriales, de l'assainissement collectif ou du nettoyage des rues ;
- les **déchets verts**, qui résultent de l'entretien des espaces verts publics comme privés ;
- les **boues urbaines et industrielles**, traitées dans les stations d'épuration des eaux usées (STEP) urbaines ou industrielles.

Si la plupart des ressources agricoles ont fait l'objet d'études permettant de connaître avec précision le volume du gisement dans leur ensemble ainsi disponible, **leur pourcentage réellement utilisé dans le cadre de la méthanisation est en revanche largement inconnu.**

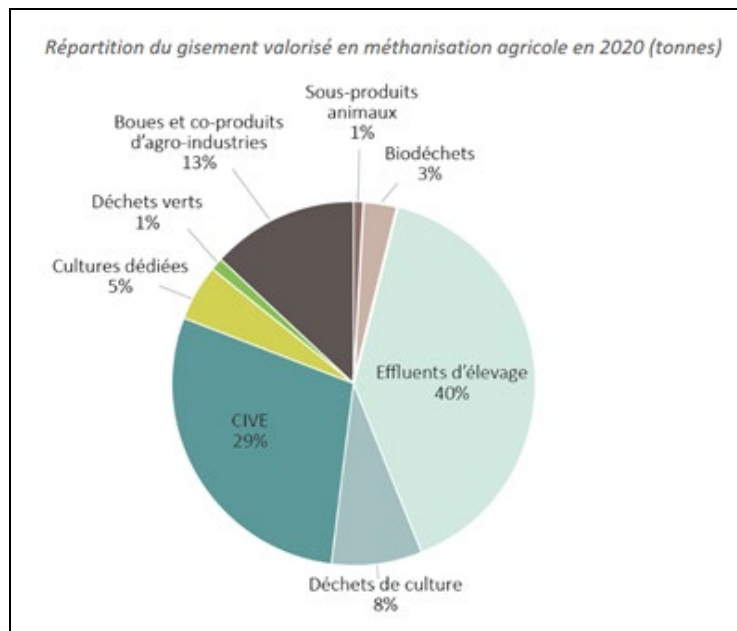
¹ Gaz réseau distribution France (GrDF), Gaz réseau de transport (GRTgaz), Syndicat professionnel des entreprises gazières non nationalisées (SPEGNN), Syndicat des énergies renouvelables (SER), Teréga, Panorama du gaz renouvelable en 2020, 2021.

² Blé, orge d'hiver ou colza (avant la culture d'hiver), maïs, tournesol, sorgho, orge de printemps, betterave, pomme de terre, soja (avant la culture de printemps).

³ Décret n° 2016-929 du 7 juillet 2016 pris pour l'application de l'article L. 541-39 du code de l'environnement.

⁴ Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (article 112).

Certes, **des évaluations approximatives ont été réalisées**, à l’instar de celle des associations Négawatt et Solagro¹, qui place les effluents d’élevage (40 %), les CIVE (29 %), les boues et co-produits d’agro-industries (13 %) et les déchets de culture (8 %) en tête des gisements ainsi valorisés.



Au-delà, **il existe peu de données, plus précises et plus exhaustives**, *a fortiori* collectées par des établissements publics.

À la demande de la mission d’information, **FranceAgriMer a transmis quelques données**, sur les gisements existants et/ou exploités en matière de méthanisation ; elles sont en cours de constitution dans le cadre de l’Observatoire national des ressources de la biomasse (ONRB).

Sur 15 intrants identifiés, **le gisement et son utilisation pour la méthanisation ne sont connus que dans 3 cas** (issues de silos, coproduits de la vinification, vinasses viticoles).

À l’inverse, **les gisements des autres intrants ne sont pas chiffrés, que leur utilisation pour la méthanisation soit avérée** (fumier, lisier, coproduits de l’industrie agroalimentaire) **ou possible** (pailles de céréales, cannes de maïs, coproduits animaux, coproduits de l’industrie de la transformation des fruits et légumes, de l’industrie betteravière, des brasseries, de l’industrie laitière, des industries céréalières).

Les principales données ainsi transmises par FranceAgriMer figurent en annexe au présent rapport d’information (ANNEXE I).

¹ Négawatt et Solagro, La méthanisation dans le mix énergétique : enjeux, impacts et propositions, juin 2021, p. 10.

5. Des usages variés

Un certain nombre de modes de valorisation du biogaz sont mobilisables.

En tant que combustible, le biogaz peut être utilisé :

- directement, **pour la production de chaleur ou d'électricité ;**
- après un processus d'épuration et d'odorisation le transformant en biométhane, **via l'injection dans les réseaux de distribution ou de transport de gaz naturel.**

En tant que carburant, le biogaz peut aussi être utilisé sous forme de biométhane pour la mobilité terrestre ou maritime (bioGNV) :

- après recours à la compression, **sous une forme solide (bioGNC) ;**
- après usage de la liquéfaction, **à l'état liquide (bioGNL).**

Selon le MTE¹, **sur un total de 1 075 installations de production, 861 sont destinées à la production d'électricité et 214 à l'injection de gaz dans les réseaux.**

En outre, la puissance installée liée à cette production d'électricité est de 523 MW.

De son côté, la capacité maximale liée à cette injection est de 3,9 TWh/an.

Pour l'Ademe², sur les 1 018 installations de productions existantes, **642 sont dédiées à la cogénération, 193 à l'injection, 184 à la chaleur seule et 3 aux biocarburants³.**

Leur production est de 1,3 TWh⁴ pour l'électricité, 900 GWh^{5,6} pour la chaleur, 2,2 TWh⁴ pour l'injection et 290 GWh^{4,7} pour le bioGNV.

L'outil SINOE de l'Ademe permet de visualiser la répartition des méthaniseurs, en fonction de leur mode de valorisation.

¹ Ministère de la transition écologique (MTE), Tableau de bord : biogaz pour la production d'électricité – Quatrième trimestre 2020, n° 340, février 2021 ; Tableau de bord : biométhane injecté dans les réseaux de gaz – Quatrième trimestre 2020, n° 341, février 2021.

² Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe), Chiffres clés du parc d'unités de méthanisation en France au 1^{er} janvier 2021, mai 2021.

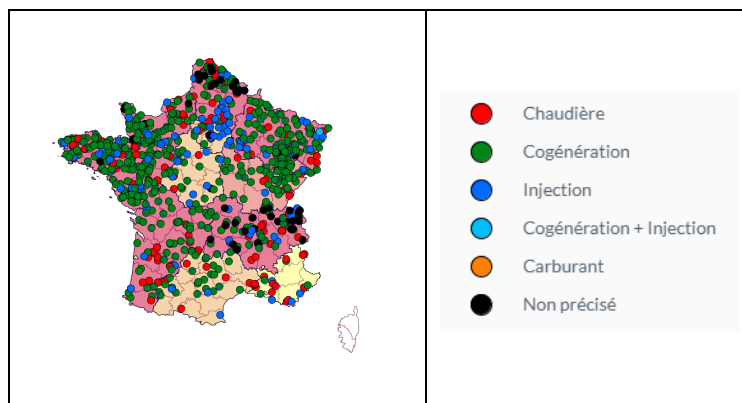
³ Étant précisé que 3 sites ont des valorisations mixtes.

⁴ En 2020.

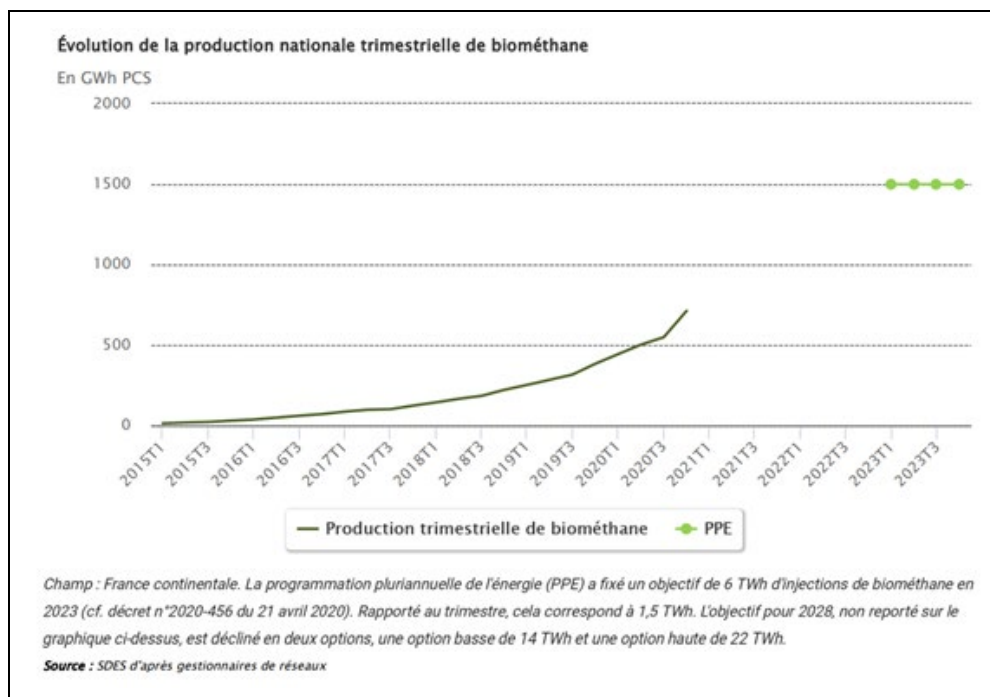
⁵ Soit 0,9 TWh.

⁶ En 2019.

⁷ Soit 0,29 TWh.



Selon le MTE, si la production trimestrielle de biométhane est passée d'un niveau nul à plus 500 GWh PCS¹ du premier trimestre 2015 au premier trimestre 2021 ; 1 500 GWh PCS sont attendus pour 2023 dans la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE)^{2,3}.

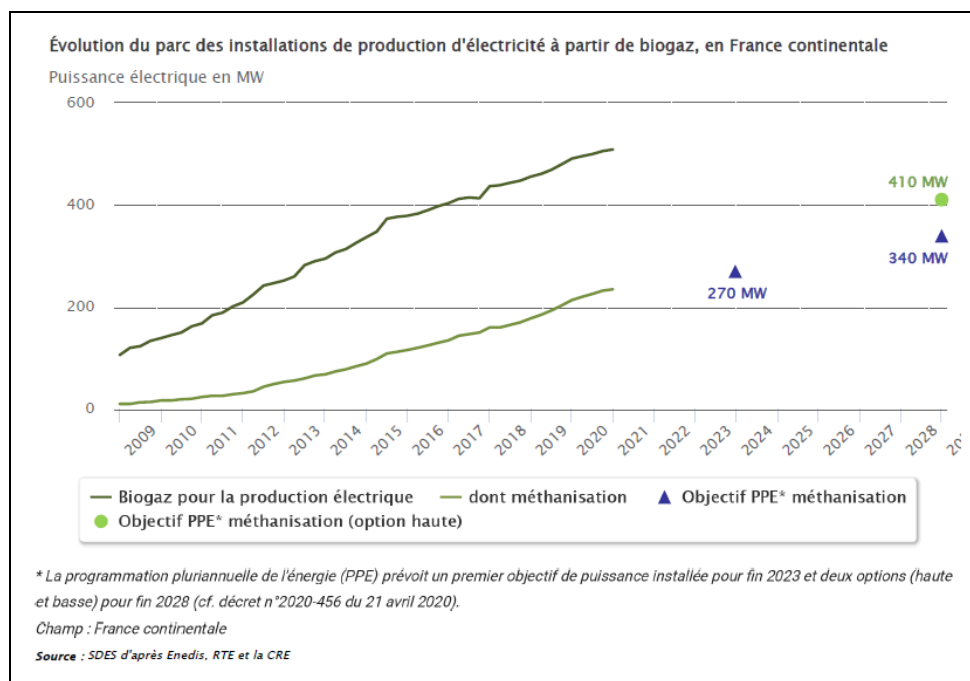


Les objectifs prévus par la PPE en matière de production d'électricité renouvelable à partir de la méthanisation sont en passe d'être atteints : en effet, la puissance électrique du parc de méthaniseurs a progressé d'un niveau nul en 2009 à plus de 200 MW en 2019 et la trajectoire est conforme à la progression attendue.

¹ Gigawattheures en pouvoir calorifique supérieur.

² Il s'agit d'un document réglementaire fixant les modalités d'action pour atteindre les objectifs de notre politique énergétique nationale (voir b) du 1 du B du I).

³ Décret n° 2020-456 du 21 avril 2020 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie.



Quant au recours bioGNV, il demeure limité même s'il connaît une dynamique (voir encadré ci-dessous).

Le bioGNV : un usage du biogaz pour la mobilité

Le gaz naturel pour véhicules (GNV) est depuis longtemps utilisé comme un carburant alternatif, pour la mobilité terrestre ou maritime, sous forme gazeuse – gaz naturel comprimé (GNC)¹ – ou liquéfiée – gaz naturel liquéfié (GNL)².

La consommation de bioGNV s'élève à 286 GWh en 2020³, tandis que sa production est assurée par 3 sites de méthanisation⁴.

Le taux d'intégration du bioGNV dans le GNV est de 16,7 % en 2019 et devrait atteindre 20 % en 2020⁵.

S'agissant de la mobilité terrestre, le recours au GNV est bien établi.

La quasi-totalité des agglomérations de plus de 200 000 habitants l'utilise dans des proportions variables – soit 40 % des bus et 20 % des bennes – depuis les années 1990, de même que la majorité des grandes surfaces – avec une multiplication par 4 des poids-lourds – depuis les années 2010.

Cette consommation est portée par un parc de 24 233 véhicules (5 027 camions, 4 424 bus, 2 049 bennes à ordures) et 217 stations (173 publiques et 44 privées)⁶.

¹ En anglais : « Compressed Natural Gas » (CNG).

² En anglais : « Liquefied Naturel Gas » (LNG).

³ Gaz réseau distribution France (GrDF), Gaz réseau de transport (GRTgaz), Syndicat professionnel des entreprises gazières non nationalisées (SPEGNN), Syndicat des énergies renouvelables (SER), Teréga, Panorama du gaz renouvelable en 2020, 2021.

⁴ Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe), Chiffres clés du parc d'unités de méthanisation en France au 1^{er} janvier 2021, mai 2021.

⁵ Association française du gaz (AFG).

⁶ Gaz réseau distribution France (GrDF), Gaz réseau de transport (GRTgaz), Syndicat professionnel des entreprises gazières non nationalisées (SPEGNN), Syndicat des énergies renouvelables (SER), Teréga, Panorama du gaz renouvelable en 2020, 2021.

Selon le MTE, ce parc atteint 16 583 véhicules (2 950 véhicules particuliers, 9 011 véhicules utilitaires légers, 1 997 poids-lourds et 2 625 autobus et autocars) et 87 stations publiques (63 pour le GNC et 24 pour le GNL)¹.

Pour ce qui concerne la mobilité maritime, l'utilisation du GNL est plus limitée.

Environ 10 % de la flotte de navires y recourt².

Par ailleurs, 3 ports maritimes sont en capacité de les avitailler (Dunkerque, Nantes Saint-Nazaire et Marseille Fos)³.

6. Des bénéfices économiques, sociaux et environnementaux

La production de biogaz présente des bénéfices économiques, sociaux et environnementaux.

En premier lieu, elle contribue à réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES).

Selon Gaz réseau distribution France (GrDF)⁴, le bilan carbone de l'injection de biométhane est évalué à 23,4 gCO₂eq / kWh PCI⁵, selon une méthodologie « multifonctionnelle »^{6,7} ; il est estimé à 44 gCO₂eq / kWh PCI, par application d'une méthodologie « attributionnelle »^{8,9}.

Ces émissions sont 5 à 10 fois moindres que celles du gaz naturel et comparables à celles des autres énergies renouvelables : en effet, si les bilans carbone des éoliennes terrestres et en mer sont de 14,1 et 15,6 gCO₂eq / kWh PCI, celui des panneaux photovoltaïques est de 43,9 gCO₂eq / kWh PCI¹⁰.

En outre, ce bilan carbone est de 18 gCO₂eq/km pour le bioGNV¹¹ et de 11 gCO₂eq/kWh pour l'électricité issue du biogaz¹².

¹ Ministère de la transition écologique (MTE), Programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2023 et 2024-2028, p. 317.

² Armateurs de France.

³ Ministère de la transition écologique (MTE), Programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2023 et 2024-2028, p. 338.

⁴ Il s'agit du gestionnaire du réseau de distribution de gaz naturel.

⁵ Grammes d'équivalents en dioxyde de carbone par kilowattheure en pouvoir calorifique inférieur.

⁶ Gaz réseau distribution France (GrDF), Étude Qantis – Évaluation des impacts GES de l'injection du biométhane dans le réseau de gaz naturel, 2017.

⁷ Prenant en compte les émissions de GES évitées par substitution de filière de référence.

⁸ Gaz réseau distribution France (GrDF), Étude Qantis – Évaluation des impacts GES de l'injection du biométhane dans le réseau de gaz naturel en appliquant une approche d'allocation, 2020.

⁹ Reprenant la méthode de calcul des émissions de GES de la base carbone de l'Ademe.

¹⁰ Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe), Base carbone, 2017 : https://www.bilans-ges.ademe.fr/documentation/UPLOAD_DOC_FR/index.htm?gaz2.htm

¹¹ Gaz réseau distribution France (GrDF), Étude Qantis – Évaluation des impacts GES de l'injection du biométhane dans le réseau de gaz naturel, 2017.

¹² Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe), Base carbone, 2017 : https://www.bilans-ges.ademe.fr/documentation/UPLOAD_DOC_FR/index.htm?gaz2.htm

Dans le même ordre d'idées, l'Ademe a évalué le bénéfice moyen sur le plan des émissions de GES des projets de méthanisation qu'elle a accompagnés à 2 736 tCO₂eq¹ par unité de méthanisation.

En second lieu, cette production de biogaz concourt à renforcer notre souveraineté énergétique.

Si le biogaz ne représente que 2,2 TWh, sur une consommation de gaz naturel de 499 TWh, soit 0,5 % de cette consommation, **c'est néanmoins une voie prometteuse pour décarboner le secteur gazier**, en substituant une production d'énergie renouvelable à l'importation d'énergie fossile.

Dans la mesure où la consommation de gaz naturel s'élève à 20,9 milliards d'euros (Mds€), avec 56 % d'importations extra-européennes, **la production de biogaz permet non seulement de limiter notre dépendance stratégique, mais aussi d'améliorer la balance commerciale** ; toutefois, cet apport est encore très marginal en 2021².

Autre bénéfice, **cette production de biogaz contribue à diversifier notre mix énergétique**.

Il s'agit en effet d'une énergie renouvelable, non intermittente et stockable.

Le biogaz représente 3,4 % de la consommation d'énergie primaire issue de sources renouvelables en 2019. Ce niveau est de 2,6 % pour la consommation d'électricité (+ 9,2 % en un an) et de 4,0 % pour celle de chaleur (+ 12,4 % en un an)³.

En outre, **cette production de biogaz est pourvoyeuse d'emplois peu délocalisables**.

C'est un secteur multifonctionnel, liant énergie et agriculture, participant d'une logique d'économie circulaire

Selon l'Ademe, **la filière regroupe 500 entreprises, 3 180 emplois et 840 millions d'euros de chiffre d'affaires**⁴.

Pour le Syndicat des énergies renouvelables (SER)⁵, **cette filière génère 860 M€ et 10 300 emplois directs en 2019** ; en outre, la réalisation des objectifs prévus par la PPE devrait induire 2,1 Mds€ de valeur ajoutée et 26 500 emplois directs d'ici à 2028.

¹ Tonnes d'équivalents en dioxyde de carbone.

² Ministère de la transition écologique (MTE), Chiffres clés de l'énergie – Édition 2020, 2021, pp. 51 et 58.

³ Ministère de la transition écologique (MTE), Chiffres clés des énergies renouvelables – Édition 2020, 2021, pp. 18 et 75.

⁴ Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe), Chiffres clés du parc d'unités de méthanisation en France au 1^{er} janvier 2021, mai 2021.

⁵ Syndicat des énergies renouvelables (SER), Évaluation et analyse de la contribution des énergies renouvelables à l'économie de la France et de ses territoires, juin 2020, p. 20 et 36.

Sur ce dernier point, **des investissements de plus de 7 Mds€ seraient en passe d'être réalisés**, selon France Biométhane¹.

Enfin, **cette production de biogaz est porteuse d'externalités positives dans les territoires ruraux** (complément de revenus pour les agriculteurs, valorisation des déchets et réduction des engrais fossiles, rentabilité des réseaux gaziers...).

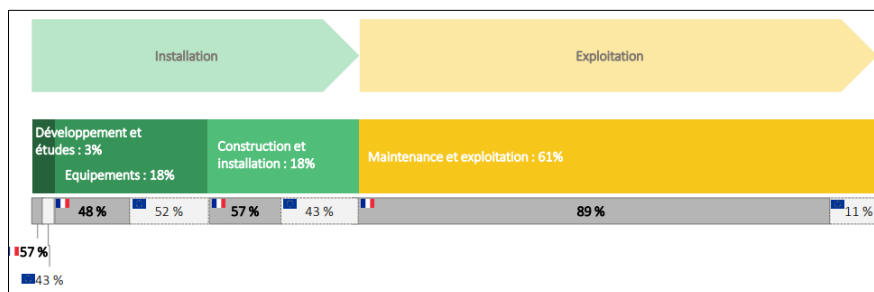
Ces externalités sont présentées en détail, en mettant en balance les arguments des partisans de la méthanisation tout comme ceux de ses critiques, **dans la seconde partie du présent rapport d'information**.

La filière de la méthanisation : quelle souveraineté industrielle ?

Selon GrDF², la méthanisation bénéficie à des entreprises françaises, à hauteur de 75 %, et européennes, à hauteur de 100 %.

Ces proportions varient cependant selon les phases des projets :

- **la maintenance et l'exploitation**, qui représentent 61 % de la valeur ajoutée, **reposent sur des entreprises françaises pour 89 %** et européennes pour 11 % ;
- **les études et le développement**, qui concentrent 3 % de cette valeur ajoutée, **bénéficient à des entreprises françaises pour 57 %**, contre 43 % à des entreprises européennes ;
- **ces proportions sont les mêmes pour la construction et l'installation**, qui génèrent 18 % de cette valeur ajoutée ;
- **les équipements**, qui induisent 18 % de cette valeur ajoutée, **sont portés par des entreprises françaises pour 48 %** et européennes pour 52 %.



Fait notable, la proportion de 75 % de la valeur ajoutée bénéficiant à l'économie française est plus importante que celle des filières de l'éolien (40 %) et du solaire (44 %).

Pour le SER³, la méthanisation repose sur 5 % d'importations pour l'ensemble des dépenses de fonctionnement (intrants, exploitations et maintenance) et les deux tiers de celles d'investissement (génie civil, études et développement).

Le taux d'importation des équipements nécessaires à la méthanisation, entre 20 à 50 %, est inférieur à celui des équipements prévus pour le solaire photovoltaïque (entre 52 % et 100 %¹) ou thermique (75 %), mais aussi les éoliennes terrestres (75 %²) ou en mer (68 %³).

¹ France Biométhane, 15 propositions concrètes pour atteindre les objectifs de la France en matière d'écologie, 18 janvier 2021.

² Gaz réseau distribution France (GrDF), Étude de la répartition de la valeur ajoutée pour la méthanisation, 9 juillet 2018.

³ Syndicat des énergies renouvelables (SER), Évaluation et analyse de la contribution des énergies renouvelables à l'économie de la France et de ses territoires, juin 2020.

Le syndicat estime en ces termes qu'une division par 2 des importations liées aux équipements nécessaires à la méthanisation permettrait de générer 1,3 Md d'euros sur 10 ans : *« Diviser les importations par deux permettrait de générer une valeur supplémentaire de 1,3 milliard d'euros cumulés sur la décennie à venir, c'est-à-dire 4 % de valeur en plus par rapport à la valeur générée avec les taux d'importations actuels ».*

Dans le même ordre d'idées, GRTgaz a estimé *« la part de la valeur ajoutée française en méthanisation à 90 % contre 10 % d'importation »*, indiquant que *« cette part très importante de l'économie française comparativement à d'autres filières renouvelables se comprend aisément au regard de la structure des coûts avec un poids important dans les investissements du développement et du génie civil, non délocalisables, et un poids également important de l'exploitation par rapport aux investissements ».*

Pour l'Association française du gaz (AFG), outre les exploitants publics ou privés des méthaniseurs, **la méthanisation bénéficie à plus de 250 entreprises - une cartographie de certaines de ces entreprises, réalisée par l'association, figure en annexe (ANNEXE II).**

Interrogée par la mission d'information, l'AFG a indiqué que *« la méthanisation génère actuellement la majorité de sa valeur ajoutée sur le territoire français (entre 45 et 60 % des CAPEX⁴) et quasiment 100 % en Europe »*, précisant que *« plus de 60 % des unités de méthanisation sont désormais réalisées par des entreprises françaises ».*

Elle a ajouté que *« de véritables leaders français se sont imposés sur le marché, avec des outils de production industriels en France, et ont déjà commencé à exporter »*, spécifiant que *« les technologies de biogaz innovantes que sont la pyrogazéification, la gazéification hydrothermale ou encore les couplages méthanisation – méthanation et méthanisation – microalgues sont des secteurs de développement pour les grands groupes comme pour les PME / ETI français ».*

Elle a insisté sur l'effort de recherche et d'innovation, citant notamment *« le Laboratoire de Biotechnologie de l'Environnement (LBE), entité de l'INRAE, qui est le premier centre de recherche au monde en matière de publications scientifiques sur le terme "méthanisation" ».*

Toutefois, l'AFG a regretté que *« le marché des équipements constitutifs du process de méthanisation soit encore dominé par des équipementiers italiens ou allemands ».*

¹ 52 % pour les structures, 71 % pour les modulateurs, 100 % pour les onduleurs.

² En l'espèce, les turbines.

³ Idem.

⁴ En anglais, « capital expenditures » (CAPEX), soit les dépenses d'investissement.

7. Des perspectives de développement réelles quoiqu'en débat

Dans une étude première¹, l'Ademe a évalué le potentiel de production du biométhane à 56 TWh en 2030 et 131 TWh en 2050, au regard des gisements de substrats mobilisables².

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

Pour ce qui la concerne, le comité de prospective de la CRE³ estime que « *ce potentiel de ressources mobilisables laisse envisager un scénario volontariste de développement de la méthanisation* », mais « *doit néanmoins être approfondi*, notamment pour affiner les prévisions en matière de conséquences du changement climatique du point de vue de la température⁴ [...], mais aussi en ce qui concerne la question des ressources en eau ».

Plus encore, si le comité indique que « *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* », il précise que « *les scénarios plus ambitieux en termes de développement de la filière dépendent en revanche de notre capacité collective à développer les CIVE sur notre territoire* »⁵.

Dans une autre étude⁶, l'Ademe a envisagé des scénarios de 75 à 100 % de gaz renouvelable à l'horizon 2050, évaluant cette demande à :

- 293 TWh PCS, dont 128 TWh PCS issus de la méthanisation, 65 de la gazéification, 90 du power-to-gas, 9 des CSR et 0,3 de la chaleur fatale⁷, dans un scénario 100 % renouvelable levant toute contrainte sur la biomasse ;

- 276 TWh PCS, dont 100 TWh PCS fournis par la méthanisation, 31 par gazéification, 135 par le power-to-gas et 9 par les CSR, dans un scénario 100 % renouvelable maintenant une contrainte sur la biomasse ;

¹ Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe), Estimation des gisements potentiels de substrats utilisables en méthanisation, avril 2013, p. 6.

² Le tableau ci-dessus est tiré du rapport du Comité de prospective de la Commission de régulation de l'énergie (CRE), Le verdissement du gaz, juillet 2019, p. 33.

³ Comité de prospective de la Commission de régulation de l'énergie (CRE), Le verdissement du gaz, juillet 2019, p. 33.

⁴ Précisant que « 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 ».

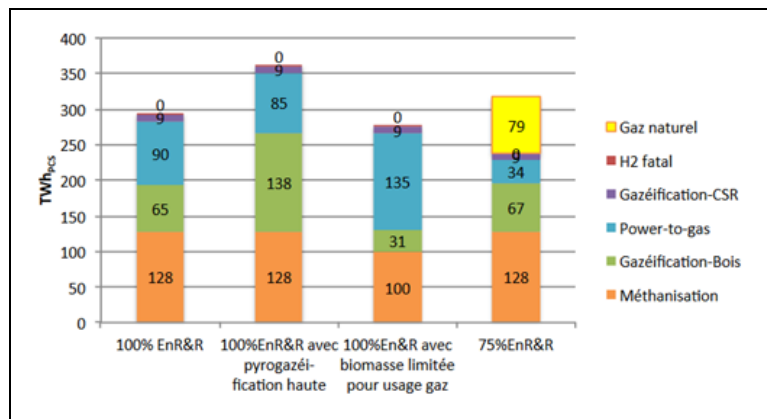
⁵ Ibidem, p. 34.

⁶ Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe), Un mix de gaz 100 % renouvelable en 2050 ? – Étude de faisabilité technico-économique, janvier 2018, p. 115.

⁷ Chaleur induite par un processus de production et pouvant être valorisée sur le plan énergétique.

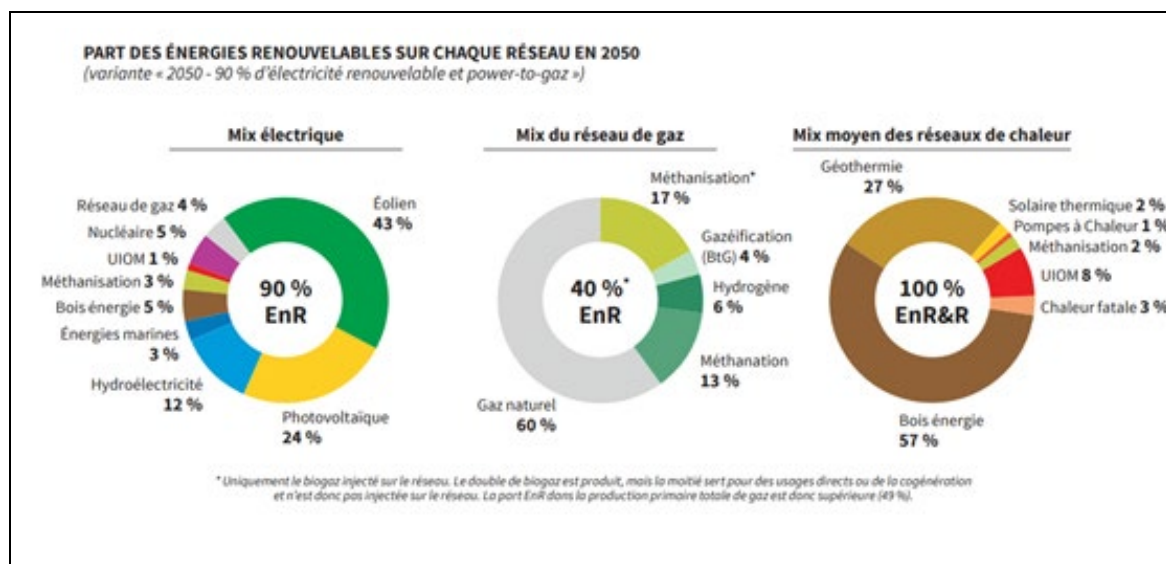
- 361 TWh PCS, dont 128 TWh PCS induits par la méthanisation, contre 138 pour la gazéification, 85 pour le power-to-gas et 9 pour les CSR, dans un scénario 100 % renouvelable prévoyant un haut niveau de recours à la pyrogazéification ;

- 238 TWh PCS, dont 128 TWh PCS tirés de la méthanisation, 67 de la gazéification, 34 du power-to-gas et 9 des CSR, dans un scénario 75 % renouvelable conservant 79 TWh de gaz naturel.



Dans une dernière étude¹, l'Ademe a estimé nécessaire de porter la méthanisation à hauteur de 17 % du mix gazier, 3 % du mix électrique et 2 % du mix de chaleur pour atteindre un scénario 90 % énergies renouvelables sur chaque réseau d'ici à 2050.

Complémentairement, elle a également estimé nécessaire de porter les parts de la méthanation, de l'hydrogène et de la gazéification à respectivement 13 %, 6 % et 4 % du mix gazier.



¹ Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe), Actualisation du scénario énergie-climat Ademe 2035-2050, synthèse, octobre 2017, p. 7.

Parmi les autres scénarios existants, **on pourra mentionner :**

- le scénario 2017-2050, de l'association Négawatt¹, qui prévoit près de 150 TWh de biogaz sur un total de 1 000 TWh, afin d'atteindre un scénario 100 % renouvelables d'ici à 2050 ;

- le scénario Afterres2050, de l'association Solagro², qui envisage près de 125 TWh de biogaz sur un total de 1 000 TWh, dont 90 % d'origine agricole.

B. UN CONTEXTE ÉCONOMIQUE DIFFICILE, CARACTÉRISÉ PAR UN PROFOND REMANIEMENT DES DISPOSITIFS DE SOUTIEN

1. Des objectifs énergétiques et climatiques ambitieux, fixés par les législations nationale et européenne

a) Les directives « EnR I » de 2009 et « EnR II » de 2018 : des objectifs de consommation et des critères de durabilité

Sur le plan européen, **la directive du 23 avril 2009³, dite « EnR I »⁴, a institué de premiers objectifs applicables à la production de biogaz.**

Cette directive avait fixé aux États membres **un objectif d'au moins 20 % d'énergie produite à partir de sources renouvelables dans la consommation finale d'énergie d'ici à 2020, dont au moins 10 % dans le secteur des transports** (article 3).

Elle avait appliqué aux biocarburants et bioliquides des critères de durabilité, apprécié notamment au regard de l'atteinte d'objectifs de réduction des émissions de GES de 35 à 60 %⁵ (article 17).

Ce cadre juridique a été modifié par la directive du 11 décembre 2018⁶, dite « EnR II ».

Cette directive a relevé à au moins 32 % la part d'énergie produite à partir de sources renouvelables dans la consommation finale d'énergie, dont au moins 14 % dans le secteur des transports et au moins 40 % dans celui du chauffage et du refroidissement d'ici à 2030 (articles 3, 23 et 25)⁷.

¹ Négawatt, Scénario négaWatt 2017-2050, synthèse, janvier 2017, p. 32.

² Solagro, Afterres2050. Le scénario version 2016, décembre 2016, p. 56.

³ Directive 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et modifiant puis abrogeant les directives 2001/77/CE et 2003/30/CE.

⁴ L'acronyme « EnR » signifie « Énergies renouvelables ».

⁵ La réduction de 35 % était appliquée initialement, celle de 50 % à compter du 1^{er} janvier 2017 et celle de 60 % à compter du 1^{er} janvier 2018 pour les installations mises en service à partir du 1^{er} janvier 2017.

⁶ Directive (UE) 2018/2001 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 relative à la promotion et à l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables.

⁷ Dans le secteur des transports, cette directive a introduit en outre quatre autres sous-objectifs :

- porter à au moins 0,2 % en 2022, 1 % en 2025 et 3,5 % en 2030 la contribution des biocarburants avancés et du biogaz produits à partir de certaines matières premières (algues, biodéchets, déchets industriels, paille, fumier et boues d'épuration, effluents d'huileries de palme et rafles, brai de tallol, glycérine brute, bagasse,

En outre, **cette directive a institué des objectifs de réduction des émissions de GES de 50 à 80 %¹** pour les biocarburants, le biogaz consommé dans le secteur des transports et les bioliquides et la production d'électricité, de chaleur et de froid à partir de combustibles issus de la biomasse (article 29).

L'article 39 de la loi dite « Énergie-Climat »², du 8 novembre 2019, a autorisé le Gouvernement à légiférer par ordonnance pour prendre toutes mesures nécessaires à la transposition de cette directive.

Sur ce fondement, **une ordonnance n° 2021-235 du 3 mars 2021³ a été prise** pour la transposition des critères de durabilité précités ; elle a été ratifiée par l'article 96 de la loi dite « Climat et résilience », du 22 août 2021⁴.

Depuis lors, **les articles L. 281-2 et L. 281-4 du code de l'énergie soumettent certaines installations de production de bioénergies aux exigences de durabilité et de réduction d'émissions de GES⁵.**

De plus, **l'article L. 446-27 prévoit que les installations de production de biogaz bénéficiant d'un contrat d'achat ou d'un complément de rémunération sont tenues au respect de ces exigences.**

marcs de raisins et lies de vin, coques, balles, râpes, déchets et résidus de la sylviculture et de la filière bois, matières cellulosiques ou ligno-cellulosiques) dans la consommation finale d'énergie dans le secteur des transports (article 25) ;

- limiter à 1,7 % en 2030 cette contribution des biocarburants avancés et du biogaz produits à partir d'autres matières premières (huiles de cuisson, graisses animales) (article 27) ;

- limiter à 7 % dès 2020 cette part des biocarburants et des bioliquides, ainsi que des combustibles issus de la biomasse consommés dans le secteur des transports « lorsqu'ils sont produits à partir de cultures destinées à l'alimentation humaine et animale » (article 26) ;

- limiter à leur niveau de 2019 puis à 0 % entre le 31 décembre 2023 et le 31 décembre 2030 la part des biocarburants, bioliquides et combustibles « produits à partir de cultures destinées à l'alimentation humaine et animale, présentant un risque élevé d'induire des changements indirects dans l'affectation des sols et dont la zone de production gagne nettement sur les terres présentant un important stock de carbone » (même article).

¹ La réduction de 50 % est appliquée aux biocarburants, biogaz consommé dans le secteur des transports et bioliquides produits dans des installations mises en service le 5 octobre 2015 ou avant cette date, celle de 60 % entre le 6 octobre 2015 et le 31 décembre 2020, celle de 65 % à partir du 1^{er} janvier 2021. La réduction de 70 % est appliquée à la production d'électricité, de chaleur et de froid à partir de combustibles issus de la biomasse utilisés dans des installations mises en service du 1^{er} janvier 2021 au 31 décembre 2025 et celle de 80 % à partir du 1^{er} janvier 2026.

² Loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat.

³ Ordonnance n° 2021-235 du 3 mars 2021 portant transposition du volet durabilité des bioénergies de la directive (UE) 2018/2001 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables.

⁴ Loi n° 2021-1104 du 22 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets.

⁵ Au-delà de seuils de puissance de 20 MW (combustibles ou carburants solides utilisés pour la production d'électricité, de chaleur ou du froid ou de combustibles ou de carburants), de 2 MW (biogaz produisant de l'électricité, de la chaleur ou du froid) ou de 19,5 GWh PCI/an (biogaz injecté dans les réseaux de gaz naturel ou dont les caractéristiques le permettraient).

Le tableau suivant présente ces objectifs de réduction des émissions de GES ainsi fixés par le code de l'énergie.

Biocarburants, biogaz sans injection dans les réseaux de gaz naturel et consommé dans le secteur des transports et bioliquides		Production d'électricité, de chaleur et de froid à partir de combustibles ou carburants issus de la biomasse, production de biogaz injecté dans un réseau de gaz naturel, production de biogaz non injecté dans un réseau de gaz naturel et non destiné au secteur des transports	
Installations mises en service avant le 06/10/2015	Au moins 50 %	Installations mises en service du 01/01/2021 au 31/12/2025	Au moins 70 %
Installations mises en service entre le 06/10/2015 et le 31/12/2020	Au moins 60 %	Installations mises en service à partir du 01/01/2026	Au moins 80 %
Installations mises en service à partir du 01/01/2021	Au moins 65 %		

b) Des lois « Grenelle I et II » de 2009-2010 à la loi « Climat et résilience » de 2021 : des objectifs de consommation et de production et un plafonnement du recours aux cultures dédiées

À l'échelle nationale, **la loi dite « Grenelle I »¹, du 3 août 2009, a fixé un premier objectif** visant à « améliorer la gestion des déchets organiques en favorisant en priorité la gestion de proximité de ces derniers, avec le compostage domestique et de proximité, et ensuite la méthanisation ».

En 2013, **un plan « Énergie méthanisation autonomie azote » (EMAA) a été présenté** par les ministres chargés de l'agriculture et de l'énergie, dans le but de « développer un modèle français de méthanisation » : il prévoyait l'implantation de 1 000 « méthaniseurs à la ferme » avant 2020.

Par la suite, la **loi « Transition énergétique »² de 2015** a fixé la part d'énergie devant être produite à partir de sources renouvelables à 32 % de la consommation d'énergie finale en 2030, dont 10 % pour le gaz et 15 % pour le carburant (article L. 100-4 du code de l'énergie).

En outre, **cette même loi a prévu que les installations de méthanisation puissent être approvisionnées par des cultures alimentaires, dans la limite de seuils définis par décret**, ainsi que par des résidus de cultures et des CIVE (article L. 541-39 du code de l'environnement).

¹ Loi n° 2009-967 du 3 août 2009 de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement (article 46).

² Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (article 1^{er}).

Depuis lors, le cadre législatif ainsi fixé en 2015 en matière de gaz renouvelables et de récupération a été doublement consolidé.

D'une part, la loi « Énergie-Climat »¹ de 2019 a revalorisé leur place parmi les objectifs de notre politique énergétique nationale en :

- inscrivant un objectif de « valorisation [...] de la biomasse à des fins de matériaux et d'énergie » (article L. 100-2 du code de l'énergie) ;
- relevant à « au moins » 10 et 15 % en 2030 les parts d'énergies de sources renouvelables précitées (article L. 100-4 du même code) ;
- prévoyant que la « loi quinquennale », qui constituera, dès 2023 puis tous les cinq ans, l'horizon de notre politique énergétique nationale, comprenne un « objectif de développement des énergies renouvelables pour [...] le carburant [et] le gaz » (article L. 100-1 A du même code).

D'autre part, la loi dite « Climat et résilience »², du 22 août 2021, a poursuivi dans cette voie en introduisant, parmi les objectifs de notre politique nationale de prévention et de gestion des déchets, celui « d'assurer la valorisation énergétique d'au moins 70 % des déchets » notamment via « la valorisation énergétique réalisée à partir de combustibles solides de récupération [...] dans des installations ayant pour finalité la production de gaz » (article L. 541-1 du code de l'environnement).

Elle a également élargi le champ de la « loi quinquennale » à « l'hydrogène renouvelable et bas-carbone » (article L. 100-1 A du code de l'énergie).

Le cadre législatif fixé dans le domaine des gaz renouvelables et de récupération a été approfondi sur le plan réglementaire.

Tout d'abord, un décret du 7 juillet 2016³ a limité le recours aux cultures alimentaires ou énergétiques, cultivées à titre principal, à une proportion maximale de 15 % du tonnage total des intrants par année civile (article D. 543-292 du code de l'environnement).

En outre, le décret du 27 octobre 2016 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE)⁴ 2016-2018 et 2019-2023 avait prévu pour la méthanisation des premiers objectifs de puissance totale installée de 137 MW en 2018 et entre 237 et 300 MW en 2023.

Depuis lors, le décret du 21 avril 2020 relatif à la PPE⁵ 2019-2023 et 2024-2028 a fixé pour objectifs « 7 % de la consommation de gaz en 2030 en cas de baisse de coûts de production du biométhane injecté permettant d'atteindre 75 €/MWh PCS en 2023 et 60 €/MWh PCS en 2028 et jusqu'à 10 % en cas de baisses de coûts supérieures » (article 5).

¹ Loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat (article 1^{er}).

² Loi n° 2021-1104 du 22 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets (article 93).

³ Décret n° 2016-929 du 7 juillet 2016 pris pour l'application de l'article L. 541-39 du code de l'environnement.

⁴ Décret n° 2016-1442 du 27 octobre 2016 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie (article 3).

⁵ Décret n° 2020-456 du 21 avril 2020 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie (article 5).

Plus encore, **il a prévu des objectifs de production de biogaz**, dont un objectif d'injection, de 6 TWh en 2023 et entre 14 et 22 TWh en 2028.

Le tableau ci-après présente ces objectifs de production et d'injection ainsi fixés par le décret.

Production globale (TWh)	2023	2028	
		Option basse	Option haute
Production totale	14	24	32
Dont injection dans les réseaux	6	14	22

Ce décret a aussi consacré un objectif de production d'électricité à partir de la méthanisation, de 0,27 GW de puissance installée en 2023 et entre 0,34 et 0,41 en 2028 (article 3).

Les installations ISDND et les STEP ne sont pas concernées.

A aussi été défini un objectif de déploiement d'infrastructures de recharge ou d'avitaillement ouvertes au public, y compris pour le GNV avec jusqu'à 360 stations en 2023 et jusqu'à 840 en 2028.

La production de GNV n'est pas visée en tant que telle¹.

Le tableau suivant présente les objectifs de déploiement d'infrastructures de recharge et d'avitaillement ainsi fixés par le décret :

Infrastructures de recharge ou d'avitaillement	2023	2028
GNC et GNL	140 à 360 stations	330 à 840 stations
GNL maritime	Développement dans tous les grands ports	-

Ce même décret a enfin défini un objectif de développement des démonstrateurs pour le power-to-gas, de 1 à 10 MW en 2023 et de 10 à 100 MW en 2028 (article 5).

La pyrogazéification ne fait pas l'objet d'une telle prise en compte.

Oltre le décret précité, la PPE et la stratégie nationale bas-carbone (SNBC)² elles-mêmes ont déterminé des orientations non chiffrées en matière de gaz renouvelables et de récupération (voir ANNEXES III et IV).

¹ Contrairement à la précédente programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), qui prévoyait de « soutenir le développement du bioGNV pour atteindre 0,7 TWh consommé en 2018 et 2 TWh en 2023 » (article 7 du décret n° 2016-1442 du 27 octobre 2016 précité).

² Il s'agit d'un document réglementaire fixant les orientations pour atteindre les objectifs de notre politique d'atténuation des émissions de gaz à effet de serre (GES) (voir annexe IV).

c) Les SRADDET : des objectifs dont le cumul atteint 60 TWh d'ici à 2030

Sur le plan local, **les schémas régionaux d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires (SRADDET) promeuvent également les gaz renouvelables et de récupération** : selon le SER, ils comprennent des objectifs dont le cumul atteint 60 TWh d'ici à 2030.

2. Les dispositifs de soutien budgétaires : un cadre ancien, mais en profonde restructuration

a) L'obligation d'achat et le complément de rémunération

(1) Le soutien au biogaz injecté dans les réseaux de gaz naturel

Les producteurs de biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel¹ disposent d'une obligation d'achat, accessible par le biais d'un guichet ouvert ou d'un appel d'offres si les capacités de production sont en deçà des objectifs fixés par la PPE (articles L. 446-4 et L. 446-5 du code de l'énergie)².

Sous réserve de respecter des critères d'éligibilité et le bon fonctionnement des réseaux, **ces producteurs bénéficient**, de la part des fournisseurs de gaz, **d'un tarif d'achat couvrant les coûts d'investissement et d'exploitation de leurs installations**.

Ce tarif est établi sur une période de 15 ans. Il varie selon la capacité maximale d'injection des installations ainsi que les intrants utilisés. Il n'excède pas une rentabilité normale des projets.

Si un guichet ouvert a été institué depuis 2011 pour les installations de moins de 300 Nm³/h³, le lancement d'un appel d'offres pour celles excédant ce seuil pourrait intervenir prochainement.

Le surcoût résultant de la mise en œuvre de ces « tarifs d'achat », c'est-à-dire la différence entre la rémunération de référence et la valeur de marché de l'énergie produite⁴, est compensé à ces fournisseurs.

Il est pris en charge dans le budget général de l'État, dans le cadre de l'action 9 *Soutien à l'injection de biométhane* du programme 345 *Service public de l'énergie* de la mission *Écologie, développement et mobilité durable*.

Dans sa délibération du 15 juillet 2021¹, **la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a évalué à 712,9 M€ le montant des charges liées au biométhane au titre de l'année 2022**.

¹ Y compris les installations de stockage de déchets non dangereux (ISDND).

² Le premier dispositif a été institué par la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 relative au marché du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie et le second par l'ordonnance n° 2016-411 du 7 avril 2016 portant diverses mesures d'adaptation dans le secteur gazier.

³ Norme mètre cube par heure.

⁴ Aussi ce surcoût est-il susceptible de varier à la hausse en cas d'augmentation de la rémunération de référence ou du niveau de production et de baisse du prix de l'énergie.

La CRE prévoit ainsi une hausse de ces charges de 31,10 % à un an (+ 169,1 M€) et de 255,56 % à deux ans (+ 512,4 M€).

Cette augmentation s'explique par une multiplication par 3,4 du volume injecté dans les réseaux entre 2020 et 2022 (pour atteindre 8,5 TWh) et par 3,9 du nombre d'installations de méthanisation en injection (pour atteindre 727).

Charges (en M€)	Constatées en 2020	Prévues en 2021	Prévues en 2022	Évolution à 1 an	Évolution à 2 ans
Injection de biogaz	200,5	543,8	712,9	31,10 %	255,56 %

Huit décrets² et arrêtés³ des 21 ou 23 novembre 2011 ont défini les modalités d'application de l'obligation d'achat susmentionnée.

Par un décret⁴ et un arrêté⁵ du 23 novembre 2020, ces modalités d'application ont été révisées à compter de cette date ; cet arrêté a été pris à titre « transitoire » et pourrait être modifié à l'issue de la procédure de notification engagée par la France auprès de la Commission européenne.

À date, deux arrêtés encadrent donc l'obligation d'achat attribuée par guichet ouvert aux installations de production de biogaz inférieures à 300 Nm³/h : le premier s'applique aux installations ayant signé un contrat d'achat avant le 23 novembre 2020 ; le second aux autres.

Les principales modifications réglementaires sont les suivantes.

D'une part, le décret précité conditionne la signature du contrat d'achat à l'achèvement des procédures administratives.

D'autre part, l'arrêté susmentionné prévoit :

- de distinguer trois catégories d'installations : les ISDND, les digesteurs n'utilisant pas les matières issues du traitement des eaux usées urbaines ou industrielles et les digesteurs en utilisant ;

¹ Commission de régulation de l'énergie (CRE), délibération n° 2021-230 du 15 juillet 2021 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2022 (p. 9) et annexe 1 (p. 14).

² Décret n° 2011-1594 du 21 novembre 2011 relatif aux conditions de vente du biométhane aux fournisseurs de gaz naturel ; décret n° 2011-1595 du 21 novembre 2011 relatif à la compensation des charges de service public portant sur l'achat de biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel ; décret n° 2011-1596 du 21 novembre 2011 relatif aux garanties d'origine du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel ; décret n° 2011-1597 du 21 novembre 2011 relatif aux conditions de contractualisation entre producteurs de biométhane et fournisseurs de gaz naturel.

³ Arrêté du 21 novembre 2011 fixant la nature des intrants dans la production de biométhane pour l'injection dans les réseaux de gaz naturel ; arrêté du 23 novembre 2011 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel ; arrêté du 23 novembre 2011 relatif aux modalités de désignation de l'acheteur de biométhane de dernier recours ; arrêté du 23 novembre 2011 fixant la part du montant des valorisations financières des garanties d'origine venant en réduction des charges de service public portant sur l'achat de biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel donnant droit à compensation.

⁴ Décret n° 2020-1428 du 23 novembre 2020 portant diverses dispositions d'adaptation de l'obligation d'achat à un tarif réglementé du biométhane injecté dans un réseau de gaz naturel.

⁵ Arrêté du 23 novembre 2020 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel.

- de faire bénéficier d'une prime de 0,1 à 0,3 c€/kWh les installations raccordées à un réseau de moins de 100 000 clients, c'est-à-dire à celles ne pouvant bénéficier d'un taux de réfaction tarifaire sur leurs coûts de raccordement aux réseaux de gaz naturel (voir 2 du b) du présent 2) ;

- de faire bénéficier d'une prime de 0,1 à 1 c€/kWh les installations utilisant des effluents d'élevage, à l'exclusion des autres intrants issus de l'agriculture ou de l'agro-industrie ;

- d'appliquer un malus de 0,5 c€/kWh aux installations bénéficiant d'une aide à l'investissement de l'Ademe ;

- d'introduire une réduction trimestrielle de 0 à 0,5 c€/kWh si les capacités de production installées au cours du semestre précédent n'excèdent pas 22 000 Nm³/h ou de 0,5 c€/kWh au-delà de ce seuil.

Dans sa délibération du 10 septembre 2020¹, la CRE a émis un avis favorable sur ces projets de décret et d'arrêté : en effet, elle estime que *« le renforcement des conditions d'accès au contrat d'achat et la baisse du niveau de soutien des installations de biométhane sont impératives pour obtenir un développement de la filière conforme aux objectifs de la PPE tout en étant soutenable pour les finances publiques »*.

S'agissant des conditions administratives prévues par le décret, elle considère qu'*« elles constituent un bon équilibre entre la garantie offerte au porteur de projet lui permettant de réaliser son bouclage financier et la fiabilité de l'indicateur donné aux pouvoirs publics »*.

Pour ce qui concerne les tarifs d'achat prévus par l'arrêté, la CRE constate que *« le niveau du soutien baisse de 1 à 15 % pour les méthanisations suivant leur taille et leurs intrants »*. Elle est favorable *« à l'introduction d'une prime pour compenser l'absence de réfaction pour certaines installations »* ainsi qu'*« au principe de dégressivité trimestrielle du tarif d'achat en fonction de la dynamique de la filière »*.

Interrogé par la mission d'information, le ministère de l'agriculture et de l'alimentation (MAA) a précisé en ces termes être favorable au remplacement d'une prime sur les intrants agricoles par une autre sur les effluents d'élevage : *« ce remplacement a été soutenu par le MAA en application du Plan EMAA, qui vise à valoriser en méthanisation en priorité les effluents d'élevage. [Il est] justifié économiquement par l'objectivation du surcoût lié au traitement des effluents d'élevage, peu méthanogènes, et [l']absence de surcoût pour le traitement des CIVE »*.

Une comparaison des modalités d'application de l'obligation d'achat en guichet ouvert pour l'injection, prévues par les décrets et arrêtés des 21 ou 23 novembre 2011 et 23 novembre 2020, est annexée au présent rapport d'information (ANNEXE V).

¹ Commission de régulation de l'énergie (CRE), Délibération n° 2020-223 du 10 septembre 2020.

Si le guichet ouvert applicable aux installations de production de biogaz inférieures à 300 Nm³/h est donc en pleine refonte, **la mise en œuvre de l'appel d'offres pour celles supérieures à ce seuil n'est pas achevée.**

Pour les professionnels de la filière du biogaz¹, « le lancement des appels d'offres prévus par la PPE pour les installations supérieures à 300 Nm³/h est attendu pour 2021 », mais « le futur arrêté tarifaire et l'AO² pourraient ne pas inclure les ISDND ».

Dans sa délibération du 28 janvier 2021³, la CRE a émis un avis favorable sur un projet de décret instituant de tels appels d'offres *« en ce qu'ils calquent les dispositions qui prévalent pour les installations de production d'électricité à partir d'énergie renouvelable qui donnent satisfaction »*.

(2) Le soutien à l'électricité produite dans les installations de biométhane

Les producteurs d'électricité dans les installations de biométhane bénéficient de l'obligation d'achat ou du complément de rémunération, prévus pour les énergies électriques renouvelables (articles L. 314-1 ou L. 314-18 du code de l'énergie)⁴.

Un arrêté du 19 mai 2011⁵ – modifié par 4 arrêtés des 23 septembre et 13 décembre 2016⁶, du 3 septembre 2019 et du 11 mai 2020⁷ – en a fixé les modalités d'application.

Les articles D. 314-15 et D. 314-23 appliquent l'obligation d'achat aux installations dont la puissance est inférieure à 500 kW⁸ et le complément de rémunération à celle dont la puissance est supérieure à ce seuil, lorsqu'elles sont situées sur le territoire métropolitain.

La durée du contrat pour la cogénération est de 20 ans, et non de 15 ans comme pour l'injection.

¹ Gaz réseau distribution France (GrDF), Gaz réseau de transport (GRTgaz), Syndicat professionnel des entreprises gazières non nationalisées (SPEGNN), Syndicat des énergies renouvelables (SER), Teréga, Panorama du gaz renouvelable en 2020, 2021.

² Appel d'offres (AO).

³ Commission de régulation de l'énergie (CRE), Délibération n° 2021-28 du 28 janvier 2021.

⁴ Le premier dispositif a été institué par la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité – et modifié par l'ordonnance n° 2011-504 du 9 mai 2011 portant codification de la partie législative du code de l'énergie – et le second par la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

⁵ Arrêté du 19 mai 2011 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations qui valorisent le biogaz.

⁶ Arrêté du 23 septembre 2016 modifiant l'arrêté du 19 mai 2011 précité et arrêté du 13 décembre 2016 fixant les conditions d'achat pour l'électricité produite par les installations utilisant à titre principal le biogaz produit par méthanisation de déchets non dangereux et de matière végétale brute implantées sur le territoire métropolitain continental d'une puissance installée strictement inférieure à 500 kW telles que visés au 4° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie.

⁷ Arrêté du 3 septembre 2019 fixant les conditions d'achat et du complément de rémunération pour l'électricité produite par les installations utilisant à titre principal du biogaz issu d'installations de stockage de déchets non dangereux implantées sur le territoire métropolitain continental et arrêté du 11 mai 2020 modifiant l'arrêté du 3 septembre 2019 précité.

⁸ L'obligation d'achat s'applique en outre aux installations dont la puissance est inférieure à 12 MW, situées dans les zones non interconnectées (ZNI) (article D. 315-15 du code de l'énergie).

Dans sa délibération du 1^{er} septembre 2016¹, la CRE a validé en ces termes la réforme de ce dispositif de soutien : « La CRE émet un avis favorable sur le projet d'arrêté qui lui est soumis. Elle recommande toutefois une simplification de la procédure ».

À l'instar de l'injection, le surcoût induit par ces « tarifs d'achat » est compensé aux fournisseurs d'électricité.

Il est pris en charge dans le budget général de l'État, dans le cadre de la sous-action *Bio-énergies* de l'action 9 *Soutien aux énergies électriques en métropole continentale* du programme 345 *Service public de l'énergie* de la mission *Écologie, développement et mobilité durable*.

Dans sa délibération du 15 juillet 2021², la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a évalué à 624,7 M€ le montant des charges liées aux bioénergies au titre de l'année 2022.

La CRE prévoit ainsi une baisse de ces charges de 12,34 % à un an (- 87,9 M€) et de 2,59 % à deux ans (- 16,6 M€).

Cette sous-action comprenant des dépenses liées au bois-énergie, les montant et évolution susmentionnés ne reflètent cependant pas la seule évolution du soutien à la production d'électricité issue de biogaz.

Charges (en M€)	Constatées en 2020	Prévues en 2021	Prévues en 2022	Évolution à 1 an	Évolution à 2 ans
Production d'électricité par bio-énergies	641,3	712,6	624,7	- 12,34 %	- 2,59 %

Les modalités d'application de l'obligation d'achat par guichet ouvert pour la cogénération, fixées par l'arrêté du 19 mai 2011 modifié par celui du 23 septembre 2016, sont précisées en ANNEXE VI.

Parmi ces modalités, trois d'entre elles méritent d'être relevées :

- en premier lieu, seules les installations de production de biogaz par méthanisation et les STEP, et non la plupart des ISDND, sont éligibles ;

- en second lieu, tout producteur d'électricité à partir d'une installation de biométhane souhaitant bénéficier de l'obligation d'achat doit réaliser une étude de faisabilité sur la valorisation en injection du biogaz produit par l'installation, ce qui témoigne de la préférence accordée à l'injection par rapport à la cogénération ;

- enfin, la prime sur les « effluents d'élevage » ou la réduction trimestrielle, prévus depuis 2016 dans le cas de la cogénération, ont été appliqués depuis 2020 à l'injection : l'effort de rationalisation des « tarifs d'achat » applicables au biogaz a donc débuté avec ce premier usage.

¹ Commission de régulation de l'énergie (CRE), Délibération du 1^{er} septembre 2016 portant avis sur le projet d'arrêté modifiant l'arrêté du 19 mai 2011.

² Commission de régulation de l'énergie (CRE), Délibération n° 2021-230 du 15 juillet 2021.

(3) Le soutien au biogaz non injecté destiné à la mobilité

La loi dite « LOM »¹, du 24 décembre 2019, a prévu que les producteurs de biogaz dont la production est majoritairement destinée à des usages liés à la mobilité bénéficient d'un complément de rémunération par appel d'offres (articles L. 446-7 à L. 446-11 du code de l'énergie).

Il peut s'agir des installations de production de biogaz par méthanisation ou des ISDND, mais non des STEP.

Si le décret d'application de ce dispositif n'a pas encore été pris, un projet a été mis à consultation, de mai à juillet derniers.

Selon les documents publiés dans le champ de la consultation², son champ viserait les installations de production, de traitement et de logistique. Son bénéfice serait attribué en deux étapes, permettant de sélectionner les candidats (appel à projets) puis les offres (appel d'offres).

Dans sa délibération du 28 janvier 2021³, la CRE a indiqué être *« favorable aux dispositions créant un mécanisme de soutien innovant pour le biométhane non injecté utilisé sous forme de carburant (bioGNV) »*.

(4) L'intégration du critère du bilan carbone dans les dispositifs de soutien au biogaz attribué par appel d'offres

Les « tarifs d'achat » applicables à la méthanisation intègrent de plus en plus l'impact environnemental des projets.

En effet, la loi « Énergie-Climat »⁴ de 2019 a institué le critère du **« bilan carbone »**, qui doit être pris en compte dans les critères d'éligibilité ou de notation des dispositifs de soutien à la production de biogaz mis en place par appel d'offres (article L. 446-1 A du code de l'énergie).

La loi « Climat et résilience »⁵ de 2021 a rétabli le dispositif d'application de ce critère, pour les dispositifs attribués par appel d'offres, et prévu l'évaluation de son extension, à ceux attribués en guichets ouverts.

Dans ses éléments de réponse adressés au Sénat⁶, la CRE a indiqué être *« très favorable à l'application d'un critère du "bilan carbone" »*.

¹ Loi n° 2019-1428 du 24 décembre 2019 d'orientation des mobilités (article 71).

² Consultation publique sur le projet de décret portant modification de la partie réglementaire du code de l'énergie concernant les dispositions particulières relatives à la vente de biogaz, 17 mai au 7 juin 2021, accessible ci-après : <http://www.consultations-publiques.developpement-durable.gouv.fr/projet-de-decret-portant-modification-de-la-partie-a2371.html>

³ Commission de régulation de l'énergie (CRE), Délibération n° 2021-28 du 28 janvier 2021.

⁴ Loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat (article 30).

⁵ Loi n° 2021-1104 du 22 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets (article 90).

⁶ Éléments adressés par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) à la commission des affaires économiques du Sénat dans le cadre de l'évaluation de l'application de la loi « Énergie-Climat ».

- (5) Un nouveau dispositif d'appel d'offres pour les producteurs de biogaz innovants : le contrat d'expérimentation

S'ils sont plus vertueux sur le plan environnemental, **les « tarifs d'achat » sont aussi de mieux en mieux adaptés aux réalités économiques**, certains d'entre eux prévoyant une application expérimentale.

À titre d'exemple, **la loi « Énergie-Climat »¹ de 2019 a introduit le « contrat d'expérimentation »**, qui permet à l'autorité administrative d'organiser des appels d'offres pour sélectionner des projets de production d'électricité renouvelable ou de biogaz utilisant des technologies innovantes (articles L. 314-29 et 446-24 du code de l'énergie).

Ses modalités d'application réglementaire sont encore attendues.

b) Les modalités d'accès et d'utilisation des réseaux de gaz naturel

- (1) Le droit à l'injection dans les réseaux de gaz naturel

La loi dite « Egalim »², du 30 octobre 2018, a consacré un « droit à l'injection » pour les producteurs de biométhane injecté dans les réseaux.

Concrètement, lorsqu'une installation de production de biogaz est située à proximité de réseaux de gaz naturel, **les gestionnaires de réseaux doivent effectuer les renforcements nécessaires pour y permettre l'injection du biogaz**, sous réserve de la pertinence technico-économique des investissements (articles L. 453-9 et 453-10 du code de l'énergie).

Un décret du 28 juin 2019³ a identifié ces travaux de renforcement au renouvellement ou au doublement d'une canalisation existante, au maillage⁴, au rebours⁵, à la modification ou au déplacement d'un poste de détente.

Des zonages de raccordement sont ainsi élaborés tous les 2 ans par les gestionnaires de réseaux puis validés par la CRE : ils définissent le réseau gazier le plus pertinent d'un point de vue technico-économique pour le raccordement de nouvelles installations de production de biogaz.

Un arrêté du 28 juin 2019⁶ a fixé le ratio technico-économique investissements/volumes à 4 700 €/Nm³/h.

¹ Loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat (article 33).

² 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 (article 94).

³ Décret n° 2019-665 du 28 juin 2019 relatif aux renforcements des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel nécessaires pour permettre l'injection du biogaz produit.

⁴ Définie comme une « canalisation permettant de relier deux sections préexistantes d'un ou de plusieurs réseaux de distribution de gaz naturel, incluant le cas échéant un poste de comptage à l'interface des réseaux ».

⁵ Défini comme une « installation de compression permettant un flux de gaz naturel d'une section préexistante d'un réseau de transport ou de distribution de gaz naturel vers une section préexistante [...] de pression supérieure ».

⁶ Arrêté du 28 juin 2019 définissant les modalités d'application de la section 6 du chapitre III du titre V du livre IV du code de l'énergie.

Dans sa délibération du 14 novembre 2019¹, la CRE a précisé les modalités de financements suivantes :

- pour les ouvrages de renforcement, une prise en charge par les tarifs de renforcement en deçà de ce seuil et une participation possible des porteurs de projets ou des tiers au-delà de ce seuil ;
- pour les ouvrages de raccordement, une prise en charge mutualisée entre les porteurs de projets ;
- pour les autres ouvrages, une prise en charge individuelle par les porteurs de projets concernés, après prise en compte de la réfaction tarifaire.

De plus, les producteurs sont redevables d'un timbre d'injection, couvrant les dépenses d'exploitation des ouvrages de renforcement, dont le montant a été fixé par une autre délibération de la CRE du 20 mai 2020²³.

Dans son bilan de mars 2021⁴, la CRE a jugé très positivement l'application du droit à l'injection : *« Deux ans après la loi Egalim, le droit à l'injection fonctionne et permet aux réseaux de gaz d'accueillir la production de biométhane au rythme de son développement. »*

Pour preuve, fin mai 2021, la CRE a déjà délibéré à 5 reprises et validé 216 zonages de raccordement au mois de mai 2021 via un découpage cantonal : ils représentent 35 TWh d'injection de biométhane et 900 M€ d'investissement de renforcement^{5,6}.

(2) Le taux de réfaction sur les tarifs d'utilisation des réseaux de distribution ou de transport de gaz naturel

La loi dite « Autoconsommation »⁷, du 24 février 2017, a reconnu une « réfaction » aux producteurs de biométhane injectés dans les réseaux.

Ces derniers bénéficient ainsi d'une réduction de prix sur les tarifs d'utilisation des réseaux de gaz naturel couvrant les coûts de raccordement à ces réseaux des installations de production de biogaz (articles L. 452-1 et L. 452-1-1 du code de l'énergie).

Cette réfaction est applicable aux installations raccordées tant au réseau de distribution de gaz naturel⁸ qu'à celui de transport¹.

¹ Commission de régulation de l'énergie (CRE), Délibération n° 2019-242 du 14 novembre 2019.

² Commission de régulation de l'énergie (CRE), Délibération n° 2020-098 du 20 mai 2020.

³ Le montant ainsi fixé est de 0,7 €/MWh dans les zones prévoyant un rebours et/ou une compression mutualisée (zone 1), 0,4 €/MWh dans celles comprenant un maillage et/ou une extension mutualisée et 0 €/MWh dans les autres zones (zone 3).

⁴ Commission de régulation de l'énergie (CRE), Bilan de la mise en œuvre du droit à l'injection du biométhane dans les réseaux de gaz, mars 2021.

⁵ Dont 30 % ont été validés par la CRE, soit 440 M€ d'investissement de renforcement.

⁶ À moyen terme, cela représente 1 000 projets et 28 TWh d'injection de biométhane.

⁷ Loi n° 2017-227 du 24 février 2017 ratifiant les ordonnances n° 2016-1019 du 27 juillet 2016 et n° 2016-1059 du 3 août 2016 (articles 14 et 19).

⁸ Pour le réseau de distribution de gaz naturel, la réfaction n'est applicable que sur « les réseaux publics de distribution de gaz naturel qui ne sont pas concédés en application de l'article L. 432-6 [du code de l'énergie] et qui ont pour société gestionnaire une société mentionnée à l'article L. 111-61 [du même

Le niveau de prise en charge du coût de raccordement est fixé par arrêté du ministre chargé de l'énergie après avis de la Commission de régulation de l'énergie (CRE).

Cette réfaction est financée par le biais de ces tarifs d'utilisation.

Selon le Gouvernement², **le coût cumulé lié à l'application de cette réfaction s'est élevé à 13 M€ en 2020.**

Cela représente une hausse de ces coûts de 85,71 % à un an (+ 6 M€) et de 333,33 % à deux ans (+ 10 M€).

Coût (en M€)	Constaté en 2018	Prévu en 2019	Prévu en 2020	Évolution à 1 an	Évolution à 2 ans
Injection de biogaz	3	7	13	85,71 %	333,33 %

Dans le cadre de la loi « Climat et résilience »³ de 2021, **le niveau maximal du coût du raccordement, pouvant être pris en charge dans le taux de réfaction, a été porté de 40 à 60 %.**

Dans ses éléments de réponse adressés au Sénat⁴, **la CRE a indiqué que « l'augmentation du taux de réfaction à 60 % pour le raccordement au réseau de distribution de gaz naturel des installations productrices de biométhane serait un mauvais signal pour la filière et aurait pour conséquence une augmentation des coûts pour les consommateurs de gaz ».**

(3) Des dérogations pour l'accès ou l'utilisation des réseaux ou installations de gaz naturel : le bac à sable réglementaire

À l'instar des « tarifs d'achat », **l'accès ou l'utilisation des réseaux de gaz naturel présentent des modalités de plus en plus expérimentales.**

À titre d'illustration, la loi « Énergie-Climat »⁵ de 2019 a créé le « **bac à sable réglementaire** », qui permet à la CRE ou à l'autorité administrative d'accorder des dérogations, pour une durée de 4 ans renouvelables une fois, aux conditions d'accès ou d'utilisation des réseaux ou installations pour déployer des technologies ou des services innovants ou des réseaux ou des infrastructures intelligents.

code] » (article L. 452-1-1 du code de l'énergie), c'est-à-dire « une société gestionnaire d'un réseau de distribution d'électricité ou de gaz qui dessert, sur le territoire métropolitain continental, plus de 100 000 clients » (article L. 111-61 du même code).

¹ Pour le réseau de transport de gaz naturel, la réfaction s'établit « dans la limite de 400 000 € » (article 1^{er} de l'arrêté du 10 janvier 2019 relatif au niveau de prise en charge des coûts de raccordement aux réseaux de transport de gaz naturel des installations de production de biogaz, en application de l'article L. 452-1 du code de l'énergie).

² Éléments adressés par le ministère de la transition écologique (MTE) à la commission des affaires économiques du Sénat dans le cadre de l'examen du projet de loi de finances pour 2021.

³ Loi n° 2021-1104 du 22 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets (article 94).

⁴ Éléments adressés par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) à la commission des affaires économiques du Sénat dans le cadre de l'examen du projet de loi « Climat et résilience ».

⁵ Loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat (article 61).

Dans sa délibération du 11 mars 2021,¹ la CRE a accordé de telles dérogations à 9 projets, dont 7 liés au biogaz, soit les $\frac{3}{4}$ d'entre eux.

c) Les aides à l'investissement : des collectivités territoriales à l'Union européenne

(1) Les appels à projets (AAP) ou à manifestation d'intérêt (AMI) de l'Ademe et de l'ANR

L'Ademe joue un rôle de premier plan dans le soutien aux producteurs de biogaz.

Tout d'abord, les producteurs souhaitant bénéficier des « tarifs d'achat » doivent identifier leurs installations auprès de l'agence ; cette dernière peut leur attribuer un appui technique ou une aide financière.

Plusieurs fonds sont mobilisés :

- le fonds « Économie circulaire » (FEC) pour les installations de valorisation du biogaz par cogénération et les équipements de traitement spécifique du biogaz ;

- le fonds « Chaleur renouvelable » (FCR) pour les installations de valorisation du biogaz par chaleur ou épuration/injection et les réseaux de chaleur liés.

Ainsi que l'a indiqué l'Ademe à la mission d'information, « le FEC est le fonds historique pour la méthanisation, qui a permis le déploiement des projets valorisant le biogaz par cogénération » et précisé que « le FCR a pris le relais pour l'accompagnement des projets d'injection de biométhane ».

L'accès aux aides délivrées par l'Ademe est conditionné au respect de critères de performance énergétique et environnementale présentant un haut niveau d'exigence (voir ANNEXE VII).

Pour preuve, les 1 200 projets de méthanisation soutenus par l'Ademe ont tous fait l'objet d'un bilan en termes de GES, leur bénéfice moyen sur le plan des émissions de GES étant de 2 736 tCO₂eq².

L'Ademe a précisé à la mission d'information avoir soutenu 1 175 projets, représentant 425 M€ d'aides et 2,7 Mds€ d'investissements.

Pour la seule année 2020, 137 projets ont été subventionnés pour 57,2 M€ : 113 projets (pour 52 M€) par le FCR et 24 projets (pour 5,2 M€) par le FEC. Cela représente 2 400 000 tMB³ de substrats traités, 1 300 GWh/an de capacités installées pour l'injection et 100 GWh/an pour la cogénération.

Cependant, l'Ademe s'est inquiétée en ces termes de l'impact des nouveaux « tarifs d'achat » sur la dynamique d'attribution de ses aides à

¹ Commission de régulation de l'énergie (CRE), Délibération n° 2021-59 du 11 mars 2021.

² Tonnes d'équivalents en dioxyde de carbone.

³ Tonnes de matières brutes.

l'investissement : *« Il existe moins de visibilité sur la dynamique compte tenu des nouveaux tarifs d'achat biométhane qui incluent une décote tarifaire de 5 €/MWh en cas d'une aide de l'Ademe, ce qui va fortement diminuer l'attractivité des aides de l'Ademe [...] Car les autres subventions comme les aides des régions, départements, ou Feder ne sont pas concernées par cette décote ».*

Outre les fonds « Chaleur renouvelable » et « Économie circulaire », **l'Ademe participe aussi au financement d'autres fonds en capitaux :** « Eiffel », « Agri impact » ou « participatif ».

Elle a également mis en place des appels à projets (AAP) ou des appels à manifestation d'intérêt (AMI), dans le cadre :

- **du « programme d'investissements d'avenir »** (Thématique Économie circulaire, Démonstrateurs et Territoires d'Innovation de Grande Ambition – DTIGA, Concours d'innovation – i-nov) ;

- **du « plan de relance »** (Entreprise engagée pour la Transition écologique ou énergétique – EETE) ;

- **de programmes *ad hoc* sur la bioéconomie** (Gérer, produire et valoriser les biomasses – GRAINE) **ou la qualité de l'air** (Amélioration de la Qualité de l'Air : Comprendre, Innover, Agir – AQACIA).

Ces AAP et AMI offrent un soutien aux porteurs de projets de méthanisation aux différents stades de ces projets : aides à la recherche, à la décision, à l'investissement ou à la diffusion.

À titre d'exemple, **le Gouvernement a annoncé le lancement d'un appel à projets relatif à la méthanisation**, opéré par l'Ademe¹, dans le cadre du « programme d'investissements d'avenir ».

Cet appel à projets vise à *« faire émerger des solutions industrielles innovantes en matière de méthanisation afin de développer la compétitivité de la filière française et la structurer de manière pérenne »*.

Hormis l'Ademe, **l'Agence nationale de la recherche (ANR) subventionne également des projets dans le domaine du biogaz :** dans sa contribution adressée à la mission d'information, l'ANR a indiqué avoir soutenu 42 projets pour 21,77 M€ de 2005 à 2020.

Ces projets ont été soutenus, dans le cadre :

- **des « appels à projets génériques »** (Jeunes chercheurs – JC, Projets de recherche collaborative – RC, Projets de recherche collaborative – RC) ;

- **des « appels à projets spécifiques »** (Emergence, Flash, Laboratoires communs organismes de recherche public – LabCom, Montage de Réseaux Scientifiques Européens ou Internationaux – MRSEI) ;

¹ Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe), Communiqué de presse du 5 octobre 2020 : <https://presse.ademe.fr/2020/10/investissements-davenir-un-appel-a-projets-pour-developper-la-competitivite-de-la-filiere-methanisation.html>

- des « appels à projets internationaux » (Europe, Blanc international) ;

- d'autres « programmes thématiques ».

(2) Les prêts sans garantie de Bpifrance

Deux prêts sans garantie ont été développés par Bpifrance.

Le prêt « Méthanisation agricole » est accordé aux exploitants agricoles investissant, seuls ou collectivement, dans des méthaniseurs agricoles dont la capacité de cogénération est inférieure à 500 kW ou dont la capacité d'injection est inférieure à 125 Nm³/h.

Le prêt est compris entre 100 000 et 500 000 €, sur 3 ans. Pour en bénéficier, les méthaniseurs doivent respecter un taux maximal de 15 % de cultures dédiées et un taux minimal de 33 % d'effluents d'élevage et exclure les boues de STEP ou les déchets ménagers.

Le fonds de garantie apporté par le MAA est de 25 M€. Son objectif est de financer 400 projets en 5 ans, pour un montant de 100 M€.

Dans le cadre du volet agricole du « grand plan d'investissement », doté de 5 Mds d'euros, **100 M€ ont ainsi été réservés pour le financement de ce prêt sans garantie¹.**

Selon le MAA, **16 dossiers ont été déposés et 8 prêts ont été accordés en mai 2021.**

Le prêt « Méthanisation injection » est accordé aux méthaniseurs dont la capacité d'injection est supérieure à 125 Nm³/h.

Le prêt est compris entre 300 000€ à 1 000 000€, de 3 à 12 ans. Pour y prétendre, ces méthaniseurs doivent recourir à des pratiques agricoles cohérentes avec le « Guide de pratiques exemplaires en cas de mobilisation de cultures énergétiques », contractualiser avec des entreprises ayant obtenu le label « Qualiméthas » et exclure les mêmes boues et déchets.

Le fonds de garantie apporté par l'Ademe est de 20 M€. Son objectif est de financer 100 projets pour un montant total de 75 M€.

Pour l'Ademe, *« le bilan de ce dispositif sera à réaliser à la fin de l'année 2021 ».*

(3) Les aides des conseils régionaux

Certains conseils régionaux apportent eux aussi, souvent en lien avec l'Ademe, des aides à l'investissement voire au fonctionnement aux porteurs de projets de méthanisation (voir ANNEXE VIII).

¹ Service du Premier ministre, Présentation du Grand plan d'investissement, septembre 2017 : https://www.gouvernement.fr/sites/default/files/document/document/2017/09/dossier_de_presse_-_le_grand_plan_dinvestissement_2018-2022.pdf

À l'image des aides à l'investissement des conseils régionaux, **les interventions des collectivités territoriales en faveur de la filière du biogaz pourraient être amenées à se développer**, compte tenu de deux évolutions :

- d'une part, la loi « Énergie-Climat »¹ de 2019 a autorisé les sociétés ou coopératives constituées pour porter un projet de production de biogaz à proposer une part de leur capital aux collectivités territoriales ou aux habitants situés à proximité ;

- d'autre part, la loi dite « ASAP », du 7 décembre 2020², a allongé de 2 à 7 ans la délivrance d'avances en comptes courants par les sociétés de production d'énergies renouvelables détenues par des communes, des départements ou des régions ou leurs groupements³.

(4) L'intervention des FEADER et FEDER

Enfin, des aides à l'investissement en direction de la méthanisation sont également attribuées dans le cadre de la mise en œuvre par l'État et les régions du fonds européen agricole pour le développement rural (FEADER) – de 12 Mds€ sur la période 2014-2020 – et du fonds européen de développement régional (FEDER) – de 8,4 Mds€ sur cette même période.

3. Les dispositifs de soutien extrabudgétaires : un nouveau mode de financement encore récent

a) Les « garanties d'origine » : un mécanisme réformé par la loi « Énergie-Climat » de 2019

La loi « Grenelle II »⁴ de 2010, a institué un premier mécanisme de soutien extra-budgétaire à l'attention du biogaz : les « garanties d'origine ».

Ce mécanisme a été réformé par la loi « Énergie-Climat »⁵ de 2019.

Les garanties permettent d'assurer aux consommateurs de gaz naturel ayant souscrit une offre de gaz renouvelable une traçabilité sur l'origine de ce gaz renouvelable, dès lors qu'il a été produit en France et injecté dans le réseau de gaz naturel et quel que soit son lieu de consommation physique (article L. 446-18 à L. 446-22-1 du code de l'énergie).

Le cadre issu de la loi « Grenelle II » prévoyait que 75 % des gains réalisés par la valorisation des « garanties d'origine » soient mutualisés dans un fonds de compensation, sauf ceux réalisés sur l'usage carburant.

¹ Loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat (article 50).

² Loi n° 2020-1525 du 7 décembre 2020 d'accélération et de simplification de l'action publique (article 52).

³ Cette même loi a aussi assoupli la possibilité pour l'État d'autoriser, sans mise en concurrence, l'implantation d'une installation de production de biogaz sur son domaine public (même article).

⁴ Loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement (article 92).

⁵ Loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat (article 50).

Depuis la loi « Énergie-Climat », un nouveau cadre s'applique aux contrats d'achat conclus après le 9 novembre 2020.

Une « garantie d'origine » est émise pour chaque kilowattheure de biométhane produit et injecté dans les réseaux de gaz naturel.

Un organisme¹ est en charge de la gestion de leur registre national, ainsi que de leur délivrance, transfert ou annulation.

Si ces garanties ne sont pas émises par le producteur, elles le sont au bénéfice de l'État puis mises aux enchères ou transférées à titre gratuit à la commune d'implantation de l'installation en en faisant la demande.

Une ordonnance n° 2021-236 du 3 mars 2021² puis la loi « Climat et résilience » de 2021³ ont étendu aux groupements de communes et aux métropoles la possibilité de bénéficier de tels transferts.

Dans sa délibération du 25 novembre 2020⁴, la CRE a indiqué être *« favorable aux dispositions proposées en ce qu'elles permettent à l'État de limiter les dépenses publiques sans modifier le soutien individuel apporté aux producteurs de biométhane »*.

Selon les professionnels du biogaz⁵, on recense 45 fournisseurs et 190 sites sur le registre national des « garanties d'origine ».

b) Les « certificats de production de biogaz » : un mécanisme institué par la loi « Climat et résilience » de 2021

La loi « Climat et résilience »⁶ de 2021, a doté la filière du biogaz d'un second dispositif de soutien extra-budgétaire tout aussi important : les « certificats de production de biogaz ».

Il assigne aux fournisseurs de gaz naturel une obligation de restitution à l'État de « certificats de production de biogaz ».

Pour s'en acquitter, les fournisseurs peuvent, soit produire du biogaz injecté dans un réseau de gaz naturel, soit acquérir des certificats auprès de producteurs de biogaz.

Le décret devant définir les modalités d'application de l'article est encore attendu.

¹ En l'occurrence, Gaz réseau distribution France (GrDF).

² Ordonnance n° 2021-236 du 3 mars 2021 portant transposition de diverses dispositions de la directive (UE) 2018/2001 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et de la directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité (article 4).

³ Loi n° 2021-1104 du 22 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets (article 87).

⁴ Commission de régulation de l'énergie (CRE), Délibération n° 2020-271 du 25 novembre 2020.

⁵ Gaz réseau distribution France (GrDF), Gaz réseau de transport (GRTgaz), Syndicat professionnel des entreprises gazières non nationalisées (SPEGNN), Syndicat des énergies renouvelables (SER), Teréga, Panorama du gaz renouvelable en 2020, 2021.

⁶ Loi n° 2021-1104 du 22 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets (article 95).

Dans ses éléments de réponse adressés au Sénat¹, la CRE a indiqué être « *opposée à l'assimilation des certificats verts aux garanties d'origine* ».

4. Les dispositifs de soutien fiscaux : des incitations réformées par la LFI pour 2021

En dehors des dispositifs de soutien budgétaires ou extra-budgétaires, **un cadre fiscal spécifique est applicable aux projets de méthanisation (voir ANNEXE IX).**

Dans le cadre de la loi de finances initiale pour 2020², le gaz naturel – qu'il soit utilisé comme combustible ou comme carburant – a été assujéti totalement à la taxe intérieure sur la consommation de gaz naturel (TICGN) ; ce faisant, **l'exonération de TICGN dont bénéficiait le biogaz injecté dans les réseaux a été supprimée par la même occasion.**

Selon le Gouvernement³, **la suppression de cette dépense fiscale a généré 6 M€ pour la seule année 2021.**

5. Au total : quels résultats et quelles perspectives ?

La politique française de soutien à la méthanisation est ancienne puisqu'elle a été mise en place, depuis maintenant plus de vingt ans, sous la forme d'un soutien à l'électricité et à la cogénération puis à l'injection.

Cette politique a été formalisée dans de grandes lois emblématiques – « Grenelle I et II » de 2009-2010, « Transition énergétique » de 2015, « Énergie-Climat » de 2019 et « Climat et résilience » de 2021 –, **mais aussi dans les documents réglementaires de planification énergétique** – la PPE – **et climatique** – la SNBC.

Depuis lors, **elle a été enrichie d'une dimension européenne**, avec l'introduction de critères de durabilité par les directives « RED I et II », **mais aussi d'une dimension territoriale**, avec les SRADDET élaborés par les conseils régionaux.

Aujourd'hui, quel est le bilan de cette politique publique ?

a) Un cadre de soutien lacunaire et fluctuant

Tout d'abord, il faut d'emblée indiquer que le cadre de soutien à la méthanisation a permis d'obtenir des résultats probants : en effet, la France dispose actuellement d'un parc de 1 075 installations de production de

¹ Éléments adressés par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) à la commission des affaires économiques du Sénat dans le cadre de l'examen du projet de loi « Climat et résilience ».

² En effet, le gaz naturel était assujéti à la TICGN, en tant que combustible, et à la TICPE, en tant que carburant.

³ Annexe au projet de loi de finances pour 2021, Évaluation des voies et des moyens, Tome II – Les dépenses fiscales, p. 191.

biométhane, offrant une production effective de 1,3 TWh en électricité, 900 GWh en cogénération, 2,2 TWh en injection et 290 GWh en carburant¹.

Pour autant, **ce cadre de soutien pâtit de trois difficultés.**

En premier lieu, **le cadre législatif n'a pas toujours reçu une parfaite transcription sur le plan réglementaire.** C'est vrai pour les objectifs fixés, l'article L. 100-4 du code de l'énergie prévoyant un objectif de 10 % de biogaz, contre un objectif de 7 % assorti d'importantes baisses de coûts pour la PPE. C'est aussi vrai pour les dispositifs de soutien : les décrets ou arrêtés prévus pour l'appel d'offres en faveur du biogaz injecté pour les installations de production de plus de 300 Nm³/h, l'appel d'offres en faveur du biogaz non injecté destiné à la mobilité ou le « contrat d'expérimentation » pour les projets de production de biogaz innovants sont encore attendus. D'autres dispositifs de soutien sont par ailleurs trop récents pour être opérationnels : il en va ainsi des « certificats de production de biogaz » ou du taux de réfaction de 60 % sur les coûts de raccordement aux réseaux de gaz naturel, issus de la loi « Climat et résilience » d'août 2021.

En second lieu, **le cadre de soutien existant, qu'il soit fiscal, budgétaire ou extra-budgétaire, est en complète évolution.** L'obligation d'achat et le complément de rémunération sont entrés dans une phase plus restrictive, avec l'arrêté du 23 septembre 2016, pour l'électricité, et celui du 23 novembre 2020, pour l'injection. Il en est de même de la fiscalité, avec la suppression de l'exonération de TICGN dont bénéficiait le biogaz injecté, par la loi de finances initiale pour 2020. À ce stade, on ignore si les dispositifs de soutien extra-budgétaires reposant sur les fournisseurs – les « garanties d'origine » ou les « certificats de production de biogaz » – ou les consommateurs – le taux de réfaction de 60 % – suffiront à compenser ces évolutions budgétaires et fiscales. On ignore également si les producteurs de biométhane auront la capacité, financière et administrative, de se saisir des aides à la constitution de fonds propres remboursables – les prêts sans garantie de Bpifrance – ou non – les aides à l'investissement de l'Ademe, de l'ANR ou des conseils régionaux. Se pose également la question de l'articulation des interventions existantes, avec en particulier le malus de 0,5 c€/kWh appliqué à l'obligation d'achat sur le biogaz injecté en cas d'aides de l'Ademe en parallèle, depuis l'arrêté de 2020.

Enfin, **le cadre de soutien est pour partie obsolète, au regard de la dynamique des projets.** Selon le Gouvernement, les capacités installées sont de 200 MW en cogénération et de 500 GWh en injection en 2019, contre des objectifs de 270 MW et 1 500 GWh en 2023. Pour autant, le nombre de projets de méthaniseurs en « *file d'attente* » est très élevé : 164 en électricité (contre 814 en service) et 1 164 en injection (contre 214 en service). Pour la CRE, « *la*

¹ Ministère de la transition écologique, Tableau de bord : biogaz pour la production d'électricité – Quatrième trimestre 2020, n° 340, février 2021 ; Tableau de bord : biométhane injecté dans les réseaux de gaz – Quatrième trimestre 2020, n° 341, février 2021 ; GrDF, GRTgaz, le SPEGNN, le SER et Teréga, Panorama du gaz renouvelable en 2020, 2021.

dynamique actuelle semble montrer que ces objectifs seront rapidement dépassés » et, pour l'Ademe, « les objectifs de la PPE sont donc clairement inférieurs au potentiel de développement ». C'est aussi l'avis des professionnels du secteur : ainsi, GrDF estime que la part du biogaz devrait avoisiner, dans 2 à 3 ans, 10 % dans 5 régions (Centre-Val de Loire, Pays de la Loire, Bretagne, Nouvelle-Aquitaine, Bourgogne-Franche-Comté) et, dans 3 à 4 ans, 50 % dans environ 400 communes et 100 EPCI ; de son côté, l'Association française du gaz (AFG) relève que le potentiel d'injection est de 90 TWh/an en 2030, contre 14 à 22 TWh fixé par la PPE. Cependant, ce dynamisme pourrait être freiné par la révision du cadre de soutien qui, au demeurant, s'ajoute à l'introduction de critères de durabilité et au renforcement des règles de sécurité. Engie constate ainsi que « le nouveau tarif d'achat, entré en vigueur fin novembre 2020, devrait considérablement freiner le développement de nouveaux projets du fait de conditions tarifaires décorrélées des coûts de production du biométhane », tandis que le SER estime que « la mise en place de mécanismes extra-budgétaires en plus du tarif d'achat [...] est indispensable pour atteindre ces objectifs qui ne pourront être tenus dans le cadre de l'enveloppe budgétaire contrainte prévue par la PPE ».

b) Des coûts de production élevés

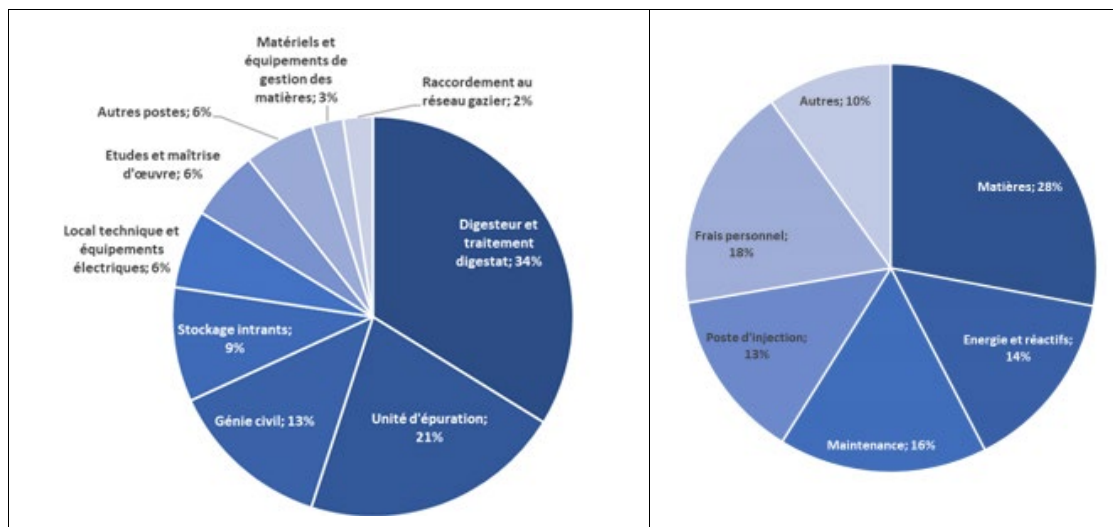
Si la production de biogaz a beaucoup progressé en vingt ans, **son coût demeure encore élevé.**

Selon le comité de prospective de la CRE^{1,2}, **le coût de production de la méthanisation oscille aujourd'hui entre 90 et 100 €/MWh, contre 25 €/MWh pour le gaz naturel.** Pour autant, la méthanisation offre des externalités positives, évaluées entre 40 et 70 €/MWh. C'est pourquoi le comité estime qu'« 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 2030, 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 ». Dans le détail, les coûts de production de la méthanisation sont partagés entre des coûts d'investissement, à hauteur de 40 %, et des coûts de fonctionnement, à hauteur de 60 %. L'acquisition d'un digesteur représente environ un tiers de ces coûts d'investissement, et celle des matières environ un tiers de ces coûts de fonctionnement.

¹ Comité de prospective de la Commission de régulation de l'énergie (CRE), Le verdissement du gaz, juillet 2019, pp. 20 et 29.

² Commission de régulation de l'énergie (CRE), Bilan technique et économique des installations de production de biométhane, 19 décembre 2018, pp. 10 à 13 et 22.

Les graphiques ci-dessous présentent la répartition, respectivement, des coûts d'investissement et de fonctionnement ainsi étudiés par la CRE :



Toutefois, **le coût de production de la méthanisation doit être remis en perspective**. Tout d'abord, la comparaison entre le coût de production de la méthanisation et celui du gaz naturel doit être prise avec précaution, en raison des externalités existantes, à commencer par la baisse des émissions de GES et de la pollution des eaux, évaluée entre 10 et 30 €/KWh dans l'étude précitée du comité de prospective de la CRE. Plus encore, le coût de production des différentes installations de méthanisation n'est pas homogène : ainsi, selon l'AFG, il s'établit entre 50 €/MWh pour la récupération de biogaz de décharge et 135 €/MWh pour une petite méthanisation agricole. De surcroît, le coût de production des installations de méthanisation est amené à décroître : en effet, la PPE a conditionné l'objectif de développement du biogaz d'ici à 2030 à des baisses de coûts à 75 €/MWh PCS en 2023 et 60 €/MWh PCS en 2028¹. Dans le cadre du contrat stratégique du comité stratégique de filière (CSF) « Industries des nouveaux systèmes énergétiques », liant la filière à l'État, la baisse des coûts a été intégrée à ses objectifs. Surtout, au regard des données de l'Ademe² et du SER³, la méthanisation présente des coûts de production compétitifs par rapport aux autres modes de production des gaz renouvelables et de récupération – la pyrogazéification ou le power-to-gas –, mais aussi par rapport aux autres sources d'énergies renouvelables.

Au total, **l'effort public en faveur de la méthanisation demeure maîtrisé**. La PPE⁴ a prévu, d'ici à 2028, un effort de 9,7 Mds d'euros pour les

¹ Décret n° 2020-456 du 21 avril 2020 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie (article 5).

² Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe), Un mix de gaz 100 % renouvelable en 2050 ? Étude de faisabilité technico-économique, 2018, p. 161.

³ Syndicat des énergies renouvelables (SER), Évaluation et analyse de la contribution des énergies renouvelables à l'économie de la France et de ses territoires, juin 2020, pp. 48, 52, 54, 56, 58, 60, 62, 64 et 66.

⁴ Ministère de la transition écologique (MTE), Stratégie française pour l'énergie et le climat, Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) 2019-2023, 2024-2028, avril 2020, pp. 277 et 278.

« tarifs d'achat » sur l'injection – dont 2,8 déjà engagés et 4,4 supplémentaires¹ – et de 6,5 Mds d'euros pour ceux sur l'électricité – dont 4,6 Mds déjà engagés et 1,9 supplémentaire². Son coût apparaît, limité puisque l'ensemble des charges de gestion du service public de l'énergie (CSPE)³ ont été estimées par cette même PPE entre 122,3 et 136,4 Mds d'euros d'ici 2028 – dont 103,1 déjà engagés et 19,2 à 33,4 supplémentaires⁴. Néanmoins, ce coût est susceptible de varier à la hausse en cas d'augmentation de la rémunération de référence ou du niveau de production et de baisse du prix de l'énergie⁵. C'est la raison pour laquelle la CRE a indiqué qu'elle « *reste attentive à l'évolution de la dépense publique dans le cadre des objectifs fixés par la PPE* ». Aux « tarifs d'achat » doivent, en outre, être ajoutées les aides à l'investissement de l'Ademe, de l'ANR, de l'Union européenne ou des conseils régionaux – soit 10 % de l'investissement selon l'étude précitée du comité de prospective de la CRE –, mais aussi les interventions – facultatives et donc non chiffrées – des communes ou de leurs groupements.

Le tableau suivant présente les dépenses budgétaires, prévues d'ici à 2028 par la PPE, pour les « tarifs d'achat » sur l'injection et la cogénération.

Montant prévu par la PPE d'ici à 2028 (en Mds€) ⁶	Tarif d'achat sur l'injection	Tarif d'achat sur la production d'électricité à partir du biogaz	Charges de gestion du service public de l'énergie (CSPE)
Déjà engagé	2,8	4,6	103,1
Supplémentaire	4,4	1,9	19,2 à 33,4
Total	9,7	6,5	122,3 à 136,4

c) Un effort de diversification du cadre de soutien

Enfin, **le cadre de soutien à la méthanisation a amorcé un effort de diversification**, qui demeure encore inabouti.

Cette diversification est lisible dans les usages promus par ce cadre de soutien : l'électricité et la cogénération dès le début des années 2000, l'injection depuis le milieu des années 2010 et les carburants depuis la fin de cette même décennie. Pour preuve les « tarifs d'achat » sur l'électricité ont été institués en 2000 et réformés en 2016. De son côté, l'injection a été promue par des « tarifs d'achat » mis en œuvre en 2011 et réformés en 2020, des taux de refaction institués en 2017 et élargis en 2021 ou

¹ Avec un coût de production de référence du biogaz de 60 €/MWh.

² Avec un prix de référence de l'électricité de 56 €/MWh.

³ Qui sous-tendent les dispositifs de soutien publics aux énergies renouvelables.

⁴ Avec un prix de l'électricité de 56 €/MWh.

⁵ Puisqu'il compense aux producteurs la différence entre cette rémunération de référence et le prix des énergies fossiles.

⁶ Avec un prix de l'électricité de 56€/MWh.

encore un « droit à l'injection » reconnu en 2019. Quant aux carburants, l'appel d'offres a été introduit en 2019. Une certaine inertie existe cependant puisque la production – souvent autoconsommée – de chaleur représente toujours 46 % des usages du biogaz et celle – souvent revendue – d'électricité toujours 38 %, contre 16 % pour l'injection dans les réseaux de gaz naturel en 2019¹. Pour autant, selon GrDF, le dynamisme de la filière de l'injection est indéniable : *« Cette filière se développe fortement en raison de sa meilleure valorisation énergétique (rendement de 90 % contre 35 % en cogénération) et de la possibilité de développer tous les usages chaleur, mobilité et industrie ».*

Cette diversification est aussi palpable sur le plan des technologies encouragées par ce cadre de soutien : ainsi, à l'occasion de la mise en œuvre du « programme d'investissements d'avenir », mis en place depuis 2009 par l'Ademe et l'ANR, des démonstrateurs ont été soutenus en matière de pyrogazéification ou de power-to-gas. Pour autant, ces technologies présentent des coûts de production élevés, entre 80 et 120€/MWh pour la première et entre 100 et 190€/MWh pour la seconde. Selon le SER, ce frein pourrait progressivement être levé : en effet, s'il reconnaît que le power-to-gas est *« plus coûteux dans les conditions économiques actuelles »*, entre 150 et 200€/MWh, il précise que *« les coûts cibles »* de la pyrogazéification et de gazéification hydrothermale *« sont similaires à ceux de la méthanisation »*, entre 80 à 100 €/MWh. La CRE n'envisage un essor de ces technologies qu'à moyen et long termes : *« 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. Les autres technologies sont des technologies encore peu matures, dont le développement ne peut être envisagé qu'à moyen et long termes. »* De son côté, Engie estime que ces technologies pourraient être mobilisées dès l'horizon 2030 : *« La pyrogazéification et la gazéification hydrothermale sont des filières complémentaires à la méthanisation et représentent chacune un potentiel d'1 TWh à horizon 2030 ; la première est une technologie intéressante pour traiter des déchets non fermentescibles (qui sont eux utilisés dans la méthanisation). La seconde permet de traiter les déchets humides et liquides et commence à se structurer. Moins matures que la méthanisation, elles nécessitent un coup de pouce de la part des pouvoirs publics ».*

Cette diversification est également perceptible sur le plan des acteurs de la méthanisation. Les professionnels de la méthanisation évoluent. Si les méthaniseurs agricoles représentent toujours 72 % des installations de biogaz injecté, la proportion des méthaniseurs territoriaux est passée de 10 à 28 % pour ceux agricoles et de 0 à 11 % pour ceux industriels en 5 ans². Les financeurs de la méthanisation changent. Au-delà

¹ Ministère de la transition écologique (MTE), Chiffres clés des énergies renouvelables, édition 2020, p. 52.

² Gaz réseau distribution France (GrDF), Gaz réseau de transport (GRTgaz), Syndicat professionnel des entreprises gazières non nationalisées (SPEGNN), Syndicat des énergies renouvelables (SER), Teréga, Panorama du gaz renouvelable en 2020, 2021 et Gaz réseau distribution France (GrDF), Gaz réseau de transport (GRTgaz), Syndicat professionnel des entreprises gazières non nationalisées (SPEGNN), Syndicat

des « tarifs d'achat » ou des aides à l'investissement, il est fait davantage appel à un financement privé, mobilisant les établissements bancaires – prêts sans garantie –, les fournisseurs de gaz naturel – « garanties d'origine » ou « certificats de production de biogaz » – ou les consommateurs – taux de réfaction. Enfin, la filière de la méthanisation se professionnalise. Il en va ainsi du label « Qualiméthas », développé en 2018, ou du CSF « Industries des nouveaux systèmes énergétiques », institué en 2019, qui valorisent les bonnes pratiques auprès des exploitants d'installations.

Cette diversification est enfin lisible sur le plan des principes d'action de la méthanisation. La politique de soutien à la méthanisation est duale, poursuivant des objectifs à la fois agricoles et énergétiques. Si le plan EMAA de 2013 identifiait la méthanisation comme « *un complément de revenus pour les exploitations agricoles* », les lois « Transition énergétique » de 2015 et « Énergie-Climat » de 2019 en ont fait un outil de valorisation des déchets et de décarbonation du gaz. La politique de soutien à la méthanisation intègre une dimension de plus en plus environnementale. Si la loi de « Transition énergétique » de 2015 a fixé un seuil de 15 % de cultures dédiées, l'ordonnance du 3 mars 2021 – autorisée par la loi « Énergie-Climat » de 2019 et ratifiée par celle « Climat et résilience » de 2021 – a institué des critères de durabilité. Ces critères liés aux conflits d'usages éventuels ou à la performance énergétique et environnementale ont été intégrés dans les cahiers des charges des aides à l'investissement pilotés par l'Ademe ; tout projet de méthanisation soutenu par l'agence fait l'objet d'un bilan en termes d'émissions de GES.

C. UN MODÈLE FRANÇAIS RESTANT ENCORE LARGEMENT À DÉFINIR

1. Quelles spécificités ? Un modèle français de méthanisation accordant une attention poussée aux impacts des installations

a) La place de la France dans la méthanisation européenne

En Europe, **quelque 20 000 installations de méthanisation¹**, dont 730 unités d'injection de biogaz dans les réseaux², **existent**.

Par rapport à autres pays européens, **la France dispose de capacités bien établies en matière de production de biogaz**.

des énergies renouvelables (SER), Transport et infrastructures gaz France (TIFG), Panorama du gaz renouvelable en 2015, 2016.

¹ Syndicat des énergies renouvelables (SER), Association technique énergie environnement (ATEE) – Club biogaz et Engie citant l'Association européenne du biogaz (AEB).

² Gaz réseau distribution France (GrDF), Gaz réseau de transport (GRTgaz), Syndicat professionnel des entreprises gazières non nationalisées (SPEGNN), Syndicat des énergies renouvelables (SER), Teréga, Panorama du gaz renouvelable en 2020, 2021.

S'agissant du biométhane injecté, **notre pays figure :**

- au **2^e rang en nombre d'installations** (214 sites), derrière l'Allemagne (232 sites) ;

- au **3^e rang en capacités raccordées** (3 917 GWh/an), après l'Allemagne (11 600) et le Royaume-Uni (4 315) ;

- au **4^e rang en capacités injectées** (2 207 GWh/an), suivant en cela l'Allemagne (10 000), le Danemark (4 400) et le Royaume-Uni (4 200) ;

- au **5^e rang en production injectée** (0,5 TWh/an), derrière l'Allemagne (9), le Royaume-Uni (3,5), la Suède (2), le Danemark (1,5) et les Pays-Bas (1)¹.

C'est donc une place potentiellement importante que la France occupe en Europe dans le domaine de la méthanisation, et singulièrement des projets dédiés à l'injection (voir encadré ci-dessous).

Éléments de comparaison sur l'essor de méthanisation en Europe

Selon les professionnels du biogaz², **on dénombre 20 000 installations de méthanisation en Europe.**

Pour eux³, il existe **730 unités d'injection de biométhane en 2020, avec une capacité maximale installée de 28 TWh.** Environ 85 % de ces sites et 90 % de cette capacité sont raccordés aux réseaux de gaz naturel.

Les 5 pays européens les plus impliqués sont l'Allemagne (232 sites avec une capacité de production installée raccordée de 11 600 GWh/an dont 10 000 pour l'injection), **le Royaume-Uni** (80 sites avec une capacité raccordée de 4 315 GWh/an dont 4 200 pour l'injection), **le Danemark** (46 sites avec une capacité d'injection de 4 400 GWh), **la France** (214 sites avec une capacité raccordée de 3 917 GWh/an dont 2 207 pour l'injection) et **l'Italie** (18 sites avec une capacité raccordée de 1 587 GWh/an dont 600 pour l'injection) (voir ANNEXE X pour une cartographie détaillée).

Selon le comité de prospective de la Commission de régulation de l'énergie (CRE)⁴, **on compte dans le monde 1 000 unités d'injection de biométhane en 2020, en hausse de près de 15 % en trois ans.**

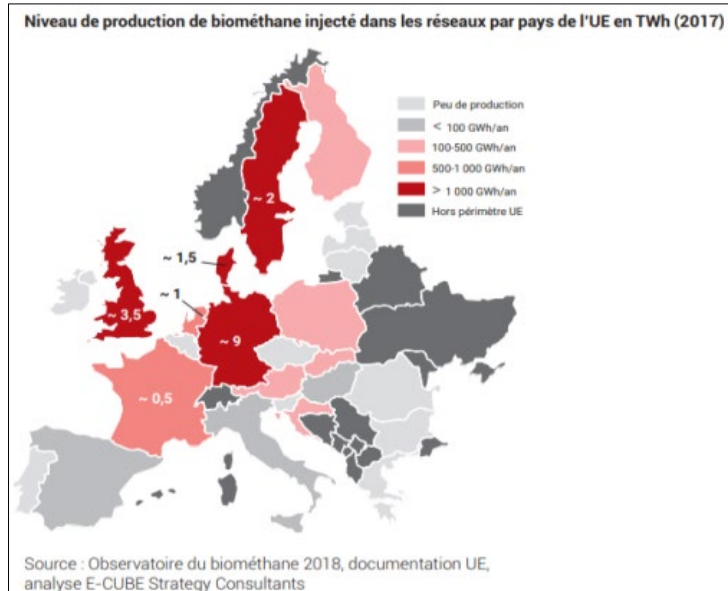
¹ En 2017.

² Syndicat des énergies renouvelables (SER), Association technique énergie environnement (ATEE), Engie citant l'Association européenne du biogaz (AEB).

³ Gaz réseau distribution France (GrDF), Gaz réseau de transport (GRTgaz), Syndicat professionnel des entreprises gazières non nationalisées (SPEGNN), Syndicat des énergies renouvelables (SER), Teréga, Panorama du gaz renouvelable en 2020, 2021.

⁴ Comité de prospective de la Commission de régulation de l'énergie (CRE), Le verdissement du gaz, juillet 2019, pp. 18 à 20.

Avec une production 15 TWh/an – dont 9 en Allemagne, 3,5 au Royaume-Uni, 2 en Suède, 1,5 au Danemark, 1 aux Pays-Bas et 0,5 en France en 2017 –, **l'Europe constitue le leader mondial du biogaz.**



b) Les spécificités de la France dans la méthanisation

Si de nombreux pays européens ou étrangers soutiennent la méthanisation, **la France se caractérise par une politique publique spécifique.**

Par rapport à ces autres pays, **la politique de soutien conduite dans notre pays :**

- **est ancienne** puisque des tarifs d'achat ont été institués pour l'électricité et la cogénération dès 2001 (à l'instar de l'Allemagne), l'injection dès 2011 (à l'instar du Royaume-Uni) et le bioGNV dès 2019 (à l'instar des États-Unis et avant l'Italie, la Chine ou l'Inde) ;

- **est davantage ciblée sur l'injection**, ce qui la rapproche du Royaume-Uni et la distingue d'autres pays ayant plutôt fait le choix de la cogénération (Allemagne) ou des transports (Italie, Suède, Danemark, Pays-Bas, États-Unis) ;

- **repose essentiellement sur des tarifs d'achat**, tout comme l'Allemagne ou le Royaume-Uni, sans objectif d'incorporation, contrairement aux États-Unis ;

- **promeut largement les petites unités** (214 sites d'injection pour 2 207 GWh), au contraire de l'Allemagne (232 sites pour 10 000 GWh), du Royaume-Uni (80 sites pour 4 200 GWh) ou du Danemark (46 sites pour 4 400 GWh) ;

- **privilégie les effluents d'élevage, les cultures intermédiaires et les résidus de culture**, ce qui la rapproche de celle du Danemark et la

différencie de celles d'autres pays recourant plus largement à des cultures dédiées (Allemagne, Chine) ou aux déchets industriels ou urbains (Suède, Royaume-Uni).

Par comparaison avec ses voisins européens, **la France peut sembler en retard sur un plan quantitatif, puisque le biogaz représente moins de 1 % de la consommation du gaz contre plus de 20 % au Danemark**, ainsi que l'ont rappelé les professionnels du biogaz¹.

En réalité, **notre pays est sans doute plus prudent sur le plan qualitatif, car il applique un plafond de 15 % sur les cultures alimentaires ou énergétiques cultivées à titre principal depuis 2015, alors que l'Allemagne a promu, de 2004 à 2012, le recours à de telles cultures au moyen d'un bonus tarifaire : 75 % des méthaniseurs allemands sont encore alimentés par des cultures dédiées – à commencer par du maïs ensilé –, qui occupent 1,2 M d'hectares, soit 6,9 % de la surface agricole utile allemande, comme l'a indiqué le MAA à la mission d'information.**

Selon la contribution écrite du ministère de l'agriculture et de l'alimentation (MAA), **le bonus tarifaire mis en œuvre de 2004 à 2012 en Allemagne « a généré des controverses concernant l'utilisation de la biomasse et des sols agricoles, l'augmentation des loyers des terrains, et la modification des pratiques agricoles (rotations plus courtes, labour, retournements de prairies) ».**

Il existe donc, en quelque sorte, « un modèle français » de la méthanisation, peut-être moins performant que le modèle danois – sur le plan quantitatif –, mais sans doute plus vertueux que le modèle allemand – sur le plan qualitatif. Ce « modèle français » n'a jamais été défini positivement ; il n'est d'ailleurs pas exempt de contradictions entre l'économie et l'environnement, l'agriculture et l'énergie. Pour autant, il tient sa singularité à l'attention accrue portée en France aux impacts des installations de méthanisation (voir encadré ci-dessous).

C'est en tout cas ce qu'a indiqué l'Ademe en ces termes à la mission d'information : « La France s'est clairement distinguée par la construction d'une filière basée sur des installations limitant leurs impacts : traitement des déchets, intégration et ancrage territorial, optimisation énergétique et maximisation de la valorisation de la chaleur dans le cas de la cogénération, recherche d'alternatives aux cultures énergétiques annuelles. Ces alternatives passent par la limitation à 15 % de l'approvisionnement en cultures énergétiques annuelles prenant la place de cultures alimentaires, la mobilisation des résidus de culture, le développement des cultures intermédiaires à vocation énergétiques (CIVE). C'est en premier lieu ce qui distingue la France du modèle allemand largement basé jusqu'à maintenant sur la monoculture du maïs. »

¹ Association française du gaz (AFG), Engie, Syndicat des énergies renouvelables (SER).

Sous l'influence du droit de l'Union européenne, dont l'application de la directive « EnR II »¹, les modèles de méthanisation, tels que celui de la France, valorisant les effluents d'élevage, les cultures intermédiaires et les résidus de cultures, pourraient être généralisés, au contraire de ceux, comme celui de l'Allemagne, reposant sur les cultures dédiées.

C'est l'analyse ainsi transmise par le MAA à la mission d'information : « La politique européenne évolue vers des modèles d'approvisionnement des méthaniseurs en Europe plus durables. Les pays où le biogaz est produit avec une utilisation massive de cultures énergétiques dédiées s'orientent désormais vers la valorisation de davantage de sous-produits et déchets agricoles, rejoignant ainsi le modèle français promu par le plan EMAA lancé en mars 2013. La politique européenne encadre également le changement d'affectation des terres, c'est-à-dire les situations dans lesquelles des cultures destinées à la production d'énergie occupent des terres auparavant consacrées aux cultures alimentaires, lesquelles risquent alors d'être déplacées dans des zones non exploitées jusque-là. »

Éléments de comparaison sur les politiques publiques en faveur de la méthanisation

Si de nombreux pays, européens et étrangers, ont impulsé des politiques publiques en faveur de la méthanisation, leurs objectifs, modalités et résultats sont très différents^{2,3,4}.

- L'Allemagne a institué des tarifs d'achat sur la production d'électricité à partir d'installations de biométhane dès le début des années 2000 (*Erneuerbare Energien Gesetz – EEG*⁵) ; révisé en 2004, 2009, 2012 et 2014, le dispositif de soutien repose sur un mécanisme d'enchères depuis 2017 (*Erneuerbare Energien Gesetz 2.0 – EEG 2.0*). En outre, si les cultures dédiées ont été promues dès 2004, le bonus dédié a été supprimé en 2012 au profit des effluents d'élevage. De surcroît, un plafonnement de l'utilisation du maïs à 60 % et une valorisation de la chaleur des installations de 60 % ont été introduits. Les trois quarts des méthaniseurs utilisent encore des cultures énergétiques, dont le maïs dans une même proportion : au total, 1,2 M d'hectares, soit 6,9 % de la surface agricole utile, sont ainsi utilisés. Cependant, selon le comité de prospective de la CRE, la réforme de 2012-2014 « a conduit la filière à une nette décélération ».

- Le Royaume-Uni a mis en place des certificats sur l'électricité renouvelable (*Renewable Obligation Certificates – ROC*⁶) dès le début des années 2000 et des tarifs d'achat sur la méthanisation dès le début des années 2010 (*Renewable Heat Initiative – RHI*⁷) ; ils ont été augmentés en 2018. De plus, le recours aux cultures dédiées a été plafonné et le soutien aux biocarburants a été élargi au biométhane. Les débouchés de la méthanisation sont essentiellement liés au chauffage et au transport⁸. Selon le comité de prospective, depuis la

¹ Directive 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et modifiant puis abrogeant les directives 2001/77/CE et 2003/30/CE.

² Comité de prospective de la Commission de régulation de l'énergie (CRE), Le verdissement du gaz, juillet 2019, pp. 18 à 20.

³ Agence nationale de l'environnement et de la transition écologique (Ademe), Benchmark des stratégies européennes des filières de production et de valorisation de biogaz et perspectives pour la filière française de méthanisation, juin 2015.

⁴ Ministère de l'agriculture et de l'alimentation (MAA).

⁵ Loi sur les énergies renouvelables.

⁶ Certificats sur l'obligation relative aux énergies renouvelables.

⁷ Initiative sur la chaleur renouvelable.

⁸ Association technique énergie environnement (ATEE) – Club biogaz.

réforme de 2018, « les investisseurs prévoient la création de 150 unités d'ici 2020, soit un investissement de plus de 455 M€ ».

- **L'Italie, la Suède, le Danemark et les Pays-Bas** ont promu le recours au biométhane comme carburant. À titre d'illustration, en 2018, l'Italie a prévu un investissement de 4,8 Mds d'euros d'ici à 2022 afin de produire 11 TWh/an de biométhane avancé d'ici à 2030 (*Decreto Promozione dell'uso del biometano e degli altri biocarburanti avanzati nel settore dei trasporti*¹). Il complète les tarifs d'achat ou certificats promouvant la valorisation du biogaz par cogénération ou injection depuis le début des années 2000. Selon le comité de prospective, il s'agit pour ce pays de « devenir le premier marché européen de bioGNV ».

- Les **États-Unis, la Chine et l'Inde** n'ont soutenu le biométhane qu'à la fin des années 2010. S'agissant des États-Unis, une obligation d'utilisation des biocarburants a été instituée en 2014 (*Renewable Fuel Standard*²). Selon le comité de prospective de la CRE, elle a permis au pays de devenir « le premier producteur mondial pour l'usage transport et [les États-Unis] devraient devenir le premier producteur mondial de biométhane ». Pour ce qui concerne la Chine, une politique d'industrialisation d'ici à 2030 a été lancée en 2018. Pour le comité de prospective de la CRE, « la stratégie chinoise se caractérise par le gigantisme de ces projets et son ambition de développement de cultures énergétiques ». Enfin, l'Inde s'est fixé pour objectif 5 000 unités de bioGNV produisant un tiers de la consommation du pays au moyen de tarifs d'achat en 2018 (*National Policy on Biofuels – NPB*³ – et *Sustainable Alternative Towards Affordable Transportation – SATAT*⁴). Selon le comité de prospective, « le gaz vert est amené à se développer comme une solution au problème des déchets et à la dépendance énergétique du pays ».

2. Quelles évolutions ? Un modèle français de méthanisation travaillé par un risque d'homogénéisation des installations

a) Des perspectives de développement importantes

Les perspectives de développement de la filière française de la méthanisation sont importantes.

En effet, **plusieurs facteurs pourraient contribuer à faire de la France l'un des leaders européens en la matière :**

- **des capacités installées élevées**, de 523 MW en électricité et de 3,9 TWh/an en injection en 2019, selon le MTE⁵ ;

- **un potentiel de production**, au regard des gisements de substrats, de 56 TWh en 2030 et 131 TWh en 2050, selon l'Ademe⁶ ;

- **un écosystème générant 860 M€ et 10 300 emplois directs en 2019** et pouvant croître de 2,1 Mds d'euros et 26 500 emplois directs d'ici à 2028 en cas d'atteinte des objectifs prévus par la PPE, selon le SER¹ ;

¹ Décret relatif à la promotion de l'utilisation du biométhane et d'autres biocarburants avancés dans le secteur des transports.

² Norme sur les carburants renouvelables.

³ Politique nationale sur les biocarburants.

⁴ Alternative durable vers des transports abordables.

⁵ Ministère de la transition écologique, Tableau de bord : biogaz pour la production d'électricité – Quatrième trimestre 2020, n° 340, février 2021 ; Tableau de bord : biométhane injecté dans les réseaux de gaz – Quatrième trimestre 2020, n° 341, février 2021.

⁶ Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe), Estimation des gisements potentiels de substrats utilisables en méthanisation, avril 2013.

- un fort dynamisme des projets « en file d'attente », de 164 en électricité et 1 164 en injection, selon le même MTE².

Pour le comité de prospective de la CRE, **le développement du biogaz injecté à hauteur de 10 % de la consommation de gaz d'ici à 2030 est atteignable** : *« 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 »*³.

Selon l'Ademe, **la France pourrait ainsi s'imposer comme l'un des leaders européens de la méthanisation**, et singulièrement de l'injection, au moins en nombre d'installations : *« Si certains pays ont amorcé le développement de l'injection de biométhane, la France est considérée comme le pays connaissant la plus forte dynamique de projets pour les années à venir et pourrait devenir le leader européen en nombre d'installations. »*

b) Un risque d'homogénéisation des modèles économiques

Si on assiste à un développement important de la méthanisation, **cela ne signifie pas pour autant qu'il soit dénué de risques.**

La méthanisation n'est réellement désirable que si elle bénéficie effectivement aux agriculteurs.

Certes, **les méthaniseurs agricoles représentent 72 % des installations d'injection de biogaz dans les réseaux**, dont 68 % pour les méthaniseurs autonomes et 32 % pour ceux territoriaux⁴.

Par ailleurs, **les revenus agricoles tirés de la méthanisation sont importants**. L'Ademe a ainsi évalué ce surcroît de recettes à 88 M€ en 2015⁵. Elle a en outre identifié des économies générées par les agriculteurs grâce à la méthanisation, qui engendre une meilleure gestion des effluents, dans 100 % des exploitations, une amélioration du solde azoté, dans 75 % des cas, et une réduction des achats d'engrais, dans 20 % des cas⁶.

Pour autant, **les bénéfices tirés par les agriculteurs de la méthanisation sont en réalité très divers selon leurs modèles économiques**. À cet égard, une étude conduite pour le MAA a relevé que les modèles de

¹ Syndicat des énergies renouvelables (SER), Évaluation et analyse de la contribution des énergies renouvelables à l'économie de la France et de ses territoires, juin 2020, p. 20 et 36.

² Ministère de la transition écologique, Tableau de bord : biogaz pour la production d'électricité – Quatrième trimestre 2020, n° 340, février 2021 ; Tableau de bord : biométhane injecté dans les réseaux de gaz – Quatrième trimestre 2020, n° 341, février 2021.

³ Comité de prospective de la Commission de régulation de l'énergie (CRE), Le verdissement du gaz, juillet 2019, p. 49.

⁴ Gaz réseau distribution France (GrDF), Gaz réseau de transport (GRTgaz), Syndicat professionnel des entreprises gazières non nationalisées (SPEGNN), Syndicat des énergies renouvelables (SER), Teréga, Panorama du gaz renouvelable en 2020, 2021.

⁵ Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe), Agriculture et énergies renouvelables : contributions et opportunités pour les exploitations agricoles, 2015, p. 25.

⁶ Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe), MéthaLAE : La méthanisation, levier de la transition agroécologique, 2015-2018.

méthanisation à la ferme ou d'injection par des céréaliers sont plus rentables que ceux portés par des collectifs d'agriculteurs, petits ou grands.

Par ailleurs, **il existerait un risque d'homogénéisation de ces modèles économiques**, porté par une rationalisation du processus productif et conduisant *in fine* à une exclusion des agriculteurs (voir encadré ci-dessous).

Dans ce contexte, **le MAA a insisté auprès de la mission d'information sur deux orientations.**

D'une part, **les petits et moyens méthaniseurs agricoles doivent être soutenus**, même s'ils ne sont pas nécessairement les plus rentables sur le plan de la politique énergétique.

Aussi le MAA a-t-il indiqué que *« les petites et moyennes installations de méthanisation agricole doivent continuer à bénéficier d'un soutien par le biais d'un tarif d'achat en guichet ouvert, à un niveau suffisant pour ne pas menacer leur rentabilité, et fixé sur le fondement des objectifs de politique énergétique, agricole et de traitement des déchets : il s'agit d'assurer la rentabilité d'installations n'étant pas forcément les moins chères sur le seul critère du coût de l'énergie produite, mais répondant à des objectifs de politiques publiques ne se limitant pas à ceux de la seule politique énergétique »*.

D'autre part, **l'approvisionnement par des effluents d'élevage des méthaniseurs agricoles doit être promu**, de manière à éviter les conflits d'usages pouvant naître dans l'utilisation de la biomasse, entre la politique agricole et la politique énergétique.

C'est pourquoi le MAA a précisé qu'*« en France, la question de l'approvisionnement des installations de méthanisation a été identifiée comme fondamentale pour éviter la concurrence de la production d'énergie à partir de biomasse avec les usages alimentaires, à la fois en ce qui concerne les productions elles-mêmes, mais aussi les surfaces agricoles. À cet égard, la méthanisation des effluents d'élevage doit être encouragée, car elle contribue de façon majeure à la réduction des émissions de gaz à effet de serre liées à la gestion des effluents d'élevage. »*

C'est ainsi que le **« modèle français » de la méthanisation pourra continuer de bénéficier à ses premiers acteurs : nos agriculteurs.**

La méthanisation : une typologie des stratégies de revenus

Dans un rapport publié en 2020¹, plusieurs chercheurs du Centre national de la recherche scientifique (CNRS) et de l'Université de Paris ont analysé les stratégies de revenus mises en place par les agriculteurs au sein de la filière « biomasse-énergie ».

Pour ce faire, ils ont réalisé 53 entretiens auprès d'agriculteurs (du Grand Est, de l'Île-de-France et de Nouvelle-Aquitaine) et 40 auditions d'acteurs institutionnels.

L'une des premières conclusions des chercheurs est la diversité des 700 unités de méthanisation (UM) étudiées, rappelée en ces termes : « Il existe en France une diversité de formes d'UM portées par des acteurs agricoles ou non agricoles. La taille des UM, le type de valorisation du biométhane, la nature des intrants mobilisés et les contraintes de l'activité varient d'une forme à l'autre ».

Au terme de leurs travaux, ils ont identifié 4 stratégies de revenus de la méthanisation.

- Le **modèle de type « internalisation et symbiose »** rassemble des UM générant un revenu courant avant impôts par kilowatt électrique (RCAI/KWe) entre 580 et 850 €. Ce sont majoritairement des unités de cogénération dans lesquels les investissements ont été réalisés avant 2015 avec de fortes subventions. Elles reposent sur « une logique de "système D" dans le sens où les agriculteurs éleveurs, souvent seuls dans l'aventure, cherchent à maîtriser au maximum le coût de la maintenance en l'internalisant ». Cela conduit les agriculteurs à spécialiser leur production agricole, en abandonnant l'élevage laitier ou l'engraissement, à réduire le coût des substrats, en utilisant leurs effluents d'élevage ou ceux de leurs voisins ; certains d'entre eux, en particulier les plus jeunes, réduisent *in fine* leur temps de travail.

- Le **modèle de type « petit collectif d'agriculteurs »** regroupe des UM générant un RCAI/KWe entre 450 et 650 €. Ce sont de petits groupes d'agriculteurs, céréaliers ou éleveurs, dont les investissements ont été réalisés après 2015, avec des coûts plus élevés, et des subventions plus faibles que dans le modèle précédent. Dans ces unités, la dette est élevée, le travail rémunéré et les substrats achetés. Le choix entre la cogénération ou l'injection peut résulter d'une contrainte – présence ou non de réseaux de gaz naturel – mais aussi d'une volonté – souhait ou non de valoriser la chaleur induite par les élevages.

- Le **modèle de type « céréaliers en injection »** englobe des UM réalisant un RCAI/KWe entre 400 et 800 €. Ce sont exclusivement des unités d'injection détenues par un agriculteur céréalier, exerçant à titre individuel ou au sein d'un petit groupe. Les substrats alimentant ces unités sont constitués de culture intermédiaire à vocation énergétique (CIVE) ou, plus rarement, de cultures dédiées : ils représentent un coût très élevé pour l'unité. Certaines unités complètent ces intrants par la conclusion d'accords avec des coopératives ou des industriels ou la mise en place d'une filière de gestion des biodéchets. L'emploi est salarié, plus qualifié et mieux rémunéré.

- Le **modèle de type « extension partielle et technologie générique »** rassemble les UM générant un RCAI/KWe entre - 511 et + 80 €. Ce sont des unités d'agriculteurs, individuels ou collectifs, dans lesquelles les investissements ont été réalisés après 2015, avec des coûts plus élevés, des subventions plus faibles et une dette plus lourde. Certaines unités ont des coûts de maintenance élevés du fait d'équipements surdimensionnés ou inadaptés par rapport au gisement voire pour lesquels les constructeurs ont fait faillite. D'autres ont des coûts d'exploitation élevés compte tenu de l'emploi de main-d'œuvre salariée ou de l'acquisition d'intrants à fort pouvoir méthanogène. Au total, « ce dernier modèle combine les défauts des modèles céréaliers en injection et petit collectif d'agriculteurs (coût élevé des substrats,

¹ Grouiez P., Berthe A., Fautras M., Issehnane S., Déterminants et mesure des revenus agricoles de la méthanisation et positionnement des agriculteurs dans la chaîne de valeur « biomasse-énergie », rapport scientifique pour le ministère de l'agriculture et de l'alimentation (MAA), 2020, 84 pages.

masse salariale élevée, investissement lourd) sans les avantages du modèle internalisation et symbiose (faible dépendance aux intrants, faible coût de la maintenance ».

Pour conclure, **les chercheurs envisagent**, sur un plan plus prospectif, **une homogénéisation des unités de méthanisation** : « Des modifications récentes dans la sous-chaîne de valeur "méthanisation" tant en amont, par la professionnalisation du "secteur" de la construction de méthaniseurs, qu'en aval, par le positionnement des acteurs de la vente d'énergie, tendent à encourager l'homogénéisation des modèles de méthanisation agricole pour réduire les coûts de production ».

Cette homogénéisation serait entraînée par un processus de rationalisation du processus productif (préférence pour l'injection, recours aux substrats méthanogènes, séparation des entités agricoles et énergétiques, recours à des sociétés de services) : « Cette tendance passe par la "rationalisation" du processus productif dans tous les aspects, aussi bien : sur la technologie, avec la préférence pour l'injection ; sur la nature des substrats, en recourant prioritairement aux plus méthanogènes ; sur les aspects juridiques et fiscaux, par la séparation des entités agricoles et de production d'énergie ; sur la dimension organisationnelle, par le recours au travail dédié à l'unité ou en faisant appel à des sociétés de services pour la maintenance et l'épandage. »

Cette homogénéisation emporterait un risque de restriction des types d'agriculteurs impliqués (en opposant céréaliers et éleveurs, acteurs agricoles et non agricoles) : « Une plus grande homogénéisation des modèles de méthanisation pourrait potentiellement conduire à restreindre les types d'agriculteurs impliqués dans cette innovation énergétique (qui seraient alors principalement les céréaliers) ou à faire entrer davantage d'acteurs non agricoles dans le capital des UMA (dans le cas du modèle de stratégie de revenus « petit collectif d'agriculteurs »). À terme, il n'est pas impossible que les unités de méthanisation agricoles basculent vers d'autres statuts (en particulier industriels) une fois l'actionnariat devenu majoritairement non agricole (un cas déjà observé dans les Vosges). »

II. SOURCE D'EXTERNALITÉS POSITIVES COMME NÉGATIVES, LA MÉTHANISATION EST L'OBJET DE DÉBATS CROISSANTS QUANT À SES RISQUES

A. UN DÉVELOPPEMENT DE LA MÉTHANISATION JUSTIFIÉ PAR DE NOMBREUSES EXTERNALITÉS POSITIVES

Le soutien public au développement de la méthanisation se justifie par les **nombreuses externalités positives induites**. En effet, si la méthanisation présente des avantages d'un point de vue énergétique, elle est également **porteuse d'effets positifs** dans la gestion des déchets, ainsi que d'un point de vue agronomique et économique.

1. La méthanisation : un outil essentiel pour le verdissement et la souveraineté de notre système énergétique

Le gaz représente 15 % de la consommation d'énergie primaire en France ; contrairement à l'électricité, il est quasi exclusivement d'origine fossile et carbonée. Alors que la production de gaz renouvelable s'élève à

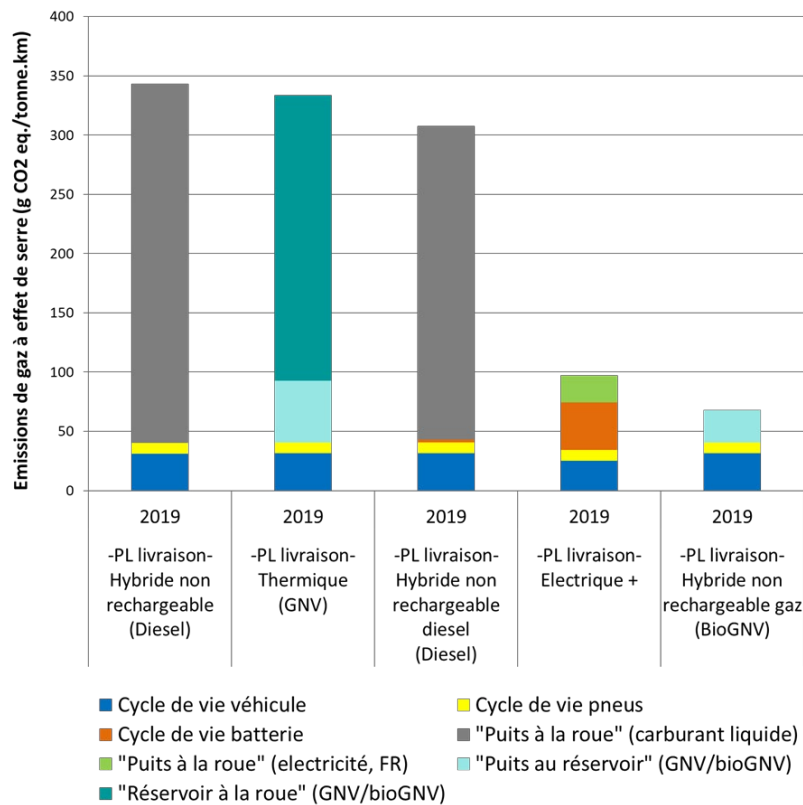
2207 GWh, soit 0,50 % de la consommation de gaz naturel en France¹, la production électrique renouvelable annuelle s'élève à 121 TWh et couvre ainsi 26,9 % de l'électricité annuelle consommée en 2020². En tant que mode de production de gaz renouvelable le plus avancé, loin devant la pyrogazéification et l'hydrogène bas-carbone, la **méthanisation présente donc un atout majeur : amorcer la nécessaire diminution de l'empreinte carbone de la consommation de gaz.**

La combustion du biométhane, puisqu'elle s'inscrit dans le cycle naturel du carbone, est en elle-même considérée comme **neutre en carbone** (voir *infra* sur la « boucle du carbone »). Le bilan carbone de la méthanisation doit donc s'apprécier au regard des émissions induites par le mode de production de l'énergie, mais également des émissions évitées (ex. émissions liées au stockage des effluents d'élevage). Le bilan carbone de la méthanisation doit ainsi s'opérer selon une **analyse de cycle de vie (ACV) complète**. Malgré les difficultés méthodologiques inhérentes à la réalisation d'études en ACV, un **consensus large existe sur le bilan carbone (largement) positif de la méthanisation** (voir *infra*).

Le biométhane présente un **intérêt particulier pour la décarbonation de certains secteurs** qui ne pourraient pas bénéficier pleinement de l'électrification des usages. C'est tout particulièrement le cas du secteur du **transport de marchandises**, une des premières sources d'émissions de gaz à effet de serre en France (environ 15 % du total de nos émissions nationales). Concernant le transport de poids lourds, le facteur d'émissions du biogaz carburant (bioGNV) est non seulement près de sept fois moindre que celui de l'hybride diesel, mais également 35 % inférieur à celui de l'électrique (voir graphique ci-dessous). Certaines flottes captives pourraient également bénéficier de solutions fondées sur le biométhane ; en revanche, les flottes de particulier ne devraient être concernées qu'à la marge.

¹ SER, Chiffres clés et parc des installations d'injection de biométhane en France au 31 décembre 2020.

² RTE, Panorama de l'électricité renouvelable au 31 décembre 2020. Il convient d'ajouter que le mix électrique français est complété par une production nucléaire, non renouvelable, mais également décarbonée.



Source : Association française du gaz.

De surcroît, en comparaison avec les autres énergies renouvelables, le biométhane bénéficie des **nombreux avantages du gaz dans le mix énergétique**. Le gaz renouvelable 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. 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 moindres frais **l'appariement de l'offre et de la demande**.

Pour toutes ces raisons, la méthanisation apparaît aujourd'hui comme un **moteur essentiel à la transition de notre système énergétique**.

En substituant un gaz fossile intégralement importé par un gaz renouvelable produit sur le territoire national, la méthanisation est également un **levier indispensable du renforcement de la souveraineté et de l'indépendance énergétique de notre pays**.

2. Les « boucles de la méthanisation », au service de l'économie circulaire

La méthanisation s'articule autour de « **boucles d'économie circulaire** » qui en font à la fois l'intérêt et la singularité.

a) La boucle du carbone

La **première boucle**, celle du **carbone**, garantit la neutralité de la consommation de biométhane.

Les émissions de CO₂ associées à la combustion du biométhane sont en effet des **émissions biogéniques** : la biomasse **synthétise** le carbone de l'atmosphère, lequel est restitué sous forme d'énergie au terme du processus de méthanisation. Le carbone fixé par photosynthèse, au crédit, compense les émissions à la combustion, au débit : le **solde carbone est donc égal à zéro**.

Une autre manière d'appréhender cette boucle est de constater que le carbone contenu dans le biogaz provient de la **décomposition de matières biodégradables** qui, par définition, se seraient décomposées par une autre voie, si elles n'avaient pas été méthanisées. Ainsi, la méthanisation limite, par son propre mode de production, les émissions associées au stockage des intrants.

Le carbone des intrants étant en partie dégradé dans le processus de méthanisation, se pose toutefois la question de la **capacité du carbone résiduel à entretenir la matière organique du sol**, lorsqu'il y est restitué sous forme de digestat (voir infra).

b) La boucle de l'azote

La **deuxième boucle**, celle de l'**azote**, est propre à la méthanisation agricole.

Elle permet la **valorisation d'effluents d'élevage**, sous forme de digestat, sans que la méthanisation ne modifie les quantités totales en éléments fertilisants, notamment en azote, présents dans les intrants à l'entrée du processus.

Les effluents, qui reviennent ainsi au sol, assurent la **fertilisation des cultures** qui alimenteront à leur tour les élevages agricoles.

En ce qu'elle ne modifie pas les quantités totales en éléments fertilisants, la méthanisation n'a toutefois pas vocation à régler les problématiques d'excédents d'azote.

c) Les boucles territoriales courtes

À ces deux boucles agricoles s'ajoute la possibilité de **boucles territoriales courtes de production à partir des biodéchets alimentaires et agroalimentaires** et d'usages locaux pour le déplacement des véhicules au

biogaz ou pour le chauffage neutre en carbone de bâtiments à partir de productions locales.

3. La méthanisation comme soutien à la transition vers l'agro-écologie

En facilitant la **transition vers l'agro-écologie**, la méthanisation est également porteuse de **nombreuses externalités positives pour les systèmes agricoles**.

a) Les externalités positives du digestat

En permettant tout d'abord de réduire la quantité d'engrais azotés de synthèse, le digestat constitue un **levier de verdissement des pratiques agricoles**.

La fertilisation azotée est à l'origine de 42 % des émissions de gaz à effet de serre de l'agriculture (87 MTCO₂eq¹ en 2017), le surplus d'azote non consommé par les végétaux fertilisés retournant à l'atmosphère sous forme principalement de **protoxyde d'azote** (N₂O), dont le potentiel de réchauffement global est 310 fois supérieur à celui du CO₂.

À cet égard, le digestat peut être à la source d'une pollution azotée de même nature que les engrais azotés de synthèse. Pour autant, là où les engrais de synthèse contribuent à une pollution nette, insérant dans les milieux des substances azotées ne s'y trouvant pas *a priori*, le **digestat s'intègre dans une boucle circulaire de l'azote** : les pollutions qu'il induit auraient de toute façon prévalu, que les intrants aient été transformés en digestat dans le processus de méthanisation ou aient été directement valorisés. La question de l'azote doit toutefois être appréhendée dans sa globalité en lien avec le modèle agricole.

En ce qu'elle encourage une substitution des engrais de synthèse par un fertilisant d'origine organique – le digestat –, la méthanisation constitue donc un levier de verdissement des pratiques agricoles. Ce raisonnement théorique est **conforté par les observations pratiques** : le bilan azoté des exploitations MéthaLAE – programme de recherche appliquée par le compte d'affectation spécial au développement agricole et rural (CASDAR) – fait état d'une **baisse de la fertilisation par des engrais azotés de synthèse de plus de 30 kilogrammes** par hectare sur 14 exploitations².

Il faut par ailleurs noter que la méthanisation constitue l'une des rares voies d'accès de l'agriculture biologique à de l'azote minéral d'origine organique rapidement assimilable par les plantes, car présent sous forme ammoniacale. Il convient de rappeler que les moindres rendements obtenus généralement avec l'agriculture biologique sont dus pour l'essentiel à

¹ Millions de tonnes d'équivalents en dioxyde de carbone.

² Difficile pour autant de tirer des conclusions trop générales avec un si petit échantillon de 14 méthaniseurs.

l'absence d'apport d'azote rapidement assimilable par les plantes. En convertissant une partie de l'azote organique (effluents d'élevage, résidus de culture) en azote minéral, la méthanisation accélère donc le cycle de l'azote, **favorisant ainsi l'augmentation des rendements en agriculture biologique**.

b) Les externalités positives des CIVE

La méthanisation favorise également le **développement des cultures intermédiaires** – les **CIVE** – dont les externalités positives sont nombreuses.

- Une diminution de la pollution de l'eau par les nitrates par un meilleur contrôle du cycle de l'azote

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 et contribuent à fixer de l'azote atmosphérique. Les CIVE jouent à cet égard un **rôle analogue aux cultures intermédiaires pièges à nitrates** (CIPAN), à la seule différence que les premières sont récoltées, contrairement aux secondes, qui ont vocation à rester au sol.

- Une amélioration écologique du rendement des cultures principales

Les CIVE agissent comme des **couverts multiservices**, produisant d'une part de la biomasse, tout en rendant, d'autre part, des **services écosystémiques**, qui améliorent le rendement des cultures principales.

Elles permettent tout d'abord de **limiter l'expansion de certaines maladies** : en particulier, l'allongement des rotations et la diversification des cultures contribuent à réduire la pression des bio-agresseurs, permettant de **réduire l'usage de produits phytosanitaires**.

Les CIVE freinent également le développement des adventices (mauvaises herbes) : la méthanisation contribue ainsi à **diminuer l'usage des herbicides** par les agriculteurs.

Elles limitent enfin les risques d'érosion des sols en offrant une couverture en intercultures.

- Une préservation de la biodiversité

Les cultures intermédiaires agissent également en faveur de la **préservation de la biodiversité**, pour autant que leurs impacts positifs en la matière ne soient pas annulés par des recours à des produits phytosanitaires qui pourraient être utilisés pour traiter ces cultures.

En permettant utilement de maintenir un couvert végétal lors des périodes d'intercultures, les CIVE favorisent le développement des **populations de pollinisateurs**. Cet enjeu est particulièrement crucial, au

regard du **déclin alarmant des insectes pollinisateurs en France**¹ et du rôle essentiel joué par ces pollinisateurs dans la préservation de la souveraineté alimentaire de notre pays².

- Un stockage du carbone dans les sols

L'Inrae³ 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'atteinte de l'objectif « 4 pour 1 000 » consistant à augmenter chaque année d'un quatre millième le stock de carbone présent dans les sols (voir *infra*). D'autres études ont montré que même si les CIVE sont récoltées – contrairement aux CIPAN – le maintien du système racinaire au sol contribue en pratique au stockage du carbone dans le sol.

c) Un soutien aux cultures protéiniques par la production de chaleur à la ferme

La méthanisation offre enfin un **soutien indirect au développement des cultures protéiniques**, nécessaire à la souveraineté de l'élevage français et à la réduction de son empreinte carbone.

La production de protéines végétales en France a longtemps été réalisée majoritairement par la **culture de la luzerne**, qui a décliné avec le développement des élevages hors-sol et la spécialisation régionale, et le recours concomitamment accru au maïs pour l'alimentation des animaux, moins riche en protéines et nécessitant de recourir à des apports extérieurs complémentaires de protéines. Ce déclin de la luzerne s'explique notamment par le fait que sa **déshydratation est une activité fortement consommatrice** d'énergie, réalisée pendant longtemps par recours au charbon et au gaz naturel, dont les prix ont fortement augmenté au fil du temps.

À cet égard, la **valorisation du biométhane à la ferme** – pour la production de chaleur ou en cogénération – **contribue à augmenter l'indépendance énergétique des exploitations agricoles**, en apportant une nouvelle source de chaleur, disponible pour le chauffage de bâtiments d'élevage ou de serre, mais également pour le **séchage de cultures comme la luzerne**. Par ce biais, la méthanisation peut **contribuer à la renaissance de cultures protéiniques**.

¹ « Plus de 75 % de la biomasse des insectes volants ont disparu en Europe en moins de trente ans » (C.A. Hallmann et al. (2017) "More than 75 percent decline over 27 years in total flying insect biomass in protected areas", PLOS One).

² « Dans l'Union européenne, près de quatre cinquièmes des fleurs sauvages et des cultures des zones tempérées dépendent à différents degrés de la pollinisation par les insectes. Un projet financé par l'Union européenne a permis d'estimer à quelque 15 milliards d'euros la contribution annuelle des insectes pollinisateurs à l'agriculture européenne. Les pollinisateurs augmentent la quantité de nourriture produite, de même que sa qualité et, en fin de compte, garantissent notre approvisionnement alimentaire » (Cour des comptes européenne, Protection des pollinisateurs sauvages dans l'Union européenne – Les initiatives de la Commission n'ont pas porté leurs fruits, 2020).

³ Inrae, « Stocker du carbone dans les sols français : quel potentiel au regard de l'objectif 4 pour 1000 et à quel coût ? », 2019.

4. Un soutien à l'économie rurale et à l'aménagement du territoire

La méthanisation offre enfin un **soutien à l'activité agricole**, que plusieurs travaux de recherche ont tenté de quantifier et de caractériser.

C'est notamment le cas du projet « Métha'Revenus »¹, mené dans le cadre de l'appel à projets de recherche « Le revenu des agriculteurs : mesures, déterminants et instruments d'accompagnement » du ministère de l'agriculture et de l'alimentation, qui offre un tableau complet des revenus agricoles de la méthanisation et de leurs déterminants.

Il convient de noter, toutefois, que la **grande diversité des formes de méthanisation** – qui varient selon la taille, le type de valorisation du biométhane, la nature des intrants mobilisés ou encore le type d'acteurs impliqués, qu'ils soient agricoles ou non agricoles (industriels, collectivités territoriales...) – limite grandement la portée d'analyses trop généralistes.

Les revenus courants calculés avant impôt (RCAI) perçus par les porteurs de projet, bien qu'hétérogènes, sont **très majoritairement positifs** : sur la base d'un échantillon de vingt-cinq unités de méthanisation analysées, les auteurs de l'étude observent une variation de - 520 € à + 1 400 € par an et par kilowatt électrique (kWe). Toutefois, sur les vingt-cinq unités évaluées, **une seule avait un revenu négatif** et une seule un revenu supérieur à 850 €/kWe, les vingt-trois autres ayant obtenu un revenu brut avant impôt positif compris entre 54 €/kWe et 847 €/kWe. L'étude constate que les unités en injection ont des revenus beaucoup plus resserrés autour de la médiane (située à 500 €/kWe) que les unités en cogénération. Pour ces dernières, la médiane est légèrement plus faible (450 €/kWe) et les revenus nettement plus dispersés.

Dans les cas, majoritaires, où l'unité est portée par des **agriculteurs uniquement**, en collectif ou individuellement, et pour lesquelles la taille est comprise entre 100 KWe et 3 MWe, le revenu brut tiré d'une unité en injection peut donc **varier de l'ordre de 50 000 euros à 1,5 million d'euros par an**.

Outre la variabilité des revenus d'une exploitation à l'autre, l'étude met en exergue **la stabilité des revenus dans le temps**, due principalement à l'existence de mesures de soutien à l'investissement, d'un tarif de rachat et d'une maîtrise du coût des intrants.

Naturellement, la **stabilisation des revenus agricoles** constitue donc **une des deux grandes motivations** au développement des unités de méthanisation par les porteurs de projet : *« une part importante des unités de méthanisation enquêtées a été mise en place dans un contexte de forte fluctuation des prix des céréales, du lait et de la viande, et certains agriculteurs expriment clairement le fait que la méthanisation a été pensée comme une activité de*

¹ *Recherche Métha'Revenus - Identification et analyse des effets structurels de l'investissement dans une unité de méthanisation sur les revenus de l'agriculteur | Ministère de l'Agriculture et de l'Alimentation*

diversification et une alternative aux difficultés rencontrées dans leurs filières habituelles ». L'étude identifie une seconde motivation, plus proche d'une logique commerciale *« consistant à créer une activité « d'énergiculteur » »*. La logique poursuivie est ici davantage celle d'une **modernisation de l'activité**, que celle d'un prolongement ou un soutien à l'activité agricole préexistante. Toutefois, *« dans les faits, ces deux motivations ne sont pas opposées, [les] agriculteurs rencontrés les [ayant] tous mentionnées de manière conjointe »*.

Le programme CASDAR « MéthaLAE : la méthanisation, levier de la transition agro-écologique »¹, mené entre 2015 et 2018, met en lumière **d'autres impacts qualitatifs** induits par le développement des unités de méthanisation. La méthanisation apparaît ainsi pour certains comme un facteur favorisant la **transmission de leur exploitation**, en offrant des perspectives aux jeunes générations qui hésitaient à s'installer à la suite de leurs parents. Le rapporteur note toutefois que la méthanisation, en augmentant la valeur de l'exploitation agricole, peut rendre l'accès aux exploitations plus complexe pour des jeunes agriculteurs qui ne bénéficieraient pas d'une transmission de patrimoine.

Il ressort également de l'étude MéthaLAE que la méthanisation favorise le **maintien des activités d'élevages**, notamment dans les exploitations orientées vers les grandes cultures (céréales, maïs...), où les activités d'élevage bovines et ovines ont tendance à disparaître. La méthanisation permet par ailleurs des **gains de temps pour la gestion des effluents** dans la plupart des exploitations étudiées et permet souvent la **création ou la consolidation d'emplois salariés**, que ce soit pour le fonctionnement du méthaniseur ou pour le développement d'activités nouvelles induites par la méthanisation (ex. maraîchage sous serre chauffée).

L'étude MéthaLAE n'étudie pas pour autant les **risques socio-économiques** pouvant entourer le développement de la méthanisation. Elle fait toutefois état, en conclusion, d'un **très large plébiscite des porteurs de projet** (*« si c'était à refaire, 98 % des agriculteurs le referaient »*).

Au total, en 2018, **4 000 emplois directs** et indirects auraient été générés par la filière biogaz : à horizon **2030**, ce nombre pourrait s'élever à **18 000 ou 53 000**, selon le rythme de développement de la filière². La méthanisation constitue à cet égard un levier majeur de **création d'emplois durables dans les territoires** et un **puissant moteur de l'aménagement du territoire dans notre pays**.

¹ *MéthaLAE : la méthanisation, levier de la transition agroécologique*

² *Transitions, « Étude d'impact de la filière biogaz sur l'emploi en France de 2018 à 2030 », juillet 2019.*

Énergétiques, climatiques, environnementales, agronomiques, économiques... les externalités positives induites par la méthanisation sont nombreuses, justifiant un soutien de la puissance publique.

Si le bilan général demeure complexe, la mesure des mérites de la méthanisation se heurtant à la difficulté de comparer des bénéfices dans des champs différents, l'ensemble des externalités du biométhane a été évalué par la Commission de régulation de l'énergie à une valeur comprise entre 40 et 70 €/MWh.

B. LA MÉTHANISATION SOURCE DE DÉBATS, EN RAISON DE RISQUES ENVIRONNEMENTAUX ET AGRICOLES

1. Cartographie des risques environnementaux associés à la méthanisation

a) Le bilan carbone de la méthanisation

- *Émissions évitées et induites : la difficulté d'un bilan carbone de la méthanisation*

Réaliser un **bilan carbone de la méthanisation** s'avère **complexe** et, par nature, source de débats et de controverses.

D'une part, la **méthanisation** est « **multifonctionnelle** » : elle permet à la fois de produire de l'énergie renouvelable – du biométhane – mais également une matière disposant d'un pouvoir fertilisant – le digestat – pouvant se substituer aux engrais industriels. Elle permet également de gérer des déchets à l'échelle des territoires (résidus agricoles, effluents d'élevage, biodéchets...) en lieu et place d'autres modes de gestion plus émetteurs de gaz à effet de serre : c'est particulièrement vrai des effluents d'élevage qui sont plus rapidement valorisés dans le processus de méthanisation et émettent à cet égard moins de gaz à effet de serre lors de leur stockage. En ce qu'elle se substitue à d'autres pratiques, la méthanisation permet donc, par ses différentes fonctions, d'**éviter des émissions de gaz à effet de serre**.

D'autre part, la méthanisation **induit des émissions de gaz à effet de serre**.

Des **émissions de protoxyde d'azote** surviennent principalement au moment du stockage des intrants, ainsi qu'au moment du stockage et de l'épandage du digestat (voir *encadré*).

Digestat et émissions de protoxyde d'azote

La méthanisation assure la minéralisation de l'azote contenu dans les matières organiques : la décomposition en absence d'oxygène des matières aboutit en effet à la formation d'un composé azoté sous forme minérale, l'ammoniac, qui se retrouve dans le digestat de la méthanisation. Là où l'azote organique met du temps à se minéraliser, en fonction des conditions climatiques et culturelles, pour devenir progressivement assimilable par les plantes, l'ammoniac est soluble et à cet égard immédiatement assimilable par les plantes.

Pour autant, la présence d'un azote sous forme ammoniacale dans le digestat n'est pas sans inconvénient. Compte tenu du pH basique du digestat, une part importante et non maîtrisable de cet azote ammoniacal est susceptible de se volatiliser sous forme de gaz ammoniac, pouvant se transformer dans l'atmosphère en protoxyde d'azote (N_2O), dont le potentiel de réchauffement global est 310 fois supérieur à celui du CO_2 .

Si la méthanisation permet de limiter les émissions de protoxyde d'azote et de méthane en diminuant le temps de stockage à l'air libre des effluents et en se substituant à l'azote minéral des engrais industriels, un transfert de pollution peut cependant apparaître à l'aval du processus si le stockage et l'épandage du digestat ne sont pas réalisés dans des conditions optimales.

Au stockage, la couverture des fosses conservant le digestat permet de limiter les émissions de protoxyde d'azote. À l'épandage, il est nécessaire d'utiliser des rampes à pendillards ou des enfouisseurs pour réduire la volatilisation. Il est également indispensable de respecter les conditions météorologiques préconisées, la volatilisation étant accrue en cas de vent et de températures élevées.

Des **émissions de méthane** se produisent également au stockage des intrants et des digestats.

Il faut par ailleurs ajouter les **émissions de méthane survenant sur l'unité de méthanisation** : rejet d'environ 2 % du biogaz par des torchères ; rejet au niveau des systèmes d'épuration... Selon l'Ineris, les émissions de méthane identifiées dans la littérature présentent une **variabilité importante et peuvent atteindre jusqu'à 25 % du méthane produit**. Les pertes globales de méthane à l'échelle de l'installation, en conditions nominales et optimisées, s'élèvent plutôt à une **valeur comprise entre 1 et 6 % du méthane produit**¹.

À ces émissions directes, il faut **ajouter des émissions de CO_2 indirectes** survenant au cours du processus, notamment à l'occasion du transport des intrants – en amont – et du digestat – en aval.

- Au total, un bilan carbone pouvant varier selon le type d'unité et de modèle de méthanisation développés

En dépit des difficultés d'analyse découlant de la pluralité des paramètres à agréger, plusieurs études ont été menées, selon le référentiel des normes ISO 14 040 et 14 044, relatives aux analyses de cycle de vie (ACV). En fonction des approches méthodologiques choisies, le bilan carbone de la méthanisation est **évalué à 23,4 g CO_2eq/kWh** , dans l'étude

¹ Éléments d'information fournis à la mission sénatoriale par l'Ineris.

« multifonctionnelle » de Quantis pour GrDF, sous le pilotage de l'Ademe (2017), et à **44 gCO₂eq/kWh**, dans l'étude « attributionnelle »¹ de Quantis pour GrDF, sous le pilotage de l'Ademe (2020). Le biométhane est donc de **cinq à dix fois moins émetteur que le gaz naturel**² ; il se situe à cet égard au même niveau que les autres renouvelables en ordre de grandeur³.

Des critiques sont néanmoins formulées à l'égard de ces études, notamment par **France Nature Environnement (FNE)**, dans sa **contribution adressée à la mission d'information**.

Tout d'abord, FNE **conteste** l'approche méthodologique des études, tendant à **considérer l'essentiel des intrants de la méthanisation comme des déchets**, puisqu'une partie de ces intrants est constituée de cultures dédiées ou de cultures énergétiques. Or, le développement de cultures dédiées à la méthanisation peut contribuer à une dégradation du bilan carbone du processus par un changement d'affectation indirect des sols : en effet, le remplacement d'une culture alimentaire par une culture énergétique est de nature à entraîner par rebond une modification d'affectation du sol dans une autre zone géographique, où une prairie ou une forêt seraient par exemple remplacées par une culture alimentaire.

Ce **grief** semble devoir être **nuancé**, au moins en ce qui concerne les cultures dédiées : si le modèle allemand s'est largement appuyé sur le développement de ces cultures principales à vocation énergétique, ce n'est pas le cas du modèle français, ayant au contraire choisi de préserver la vocation alimentaire de son agriculture, en fixant une **limite de 15 % - rarement atteinte mais pouvant l'être - de cultures dédiées dans les intrants utilisés par la méthanisation**.

Par ailleurs, FNE constate qu'une part importante des **intrants est constituée d'effluents issus de l'élevage**, émetteur de gaz à effet de serre : la question serait donc de savoir si ces effluents constituent des déchets réels, car fatals, qui ne sont pas en ce sens sources d'émissions supplémentaires de gaz à effet de serre, ou s'ils constituent les produits d'une activité, la méthanisation, fournissant une caution aux élevages industriels particulièrement émetteurs.

Il ressort de cette controverse un élément essentiel d'analyse : **le bilan carbone de la méthanisation peut largement différer selon le type d'unité et de modèle développés**.

C'est aussi le constat dressé par Négawatt : « *réduit-on les GES avec la méthanisation ? Cela dépend des ressources utilisées. Si l'on utilise des cultures*

¹ L'ACV attributionnelle ne prend pas en compte les émissions évitées. A contrario, l'ACV multifonctionnelle soustrait aux émissions induites (production de biométhane, traitement des déchets, production de digestat) les émissions évitées (filière de substitution, de production et gestion des coproduits), afin d'obtenir les impacts nets alloués à la production de biométhane.

² Bilan carbone en ACV du gaz naturel : 227 gCO₂ eq/kWh (source : base carbone de l'Ademe).

³ Éolien terrestre : taux d'émission de 14,1 gCO₂ eq/kWh ; éolien en mer : taux d'émission de 15,6 gCO₂ eq/kWh ; photovoltaïque : 43,9 gCO₂ eq/kWh (source : base carbone de l'Ademe).

*dédiées, on prend la place directement ou indirectement de cultures alimentaires. Dans ce cas le bilan carbone pourra être négatif, la méthanisation contribuant à un **changement d'affection des sols**. (...) Pour les unités qui traitent des fumiers et lisiers, les facteurs d'émission sont bien plus faibles voire négatifs, car grâce à la méthanisation, les émissions de méthane qui auparavant se produisaient pendant le stockage des fumiers et lisiers, sont annulées. Lorsque l'on méthanise des CIVE la situation est un peu différente ».* Dans le cas des **cultures intermédiaires à vocation énergétique (CIVE)**, une attention particulière doit être portée aux **CIVE d'été**, implantées après la récolte d'une culture d'hiver et récoltées en juin ou juillet, avant la culture d'hiver suivante. Cette pratique des CIVE d'été, nouvelle, peut nécessiter une irrigation et une fertilisation spécifiques ; des gaz à effet de serre peuvent donc être émis pour leur production et leur récolte.

Si le bilan carbone de la méthanisation peut donc largement différer selon le type d'unité et de modèle développés, selon l'Ademe, « *il **faudrait vraiment des situations extrêmes** – distances d'approvisionnement de plusieurs centaines de kilomètres, fuites difficilement imaginables sur le terrain de plus de 30 %, etc.* » pour que l'équilibre global soit négatif¹. Dans le cadre des 1 200 projets de méthanisation accompagnés par l'Ademe, ayant systématiquement fait l'objet d'un bilan de gaz à effet de serre, selon la méthode du logiciel DIGES, conçu en partenariat avec l'Inrae, en 2020, le bénéfice gaz à effet de serre par projet de biométhane était en moyenne de 2 736 tCO₂ eq.

L'évolution de ce bilan est toutefois à surveiller, car il pourrait se dégrader avec un développement mal contrôlé de la méthanisation.

b) Des risques industriels spécifiques

- L'existence de risques industriels spécifiques à la méthanisation

Comme tout procédé industriel mettant en œuvre des réactions chimiques, physiques et biologiques, la **méthanisation n'est pas exempte de risques**, qu'il convient de maîtriser afin d'en minimiser l'impact sur l'environnement. L'Ineris² identifie deux grands types de risques industriels associés à la méthanisation : les **risques de pollution des milieux**, d'une part, et les **risques d'incendies et d'explosion**, d'autre part. Cette dichotomie est pour partie théorique, les incendies ou les explosions pouvant également conduire à un rejet de matières dangereuses ou polluantes. À l'inverse, les émissions gazeuses peuvent être, par ailleurs, à l'origine de risques d'incendie et/ou d'explosion.

Il convient de préciser que ces risques sont « **génériques** » et couvrent l'ensemble des types d'installation de méthanisation.

¹ Éléments d'information fournis par l'Ademe à la mission sénatoriale.

² Ineris, « Vers une méthanisation propre, sûre et durable : recueil de bonnes pratiques en méthanisation agricole ».

Le **rejet de matières dangereuses ou polluantes** est le phénomène principalement rencontré dans l'accidentologie liée à la méthanisation. Les risques de pollution des milieux peuvent se traduire par des émissions gazeuses, des rejets de matières liquides ou semi-liquides ou encore des rejets d'eaux pluviales ayant été en contact avec les matières.

– Les **émissions dans l'atmosphère de biogaz** peuvent survenir à l'occasion d'une **fuite**, notamment au niveau du système d'épuration ou des canalisations, en raison du dysfonctionnement de la torchère. Des émissions diffuses peuvent également intervenir lors du stockage ouvert de lisiers ou de digestats (voir *supra*). Le rejet de biogaz dans l'atmosphère constitue un **risque important de déséquilibre du bilan climatique global de la méthanisation** : le biogaz qui en est issu est en effet majoritairement composé de méthane, dont le potentiel de réchauffement global (PRG) sur un siècle est 23 fois plus important que celui du dioxyde de carbone (CO₂). Le méthane est également un gaz précurseur de la formation de l'ozone, polluant atmosphérique nocif pour la santé et les écosystèmes.

– Les **rejets de matières liquides ou semi-liquides** peuvent intervenir au niveau des **ouvrages de stockage** de ces matières ou encore à l'étape de prétraitement des matières effectuée en extérieur. Les causes peuvent être endogènes (problème de conception ou de dimensionnement des équipements) ou exogènes (ex. très fortes pluies).

Par ailleurs, des **incendies** peuvent **se déclencher à différents moments du processus** : départ de feu au stockage des matières combustibles, en cas de dysfonctionnement de la torchère¹, phénomènes d'auto-échauffement lors du stockage des intrants... Il convient de préciser que la cause de l'incendie peut également être extérieure à l'unité de méthanisation. La méthanisation induit également des risques d'explosion d'atmosphère explosible (ATEX) ou d'inflammation d'une ATEX, susceptible de se former dans un espace confiné, à l'intérieur d'un digesteur par exemple, lorsque la concentration en biogaz est supérieure à 10 %.

- Un encadrement des risques par le régime des ICPE

Ces risques sont encadrés par le **régime des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE)**. Depuis le décret n° 2009-1341 du 29 octobre 2009, les installations de méthanisation font ainsi l'objet d'une rubrique spécifique de la nomenclature des installations classées, n° 2781, et sont toutes soumises à la législation ICPE, quelle que soit la quantité de déchets entrants.

¹ Dispositif permettant de brûler le biogaz en cas de panne des dispositifs de valorisation du biogaz. La torchère permet d'éviter l'émission directe de biogaz, dont l'effet sur le réchauffement climatique est bien supérieur au CO₂ émis lors de sa combustion.

La réglementation des ICPE et les différents régimes applicables

Le régime des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE), créé par la loi du 19 juillet 1976, s'impose aux installations dont la nature crée des dangers ou des inconvénients en matière de santé, de sécurité ou d'environnement. Il s'applique à une grande diversité d'installations, identifiées dans une nomenclature fixée par décret. L'obligation à laquelle est assujettie une installation – déclaration, enregistrement, autorisation – dépend de sa catégorie et de ses caractéristiques. Le nombre total d'ICPE est d'environ 493 000.

- La déclaration (D) concerne les activités relativement moins polluantes ou dangereuses et impose à l'exploitant d'informer les services de l'État de la création de l'installation et d'appliquer des prescriptions standardisées. Le régime de déclaration n'inclut pas d'information ou de consultation du public hors la publication d'une information sur la déclaration sur le site de la préfecture de département pendant trois ans. Cette catégorie concerne environ 450 000 installations.

- L'enregistrement (E) est assimilable à une autorisation simplifiée. Il concerne des installations à l'origine de dangers ou d'inconvénients graves pour la santé, la sécurité ou l'environnement, mais qui peuvent être prévenus par le respect de prescriptions générales définies par arrêté ministériel. Les installations soumises à enregistrement font l'objet d'une consultation préalable du public menée pour l'essentiel par voie électronique, sauf dans les cas d'une sensibilité particulière du milieu récepteur ou de demandes d'adaptations des prescriptions générales formulées par le pétitionnaire, où la procédure est menée selon les règles applicables au régime de l'autorisation, incluant une enquête publique. On dénombre environ 16 000 installations soumises à enregistrement.

- L'autorisation (A) concerne les installations qui présentent les risques ou les nuisances les plus significatifs. Elle est délivrée par le représentant de l'État sur la base d'un dossier de demande d'autorisation d'exploiter (DDAE) élaboré par l'exploitant et soumis à enquête publique, comprenant une étude d'impact et une étude de dangers. L'arrêté d'autorisation définit des prescriptions spécifiques pour l'établissement concerné en fonction de ses caractéristiques. On dénombre près de 27 000 installations soumises à autorisation.

Pour la méthanisation, les régimes de classement et les seuils associés ont été modifiés en 2010 et 2018.

- Le **régime d'enregistrement** a été introduit pour les installations de méthanisation dès **2010** afin de faire sortir du régime beaucoup plus contraignant de l'autorisation les installations susceptibles d'être réglementées par des prescriptions générales, en maintenant le même niveau de garantie de protection de l'environnement et de la sécurité publique.

- Par ailleurs, en **2018**, dans le but de faciliter le développement des projets de méthanisation et de faire baisser les coûts de production, les **seuils applicables au régime de l'autorisation ont été relevés de 60 tonnes de matières traitées par jour à 100 tonnes**.

En conséquence, le décret n° 2018-458 du 6 juin 2018 définit ainsi le régime de classement applicable aux installations de méthanisation :

Pour la méthanisation de matière végétale brute, des effluents d'élevage, des matières stercoraires, du lactosérum et des déchets végétaux d'industries agroalimentaires :

- autorisation : capacité de traitement > 100 t/j ;
- enregistrement : capacité de traitement compris entre 30 et 100 t/j ;
- déclaration avec contrôle périodique : capacité de traitement < 30t/j.

Pour la méthanisation des autres types de déchets non dangereux :

- autorisation : capacité de traitement > 100 t/j ;
- enregistrement : capacité de traitement < 100 t/j.

En mars 2021, **18 %** des installations de méthanisation étaient assujetties au régime **d'autorisation** ; **27 % au régime d'enregistrement** ; **55 %** - principalement des installations de méthanisation « à la ferme » - à celui de **déclaration**.

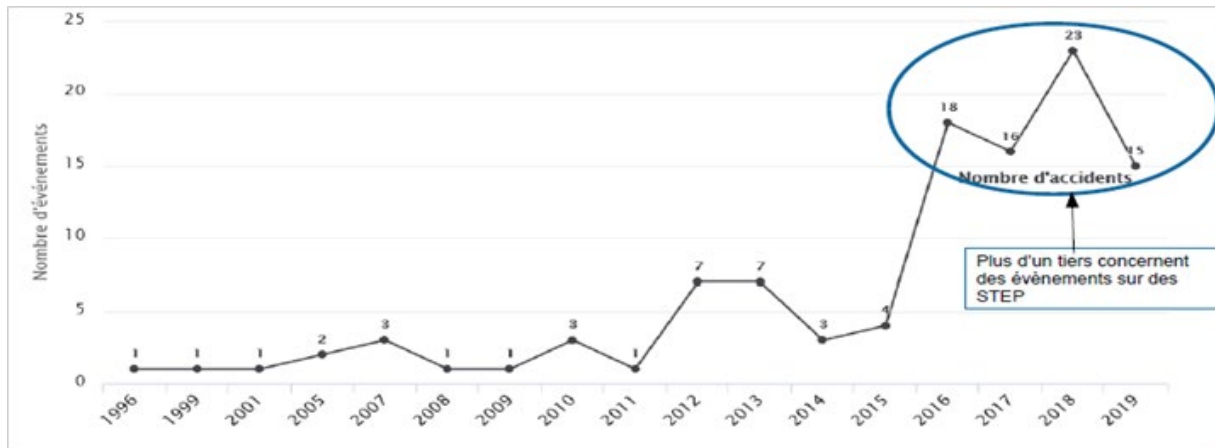
Le décret précité visait à permettre une instruction plus rapide des dossiers, sans pour autant renoncer à une consultation du public lors de leur instruction. Le passage du régime d'autorisation au régime d'enregistrement permet par ailleurs l'assujettissement à des règles génériques auxquelles doivent se conformer les installations lors de leur exploitation, en lieu et place des prescriptions spécifiques applicables dans le régime d'autorisation. Toutefois, lorsqu'il apparaît que malgré le respect de ces règles génériques imposées à toute installation de méthanisation soumise à enregistrement, des nuisances environnementales sont générées par l'installation, des prescriptions complémentaires peuvent être prises par le préfet afin d'y mettre fin.

En pratique, selon les services de la sous-préfecture de l'arrondissement de Gourdon (Lot), spécifiquement interrogés par la mission d'information en raison des inquiétudes et conflits créés par l'unité de méthanisation de Gramat, la **création puis l'extension du régime d'enregistrement a permis une accélération de la prise de décision préfectorale** (délai de 5 mois pour un enregistrement à comparer aux 10 mois pour une autorisation), un **redéploiement des services d'inspection** sur d'autres missions du fait du caractère moins chronophage de la phase d'instruction ainsi qu'une **sécurisation pour les porteurs de projet** par la connaissance, dès le début de la procédure, des prescriptions qui leur seront appliquées. Les services préfectoraux notent également que le régime d'enregistrement facilite la prise de connaissance des publics intéressés sur les obligations auxquelles l'exploitant sera soumis.

En revanche, la sous-préfecture constate que ce régime a pu être perçu négativement pour deux raisons principales : d'une part, la **réduction de la phase de concertation du public** en raison de la substitution de

l'enquête publique, d'une durée d'un mois, par une consultation du public, d'une durée de quinze jours, d'autre part, une **méconnaissance des impacts et des dangers spécifiques au projet** du fait de la fourniture d'un examen de conformité du projet aux prescriptions générales applicables au lieu de la production d'une étude d'impact spécifique.

- Une augmentation du nombre d'incidents et d'accidents en lien avec la multiplication du nombre d'installations



L'essor de la filière méthanisation s'accompagne d'une **augmentation significative du nombre d'accidents et d'incidents**, dont certains ont fait l'objet d'une ample couverture médiatique (ex. l'accident de Châteaulin dans le Finistère en août 2020, voir encadré ci-dessous). Cet accroissement de l'accidentologie a été constaté par l'ensemble des acteurs auditionnés, y compris par les représentants de la filière.

Selon les chiffres transmis par la direction générale de la prévention des risques, 130 événements (dont 60 qualifiables d'accidents) ont été recensés entre 1996 et 2020, dont les trois quarts (99 événements dont 45 accidents) sur la période 2015-2020. Le nombre d'événements annuels est donc passé de 0 à 3 jusqu'en 2010, à une moyenne de 5 de 2011 à 2015, puis à une moyenne de 19 sur la période 2015-2020.

Cette **hausse de l'accidentologie** est **corrélée** à l'augmentation du nombre d'installations.

L'analyse des conséquences montre un **faible degré de gravité en matière d'atteintes aux personnes**, mais une **prépondérance de conséquences matérielles** – la majeure partie du temps limitée toutefois aux équipements de l'exploitation – et **surtout, environnementales**.

**Une illustration : l'accident de la centrale de Kastellin (Châteaulin, Finistère)
en août 2020**

Le méthaniseur de Kastellin (Châteaulin, Finistère) a connu deux accidents en août 2020.

Le premier accident est survenu dans la nuit du 17 au 18 août 2020 et a pour origine le débordement de la cuve de reprise des digestats. Plusieurs causes ont été identifiées par les services de l'État. La première concerne le contrôle de la commande de la vanne d'alimentation de la cuve de reprise des digestats. La seconde relève des capteurs de sécurité et de l'automate associé qui n'ont pas détecté une élévation anormale du niveau du digestat dans la cuve de reprise et n'ont donc pas engagé les actions de protection. Enfin, l'absence de personnel sur site en période de week-end n'a pas permis une intervention humaine, l'accident ayant été détecté le matin du 18 août 2020 lors de l'arrivée des personnels sur le site. Ces derniers ont immédiatement fermé la vanne d'alimentation de la cuve de reprise des digestats. En conséquence, un arrêté préfectoral de restriction d'usage de l'eau potable a été pris par le préfet du Finistère le 20 août 2020 : cet arrêté concernait une cinquantaine de communes – pour une population d'environ 176 000 habitants. La levée complète de la restriction a été décidée par arrêté du 23 août 2020. En tout, 400 m³ de digestat liquide mélangés à 200 m³ d'eaux pluviales contenant 5,29 g/kg d'azote se sont déversés dans l'environnement.

Le second accident, survenu le 23 août 2020, découle d'un auto-échauffement du fumier de volaille. Ce second incident n'a pas eu de conséquence sur l'environnement : la détection a été faite par un opérateur présent sur le site. Les services préfectoraux précisent néanmoins que cette présence est la conséquence de l'arrêté d'urgence pris après l'incident précédent ; en temps normal, seules des rondes étaient réalisées selon une périodicité que l'exploitant n'était pas en mesure de justifier. En outre, le détecteur de fumée dans la zone concernée n'avait rien signalé.

Suite à ces accidents, l'inspection des installations classées de la DREAL a procédé à quatre inspections entre septembre et novembre 2020. La reprise de la réception des déchets a été autorisée le 8 octobre 2020 et encadrée par un arrêté préfectoral de prescriptions de mesures conservatoires (limitation de la quantité de déchets reçus, renforcement de la surveillance de la qualité des eaux de drainage, contrôle périodique des systèmes de sécurité, approvisionnement de moyens additionnels de confinement des eaux en cas d'accident). Un arrêté de prescriptions complémentaires du 24 novembre 2020 a levé la limitation de la quantité de déchets prescrite par l'arrêté du 8 octobre 2020. Il a également renforcé l'encadrement des conditions de stockage des déchets et la surveillance de la qualité des eaux souterraines.

Le collectif scientifique national méthanisation raisonnée (CSNM), collectif de 25 scientifiques critiques à l'égard du développement de la méthanisation, et France nature environnement identifient un certain nombre de raisons pour **expliquer l'augmentation de l'accidentologie**, parmi lesquelles :

- le **relèvement des seuils des régimes d'autorisation**, en 2018, qui a notamment conduit à supprimer l'obligation de réalisation d'une étude d'impact environnemental ;
- l'**insuffisance des contrôles** par les autorités préfectorales ;
- l'**absence de surveillance 24 heures sur 24** et le manque de personnel sur les méthaniseurs ;

- la **mise en œuvre de solutions techniques de constructions trop peu rigoureuses**, notamment concernant le stockage des matières ;
- le **manque de qualification et de formation** des exploitants ;
- le portage des projets, par des sociétés de type société par actions simplifiée (**SAS**), qui contribuerait à diluer la responsabilité en cas d'accidents.

Pour certains représentants de la filière, auditionnés par la mission d'information, cette **accidentologie doit être relativisée** : *« comme tous les outils industriels, nos installations sont sujettes à des accidents »*, rappelle ainsi M. Jacques-Pierre Quaak, co-président de France gaz renouvelables et pionnier de la méthanisation en Seine-et-Marne. La méthanisation ne représente ainsi que **2 à 3 % de l'accidentologie des installations de traitement de déchets** (pour près de 800 événements en 2017).

Ces représentants estiment par ailleurs que la structuration de la filière et sa professionnalisation devraient contribuer à améliorer la situation.

Selon le syndicat des énergies renouvelables (SER), les bonnes pratiques se diffusent progressivement au sein la filière, permettant ainsi de prévenir un certain nombre d'incidents et d'accidents. Un groupe de travail au sein du comité stratégique de filière « Industries des nouveaux systèmes énergétiques » œuvre notamment à l'industrialisation de la méthanisation et travaille, entre autres, au **recensement de ces bonnes pratiques et à leur diffusion**. D'ici 2023, ce groupe de travail entend notamment créer des **outils communs à la filière** pour améliorer la formation des opérateurs et soutenir la mise en place d'un label « exploitation » pour élever le niveau de performances et de sécurité industrielle des unités.

Des efforts sont également menés en matière de **conception des méthaniseurs**. Un **label Qualiméthà**, s'adressant aux constructeurs, maîtres d'ouvrage et assistants à maîtrise d'ouvrage, a été mis en place. La filière rappelle également le rôle que les **guides techniques mis à disposition par l'Ineris¹** pourraient jouer dans l'amélioration de la performance et de la sécurité des unités de méthanisation.

- L'élaboration d'un nouveau cadre réglementaire

L'augmentation de l'accidentologie suscite une vigilance particulière des populations et du milieu associatif, qui a justifié, pour le Gouvernement, un **renforcement des prescriptions applicables au titre de la législation des ICPE**.

Trois arrêtés respectivement applicables aux installations soumises à autorisation, enregistrement et déclaration ont ainsi été pris les 14 juin 2021 (autorisation) et 17 juin 2021 (enregistrement et déclaration) et ont été

¹ « Règles de sécurité des installations de méthanisation agricole » et « Vers une méthanisation propre, sûre et durable ».

publiés le 30 juin 2021. Ils sont entrés en vigueur le 1^{er} juillet 2021. Le premier modifie l'arrêté du 10 novembre 2009 fixant les règles techniques auxquelles doivent satisfaire les installations de méthanisation soumises à **autorisation** en application du titre I^{er} du livre V du code de l'environnement. Le second modifie l'arrêté du 12 août 2010 relatif aux **prescriptions générales** applicables aux installations classées de méthanisation relevant du régime de **l'enregistrement** (au titre de la rubrique n° 2781 de la nomenclature des installations classées pour la protection de l'environnement). Le dernier modifie l'arrêté du 10 novembre 2009 relatif aux prescriptions générales applicables aux installations classées de méthanisation soumises à **déclaration** sous la rubrique n° 2781-1.

Nouvelles prescriptions imposées par les arrêtés ministériels ICPE de juin 2021

- S'agissant de la prévention des fuites de gaz, un programme de maintenance préventive, obligatoire et évolutif, devra prévoir un contrôle à une fréquence suffisante de l'intégrité de tous les contenants (réacteurs, conduites, stockages), et notamment un contrôle semestriel des pièces d'étanchéité. La quantité de biométhane perdue dans l'atmosphère après épuration du biogaz a également été limitée. Ces dispositions seront applicables aux installations nouvelles et existantes à compter du 1^{er} juillet 2021.

- S'agissant de la prévention de la pollution des milieux, les nouveaux arrêtés imposent de disposer de capacités de rétention sous les stockages de digestats liquides ou de toute matière susceptible d'occasionner une pollution des eaux ou des sols (disposition applicable aux installations existantes pour l'implantation de nouveaux équipements à compter du 1^{er} juillet 2021), et d'un réseau de collecte des eaux pluviales avec dispositifs obturateurs. Les stockages devront être pourvus de détecteurs de niveau haut, et les stockages enterrés d'un dispositif de drainage et de récupération des fuites (dispositions applicables à toute installation existante à compter du 1^{er} juillet 2022). L'ensemble de ces dispositions sont par ailleurs applicables à toute installation nouvelle à compter du 1^{er} juillet 2021.

- S'agissant de la prévention des risques d'incendie et d'explosion, des distances minimales (entre 10 et 15 m) seront à respecter entre équipements, notamment ceux présentant des sources combustibles et ceux susceptibles de générer une source d'inflammation (disposition applicable aux installations existantes pour l'implantation de nouveaux équipements à compter du 1^{er} juillet 2021), par exemple : 10 mètres entre les installations de combustion et les installations d'épuration de biogaz ; 15 mètres entre les torchères ouvertes et les équipements de méthanisation ; 10 mètres entre les torchères fermées et les équipements de méthanisation ; 10 mètres entre toute torchère et tout autre équipement connexe à la méthanisation ; 10 mètres entre tout stockage de liquide inflammable ou de matériaux combustibles et une potentielle source d'inflammation.

Des détecteurs de gaz reliés à des alarmes sont également imposés et leur entretien fixé par le programme de maintenance (applicable à toute installation existante à compter du 1^{er} janvier 2022).

Une surveillance permanente du site devra être assurée au moyen d'une astreinte de personnel en capacité d'intervenir - à distance le cas échéant - en moins de 30 minutes. L'organisation de cette surveillance est soumise à l'inspecteur des installations classées (applicable aux installations existantes à compter du 1^{er} janvier 2022).

- S'agissant enfin de la prévention des odeurs suspectes, le pétitionnaire d'une nouvelle installation devra réaliser un état initial des perceptions dans un rayon de

3000 mètres, qui servira de référence en cas de plainte. Diverses mesures de confinement, couverture ou isolation des matières à l'origine d'odeurs sont prévues, avec ventilation voire aspiration des émanations lorsque c'est indiqué (application aux installations existantes à compter du 1^{er} janvier 2023 pour les installations sous autorisation et du 1^{er} juillet 2023 pour les installations sous enregistrement ou déclaration). Les opérations critiques du point de vue des émissions d'odeurs feront l'objet de consignes spécifiques et d'un cahier de conduite (dispositions applicables aux installations existantes à compter du 1^{er} janvier 2022). L'exploitant tiendra en outre un registre des plaintes recensant les mesures correctives mises en œuvre (disposition applicable aux installations existantes à compter du 1^{er} janvier 2022).

L'ensemble de ces dispositions est par ailleurs applicable à toute installation nouvelle à compter du 1^{er} juillet 2021.

- Enfin, la distance réglementaire entre les installations et les tiers a été notablement augmentée pour des motifs liés à l'accidentologie, mais aussi aux nuisances. Alors qu'était imposée une distance de 50 mètres entre le seul digesteur et les tiers, sera imposée à partir du 1^{er} janvier 2023 une distance de 200 mètres entre toutes les installations et les tiers (100 mètres pour les sites soumis à déclaration).

Outre les objectifs d'une meilleure protection de l'environnement et d'une plus grande prévention des risques, le renforcement des prescriptions doit contribuer, selon le ministère de la transition écologique, à **améliorer l'acceptabilité des projets de méthanisation**.

Les représentants de la filière craignent, quant à eux, que ces nouvelles prescriptions n'entraînent une **augmentation substantielle des coûts de construction et d'exploitation**. Le cabinet d'agronomie Solagro estime notamment que les nouvelles règles pourraient **générer des surcoûts de plusieurs centaines de milliers d'euros pour les plus grandes unités**. L'obligation de mise en place de systèmes de rétention occuperait une large place dans ces surcoûts.

Plus particulièrement, Solagro estime que **l'instauration d'une distance minimale de 200 mètres entre les installations et les habitations tierces (ou de 100 mètres pour la déclaration) pourrait remettre en cause un projet sur trois**.

Les résultats détaillés de cette étude fournie par Solagro à la mission sénatoriale sont présentés ci-après :

Le chiffrage des impacts globaux est réalisé sur deux cas types :

- Cas 1 : Injection 120 Nm3/h
- Cas 2 : Injection 200 Nm3/h

Dimensionnement	Cas 1	Cas 2
Digesteur (m3)	3 000	3 391
Post digesteur (m3)	3 000	3 391
Cuve stockage Digestat (m3)	8 500	3 391
Lagune digestat (m3)	NC	10 000
Stockage digestat solide (m2)	743	NC

Impacts CAPEX

€	Cas 1	Cas 2
Rétention (Cas installation existante)	330 200	223 708
Rétention (Cas installation neuve)	246 550	163 609
lagune (double géomembrane)	0 Pas de lagune	22 857
Couverture digestat liquide	0 déjà en place	0 lagune avec TSH en digestion >80j
Couverture digestat solide	89 160	NC uniquement digestat brut
Couverture intrants	0 Lisier déjà couvert, fumier pas stocké longtemps et CIVE non concerné	0 CIVE non concerné
Capteur de température dans silos	1 000	1 000
Distance chaudière épuration torchère	30 000	30 000
Etat initial odeur (cas installation neuve)	5 000	5 000
ventilation locaux	3 500	3 500
membrane antistatique	10 000	10 000
Somme installation existante	433 860	238 208
Somme installation neuve	385 210	213 109
% CAPEX initial (installation existante)	6,7%	3,2%
% CAPEX initial (installation neuve)	5,9%	2,8%

Impacts OPEX

€/an	Cas 1	Cas 2
Maintenance préventive	3 000	3 000
Astreinte	23 000	23 000
Augmentation tps sur site (liée aux démarches supplémentaires à réaliser)	3 000	3 000
Somme	29 000	29 000

Impacts TRI

	Cas 1	Cas 2
Perte TRI (installation existante)	-0,7	-0,7
Perte TRI (%) (installation neuve)	-0,7	-0,7

c) Des impacts du digestat sur les eaux et les sols ?

- Pollution des eaux : le digestat permet-il d'équilibrer l'apport d'azote ?

La méthanisation, et le digestat qui en est issu, permettent-ils d'équilibrer l'apport d'azote aux sols et donc de limiter les risques de sur-fertilisation, à l'origine de la pollution des eaux (nappes phréatiques, rivières...) ? La réponse à cette question est liée à la nature ammoniacale de l'azote présent dans le digestat.

La méthanisation conduit à la **formation dans le digestat d'un composé azoté sous forme minérale, l'ammoniac**, immédiatement assimilable par les plantes. *A contrario*, dans un modèle sans méthanisation, lorsque des effluents d'élevage bruts sont épandus sur les sols agricoles, l'azote organique qu'ils contiennent n'est pas immédiatement assimilable par les plantes et doit être minéralisé. Ce procédé se produit naturellement dans les sols, mais sur des temps longs. Il existe donc un risque que l'azote soit lessivé et contribue à la pollution des eaux. À cet égard, la méthanisation des effluents, en réalisant ce procédé de minéralisation avant apport aux sols, et en mettant à disposition des plantes une forme déjà minéralisée d'azote, permet de raisonner les apports de façon optimale par rapport aux besoins des plantes, d'éviter le lessivage d'azote, et ainsi de réduire les risques de pollution des eaux.

Toutefois, la nature ammoniacale de l'azote présent dans le digestat n'est **pas sans inconvénient** : la volatilité de l'ammoniac rend la gestion de la fertilisation complexe, car la valeur fertilisante du digestat rendu au sol **varie en fonction du taux de volatilisation**, qui peut être inconnu de l'agriculteur. L'analyse de la teneur en azote du digestat en sortie de cuve n'éclaire pas plus l'agriculteur, puisque la volatilisation a lieu ensuite, pendant et après l'épandage.

Les agriculteurs disposent alors de plusieurs choix pour faire face à ce problème :

- la prise en considération de la teneur en azote du digestat **sans volatilisation**. Cela conduirait à une **sous-fertilisation** et à des baisses de rendement importantes ;

- la prise en considération d'une **valeur moyenne de volatilisation**. Dans certains cas, on observerait alors une sous-fertilisation avec baisse de rendement ; dans d'autres cas, il existerait un risque de sur-fertilisation et, en conséquence, de pollution des eaux ;

- l'adoption d'une « **stratégie de l'assurance** » : l'agriculteur confronté à la valeur fertilisante inconnue du digestat opterait pour une **sur-fertilisation** afin de se mettre à l'abri des baisses de rendement.

L'impact de la méthanisation sur la pollution des eaux dépend donc d'un **facteur essentiel** : la capacité à maîtriser l'évaporation de l'ammoniac,

permettant de réduire les **risques d'une sur-fertilisation** qui résulterait de l'adoption, par les agriculteurs, d'une « **stratégie de l'assurance** ». Ainsi, les risques de contamination, notamment des nappes phréatiques, par de l'azote sous sa forme ammoniacale dépendent largement des **conditions d'épandage** : conditions climatiques, enfouissement du digestat, pH du sol¹...

Des risques spécifiques existent en tout état de cause dans certains **sols sensibles**, comme les sols karstiques, favorisant l'infiltration de la fraction liquide du digestat en profondeur et pouvant induire une pollution des eaux souterraines en cas de sur-fertilisation.

Dans les cas où la méthanisation contribuerait à changer l'affectation des sols (voir *infra*) – en contribuant au remplacement d'une prairie ou d'une forêt par une culture alimentaire – une pollution des eaux pourrait également être induite par l'apport de matières fertilisantes supplémentaires.

- Pollution des sols : quelle innocuité des digestats ?

L'épandage de digestat peut présenter un **risque de pollution des sols par des matières telles que les microplastiques**, par des résidus pharmaceutiques ou des contaminants microbiologiques. Ces sources de pollution sont cependant liées à la **nature des intrants utilisés**, plus qu'à leur valorisation lors du processus de méthanisation et leur transformation en digestat. Les prescriptions générales applicables aux installations de méthanisation au titre de la législation des ICPE doivent en tout état de cause **prévenir ces risques**, en imposant une **sélection et une traçabilité strictes des matières entrantes**.

Toutes les installations doivent en effet faire figurer sur un registre, pour toute admission de déchets, leur nature et quantité ainsi que le nom et la qualité de l'expéditeur initial. Ce registre est conservé *a minima* trois ans – pour les installations soumises aux régimes de déclaration et d'enregistrement – ou dix ans, pour les installations soumises au régime d'autorisation.

Les exploitants des installations soumises à autorisation ou enregistrement doivent, en plus, établir un cahier des charges définissant précisément les types de matières admissibles dans leurs installations, et exiger de chaque producteur une information préalable sur l'origine et la composition des déchets qu'il entend lui confier. Cette information est à actualiser tous les ans et doit être conservée trois ans. L'ensemble de ces informations peut être contrôlé par l'inspection des installations classées qui peut, si nécessaire, sur le fondement des dispositions de l'article L. 541-2 du code de l'environnement, étendre le contrôle à la personne qui a confié les déchets à l'installation de méthanisation.

¹ Plus le sol est basique, plus l'ammoniac est susceptible de se volatiliser.

Par ailleurs, la loi AGE¹ impose de nouvelles règles afin d'assurer l'innocuité des matières épandues.

L'article 86 de la loi AGE² prévoyait que **soient révisés, au plus tard le 1^{er} juillet 2021**, les référentiels réglementaires applicables aux boues en termes d'innocuité environnementale et sanitaire. Ce périmètre a par la suite été étendu à **l'ensemble des matières fertilisantes et supports de culture** par l'article 14 de l'ordonnance du 29 juillet 2020³. En application de ces dispositions, un **décret socle commun** des matières fertilisantes et support de culture (MFSC) devrait définir plusieurs catégories de matières fertilisantes (A1, A2, B) sur la base de critères d'innocuité auxquels correspondent des contraintes différentes en termes de distribution, mise sur le marché et traçabilité. Son objectif principal est **d'adapter les conditions d'usage au niveau de qualité des matières**. Les digestats de méthanisation devront donc à l'avenir répondre des exigences du décret socle commun pour pouvoir faire l'objet d'un retour au sol sous différentes formes, en fonction de la catégorie retenue. Le projet de décret paru à la fin de l'année 2020 prévoyait les catégories suivantes :

- la catégorie A1. Les digestats relevant de cette catégorie seraient éligibles au statut de produit et pourraient être utilisés sans plan d'épandage³ ;
- la catégorie A2, appliquée aux digestats qui ne respecteraient pas les critères A1. Ces matières A2 pourraient être mises sur le marché, mais conserveraient le statut de déchet, sans nécessiter de plan d'épandage ;
- les matières fertilisantes de catégorie B, qui ne seraient pas éligibles à la sortie du statut de déchet et dont la seule voie de valorisation possible serait le plan d'épandage, sous le statut de déchet.

La version finale du décret pourrait paraître d'ici la fin 2021.

Concernant les **biodéchets**, l'article 12 de l'ordonnance n° 2020-920 du 29 juillet 2020 relative à la prévention et à la gestion des déchets, prise en application de l'article 125 de la loi AGE², prévoit que les biodéchets ayant fait l'objet d'une opération de tri à la source ne peuvent pas être mélangés avec d'autres déchets. Par dérogation, un arrêté listera les typologies d'emballages biodégradables qui pourront faire l'objet d'une collecte conjointe avec les biodéchets, à partir du 31 décembre 2023. Ces règles s'ajoutent aux dispositions existantes, conditionnant la méthanisation des biodéchets notamment ceux contenant des déchets de cuisine et de table (DCT), à un traitement préalable par hygiénisation ou pasteurisation, et à l'obtention, par l'unité de méthanisation, de l'agrément sanitaire prévue par

¹ Loi n° 2020-105 du 10 février 2020 relative à la lutte contre le gaspillage et à l'économie circulaire.

² Ordonnance n° 2020-920 du 29 juillet 2020 relative à la prévention et à la gestion des déchets.

³ Le plan d'épandage est un document de synthèse qui détaille les caractéristiques des îlots culturels qui pourront faire l'objet d'un apport d'effluent organique et décrit les conditions d'épandage. Il permet aussi d'évaluer l'équilibre entre les quantités d'effluents produits et la capacité des sols et des productions à les recevoir. Ce plan opposable doit être tenu à disposition de l'inspection de l'environnement.

le règlement (CE) n° 1774-2002 établissant des règles sanitaires applicables aux sous-produits animaux non destinés à la consommation humaine.

2. Cartographie des risques agricoles associés au développement de la méthanisation

a) La méthanisation accapare-t-elle de la surface agricole utile ?

En France, le problématique de la **concurrence entre la production d'énergie à partir de biomasse et la vocation alimentaire de l'agriculture** a été identifiée comme primordiale dès l'essor de la méthanisation.

Cette préoccupation a ainsi amené le législateur à **encadrer le recours à des cultures dédiées** à la méthanisation, *via* l'article 112 de la loi de transition énergétique pour la croissance verte de 2015¹, qui a créé l'article L. 541-39 du code de l'environnement, lequel dispose que « *les installations de méthanisation de déchets non dangereux ou de matières végétales brutes peuvent être approvisionnées par des cultures alimentaires dans la limite de seuils définis par décret* ». Le décret n° 2016-929 du 7 juillet 2016 pris en application de ces dispositions a été publié le 8 juillet 2016. Il prévoit, pour les cultures alimentaires ou énergétiques, cultivées à titre de culture principale, un plafond maximal de 15 % en tonnage brut des intrants pour l'approvisionnement des installations de méthanisation.

Deux craintes ont justifié cet encadrement réglementaire.

D'une part, les cultures dédiées dégraderaient le bilan carbone de la méthanisation par un **changement d'affectation indirect des sols** : le remplacement d'une culture alimentaire par une culture énergétique est de nature à entraîner par rebond une modification d'affectation du sol dans une autre zone géographique, où une prairie ou une forêt seraient par exemple remplacées par une culture alimentaire.

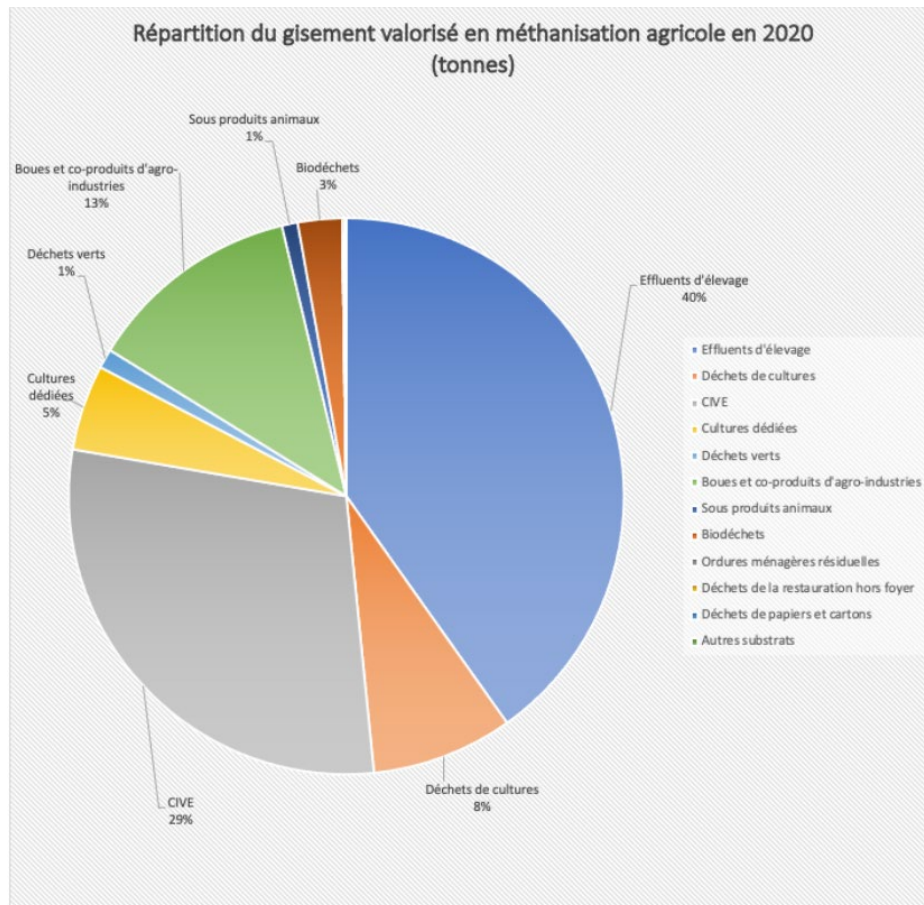
D'autre part, le développement de cultures dédiées contribuerait également à **accaparer la surface agricole utile (SAU) française** – d'environ 29 millions d'hectares – aux dépens des cultures alimentaires, affaiblissant par conséquent la souveraineté alimentaire de notre pays.

Malgré cet encadrement réglementaire, la **question de l'utilisation de cultures dédiées** est restée **omniprésente** dans les débats entourant la méthanisation, comme l'ont montré les nombreuses auditions réalisées par la mission d'information.

Aussi légitimes soient-elles, ces **craintes peuvent cependant être en partie écartées**, bien qu'une vigilance s'impose dans un contexte de densification du nombre d'unités de méthanisation.

¹ Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

En pratique, les **cultures dédiées** restent en effet **très minoritaires et loin du seuil de 15 %**. D'après l'Ademe, en 2020, celles-ci représentaient **5 % des volumes alimentant les méthaniseurs**.



Source : Ademe

Si les cultures dédiées disposent souvent d'un **potentiel méthanogène fort**, elles présentent, dans le même temps, un **potentiel économique très limité lorsqu'elles sont méthanisées**. C'est le constat dressé par l'Association française du gaz (AFG) : « *en moyenne, le taux constaté est de quelques pourcents dans la mesure où d'une part ces cultures dédiées ont une valeur de marché et sont donc un **intrant plus coûteux que les autres** et que d'autre part le tarif d'achat ne prévoit **aucune prime spécifique contrairement aux effluents***. Cette moyenne cache évidemment des disparités, l'essentiel des méthaniseurs n'ayant recours à aucune culture dédiée quand d'autres peuvent atteindre le seuil autorisé ». Il faut noter que « le recours à des cultures dédiées peut répondre à des **situations transitoires** dues par exemple à la perte d'un autre intrant ou une mauvaise qualité de récolte empêchant une valorisation en alimentation humaine ». Solagro et Négawatt estiment par ailleurs qu'un risque de valorisation énergétique des cultures principales peut exister lorsque les prix de ces dernières sont très bas ; auquel cas, on peut toutefois « considérer que la méthanisation [joue alors] un **rôle d'amortisseur économique contracyclique** ».

L'OPECST¹ a estimé qu'en 2015, alors que la filière n'en était qu'à son essor, les cultures dédiées à la méthanisation occupaient 0,05 % de la SAU de la France (soit 14 800 ha). Pour France Nature Environnement (FNE), si la hausse de la SAU dédiée à la méthanisation venait à augmenter dans les mêmes proportions que le développement de la filière, la **méthanisation pourrait accaparer 4 950 000 ha, soit 17 % de la SAU**, dans un scénario où le biométhane occuperait 100 % du gaz consommé en France, et 1 480 000 ha, soit 5 % de la SAU, dans un scénario où le biométhane occuperait 30 % du gaz consommé en France.

Le premier scénario doit manifestement être écarté d'emblée, la méthanisation n'ayant pas vocation à se substituer intégralement au gaz naturel. À cet égard, le second scénario, dans lequel le biométhane représenterait un tiers du gaz consommé en France, semble moins irréaliste et correspond, peu ou prou, aux scénarios d'évolution de la filière dans la perspective d'une décarbonation du gaz, où la méthanisation cohabiterait, à terme, avec la pyrogazéification et l'hydrogène bas-carbone, dans des proportions similaires (voir *supra*).

Pour autant, et en tout état de cause, le raisonnement fondant l'analyse de FNE comporte un certain nombre de **problèmes méthodologiques**.

Tout d'abord, le point de départ du raisonnement – **2015** – est **antérieur à la mise en place du seuil des 15 %**, fixé en 2016, limite devant contribuer, en pratique, à amoindrir les risques d'un accaparement croissant de la SAU par la méthanisation.

Par ailleurs, rien n'indique que la SAU dédiée à la méthanisation s'accroisse dans les mêmes proportions que le développement du secteur. En effet, comme le rappelle Négawatt, le recours à des cultures dédiées serait associé à l'émergence de la filière, le stockage de matières végétales prêtes à être utilisées pouvant compenser des retards de fourniture en intrants, causés par les insuffisantes structuration et massification des circuits d'approvisionnement². **En sécurisant et stabilisant les approvisionnements en intrants, le développement de la méthanisation jouerait donc en faveur d'un moindre recours aux cultures dédiées.**

S'il est probable que la part de la SAU occupée par la méthanisation ait augmenté depuis 2015 (0,05 %), **le risque d'un accaparement massif des surfaces à vocation alimentaire semble à ce jour limité, en raison de la réglementation applicable et du faible intérêt économique à méthaniser les cultures dédiées**. Un état des lieux actualisé devrait toutefois être mené pour lever les inquiétudes résiduelles, légitimes au regard des risques

¹ Rapport n° 646 (2019-2020) de MM. Roland Courteau, sénateur, et Jean-Luc Fugit, député, fait au nom de l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, L'agriculture face au défi de la production d'énergie, 16 juillet 2020.

² On peut toutefois s'interroger sur l'intérêt d'une massification des circuits d'approvisionnement qui induirait des transports sur de plus longues distances.

environnementaux et agricoles associés, une vigilance s'imposant dans un contexte de densification du nombre d'unités de méthanisation.

Une attention devra notamment être portée à **l'évolution du prix de marché des cultures**, comme indicateur d'une éventuelle concurrence entre cultures alimentaires et cultures énergétiques.

b) La méthanisation conduit-elle à un changement des pratiques culturales par un développement des cultures intermédiaires à vocation énergétique (CIVE) ?

L'article L. 541-39 du code de l'environnement, créé par l'article 112 de la loi de transition énergétique pour la croissance verte de 2015, autorise **l'approvisionnement des unités de méthanisation par des cultures intermédiaires à vocation énergétique (CIVE).**

Les cultures intermédiaires à vocation énergétique (CIVE) sont des **cultures non alimentaires implantées et récoltées** entre deux cultures principales d'une rotation culturale. L'objectif d'une CIVE est d'assurer la **continuité d'approvisionnement** en substrat des unités de méthanisation sans avoir besoin de recourir aux cultures principales, et sans entrer en concurrence avec la production alimentaire. Selon leur période d'implantation, on distingue les **CIVE d'hiver**, semées en fin d'été ou début d'automne, récoltées au début du printemps et positionnées avant une culture alimentaire d'été, et les **CIVE d'été**, semées en été, récoltées en début d'automne et positionnées après une culture alimentaire d'hiver.

De nombreux travaux ont permis de préciser et quantifier l'intérêt de telles cultures, pouvant **remplir de nombreuses fonctions agronomiques, environnementales et économiques pour les agriculteurs** (voir *supra*).

Le développement des CIVE fait cependant l'objet d'un certain nombre de **critiques** et de **réserves**, régulièrement évoquées lors des auditions menées par la mission d'information.

Tout d'abord, selon le collectif scientifique national méthanisation raisonnée (CSNM), la pratique des CIVE - « *déchets créés pour être méthanisés* » - **s'éloignerait de la « méthanisation idéale »**, s'évertuant à valoriser des déchets réels.

En pratique, il existe un **risque que les CIVE deviennent, économiquement, la source de revenus principale de certaines exploitations agricoles**, potentiellement au détriment des productions à destination de l'alimentation humaine ou animale, si les rotations et les pratiques culturales étaient revues pour favoriser le développement des CIVE. Les **cultures principales peuvent ainsi être modifiées** pour être récoltées plus tôt - en privilégiant par exemple l'orge au lieu du blé - afin de permettre aux CIVE d'avoir une saison de culture plus longue. À cet égard, les CIVE peuvent également **épuiser la réserve utile des sols**, au détriment du rendement de la culture suivante. En pratique, la culture des CIVE peut

enfin **nécessiter des efforts supplémentaires de fertilisation**, voire d'irrigation (pour les CIVE d'été), par rapport à un sol nu ou une interculture non récoltée et laissée au champ (comme les CIPAN), instaurant une compétition hydrique et azotée entre les cultures principales et intermédiaires, pouvant s'aggraver avec le dérèglement climatique, qui induira une augmentation des épisodes de sécheresse.

Ainsi, comme le rappelle l'Inrae, « *les conséquences de ces changements de systèmes de cultures restent à étudier. En particulier, il faut étudier et quantifier les effets d'une intensification des systèmes de culture par le développement des CIVE et éviter tout risque d'augmentation des impacts environnementaux liés à cette intensification* »¹.

c) Quel est l'impact agronomique du digestat ?

- Apport d'éléments fertilisants : les avantages du digestat

Le digestat présente des **avantages en matière de fertilisation des sols largement établis par la littérature scientifique**.

En effet, le procédé de méthanisation conserve les quantités totales en éléments fertilisants N (azote), P (phosphore), K (potassium) présents dans les intrants : les digestats sont donc riches en éléments fertilisants et représentent, à ce titre, une **alternative renouvelable aux engrais minéraux de synthèse**.

De surcroît, la méthanisation assure la **minéralisation de l'azote contenu dans les matières organiques** : la décomposition des matières azotées en absence d'oxygène aboutit en effet à la formation d'un composé azoté sous forme minérale, l'ammoniac, qui se retrouve dans le digestat de la méthanisation. Là où l'azote organique met du temps à se minéraliser, en fonction des conditions climatiques et culturelles, pour devenir progressivement assimilable par les plantes, l'ammoniac est soluble et à cet égard est immédiatement assimilable par les plantes.

Le bilan global de la méthanisation concernant les apports en éléments fertilisants - et en particulier en azote - est donc positif, pour autant que le digestat ne soit pas mobilisé - en tout ou partie - pour la fertilisation des CIVE, en amont de la chaîne de valeur de la méthanisation.

- Contribution de la méthanisation au stockage de carbone dans le sol : des premiers travaux rassurants

Le bilan global de la méthanisation concernant les **apports en carbone organique** - dans la perspective de l'atteinte de l'objectif « 4 pour 1000 » (voir encadré) - constitue en revanche un **sujet de recherche plus largement ouvert**. Le carbone des intrants étant en partie dégradé dans le processus de méthanisation, se pose la question de la **capacité du carbone**

¹ Éléments d'information fournis par l'Inrae à la mission d'information sénatoriale.

résiduel à entretenir la matière organique du sol, lorsqu'il y est restitué sous forme de digestat.

Carbone organique et objectif « 4 pour 1000 »

Le carbone est le principal constituant des matières organiques du sol devant l'oxygène, l'azote, l'hydrogène ou le soufre. Les apports en carbone organique contribuent à ce titre à accroître la fertilité des sols et la production agricole. L'accroissement du stock de carbone des sols agricoles participe également, par un renforcement des puits carbone, à l'atténuation du changement climatique.

L'initiative internationale « 4 pour 1000 », lancée par la France en 2015 lors de la COP 21, vise à ce titre à encourager l'accroissement du stockage du carbone dans les sols par une lutte contre la déforestation et un encouragement des pratiques agro-écologiques. Le taux de croissance annuel de 0,4 % des stocks de carbone du sol, ou 4‰ par an, dans les premiers 30 à 40 cm de sol, visé par l'initiative, s'il n'est pas normatif, constitue une cible, qui permettrait de réduire de manière significative la concentration de CO₂ dans l'atmosphère par une compensation des émissions anthropiques, tout en renforçant la sécurité alimentaire mondiale.

Les travaux menés par l'Inrae¹ tendent toutefois à montrer que la **méthanisation n'a que peu ou pas d'effet sur le stockage de carbone** dans les sols, à condition qu'il n'y ait pas d'exportation des digestats en dehors des zones de leur production.

Dans le cas spécifique d'une méthanisation s'appuyant sur la valorisation de CIVE, les travaux réalisés par l'institut technique agricole Arvalis, dans le cadre du projet OPTICIVE², soutenu par l'Ademe, ont mis en évidence que les CIVE, bien que récoltées, contrairement à d'autres intercultures comme les CIPAN (culture intermédiaire piège à nitrates), **permettent de stocker du carbone du fait de la présence des racines et des chaumes**, laissés au sol, d'autant plus lorsqu'un apport de digestat est réalisé. Dans le même ordre d'idée, une étude de l'Inrae³ constate que **35 % du potentiel total des pratiques stockantes additionnelles** afin d'atteindre l'objectif « 4 pour 1000 » est associé à des couverts végétaux intermédiaires, comme les CIVE.

Ces travaux, relativement rassurants, devront être **approfondis pour mieux déterminer les pratiques culturales et agronomiques** les plus vertueuses au regard de l'objectif d'accroissement du stockage du carbone dans les sols. Ils devront notamment apporter un comparatif entre la contribution sur le long terme d'un fumier et celui d'un digestat au stockage de carbone.

¹ Sabine Houot, Florent Levavasseur, Julie Jimenez, Dynamique de la matière organique dans les sols : quels effets des digestats ?, 2019.

²

https://www.arvalisinstitutduvegetal.fr/substituer-des-energies-renouvelables-aux-energies-fossiles--@/file/gallerielement/pj/43/88/e7/f3/d3-473-dossier-l7701589612_640_647_043.pdf

³ Inrae, « Stocker du carbone dans les sols français : quel potentiel au regard de l'objectif 4 pour 1000 et à quel coût ? », 2019.

d) Des risques d'ordre économique pour les agriculteurs ?

Lors des auditions menées par la mission d'information, des **craintes** ont enfin pu être **émises quant aux risques économiques que ferait peser la méthanisation sur les agriculteurs**.

Plusieurs acteurs ont notamment évoqué les risques d'une **perte de contrôle des agriculteurs** au bénéfice des **industriels** de la méthanisation et des énergéticiens, dans le contexte de l'industrialisation de la filière et de l'agrandissement des projets, à la faveur notamment d'une dynamique favorable à l'injection dans le réseau en lieu et place des modèles de cogénération et de production de chaleur. Cette crainte est synthétisée par Christophe Chatet, membre du conseil d'administration des Jeunes Agriculteurs : « *les méthaniseurs doivent rester de taille agricole et non industrielle. La filière doit absolument éviter de construire des méthaniseurs gigantesques, qui échapperaient à l'agriculture* ». Le collectif scientifique national méthanisation raisonnée (CSNM) pointe notamment le **risque associé à la création de sociétés par actions simplifiées (SAS)** qui pourraient placer les agriculteurs en **situation de vulnérabilité et de dépendance** vis-à-vis des industriels et énergéticiens.

Une autre crainte émise par certaines personnes auditionnées tient aux **risques de pertes économiques pour les agriculteurs porteurs de projet**. Concernant les unités en fonctionnement, cette crainte semble devoir être infirmée, ce constat valant *a minima* jusqu'à la révision récente du tarif de rachat : si le projet « Métha'Revenus »¹ a pu constater une **variabilité importante des revenus d'une exploitation à l'autre**, le **bilan économique est globalement positif**, puisqu'une seule des vingt-cinq unités étudiées par le projet de recherche fonctionnait à perte. L'étude a également mis en exergue la **stabilité des revenus dans le temps**, due principalement à l'existence de mesures de soutien à l'investissement et d'un tarif de rachat (voir *supra*).

Enfin, plusieurs personnes auditionnées ont pointé le risque d'une **pression de la méthanisation sur le prix du foncier agricole**. Cette appréciation, là aussi théorique, **n'a pu être confirmée ou infirmée par la mission d'information**.

C. UNE ACCEPTABILITÉ CONTRARIÉE

1. Des contestations et des oppositions, une méconnaissance générale de la méthanisation

Dans certains territoires, le développement accéléré de la filière d'une part, et la perception, plus ou moins précise, de l'existence de risques

¹ Recherche Métha'Revenus - Identification et analyse des effets structurels de l'investissement dans une unité de méthanisation sur les revenus de l'agriculteur | Ministère de l'Agriculture et de l'Alimentation

d'autre part, peuvent **remettre en cause l'acceptabilité des projets de méthanisation, générant des doutes et parfois même des oppositions frontales.**

Ce constat, étayé par les nombreux auditions et déplacements réalisés par la mission d'information, cache bien entendu une **grande diversité de situations** : la méthanisation, très hétérogène, provoque des **réactions très différenciées dans les territoires. Il n'y a pas, à proprement parler, un problème généralisé d'acceptabilité de la méthanisation** ; selon le sondage de l'Ademe « Les Français et l'environnement » de novembre 2018, on trouve d'ailleurs autant de Français qui accepteraient qu'un méthaniseur soit installé à moins d'un kilomètre de leur domicile que de Français qui le refuseraient¹. Il existe cependant des oppositions ponctuelles qui peuvent être vives **à l'encontre de certains projets**, compte tenu de leurs spécificités et de contingences locales.

Si le constat d'un problème d'acceptabilité général ne peut être dressé – faute notamment de données récentes à ce sujet – celui d'une **absence de « culture de la méthanisation »** au sein de la population semble avéré : **mode de production d'énergie certes ancien dans son principe, mais nouveau dans son industrialisation** et dont le développement connaît une dynamique inédite, **la méthanisation est pour l'heure globalement méconnue des Français.** Selon le sondage de l'Ademe « Les Français et l'environnement » de novembre 2018, **seulement 2 % de la population connaissait la méthanisation, « ne serait-ce que de nom »**, contre 59 % pour les énergies éoliennes et 51 % pour le photovoltaïque. Cette méconnaissance de la filière n'est pas étrangère aux réticences pouvant émerger çà et là dans les territoires.

Certains retours d'expérience confirment d'ailleurs que les facteurs de contestation aux projets de méthanisation ne sont pas toujours, en pratique, corrélés avec les degrés de risques identifiés dans le présent rapport. C'est ce qui ressort du rapport d'expertise que le ministère de la transition écologique (MTE) a consacré au cas du méthaniseur BioQuercy, à Gramat dans le Lot, ayant fait l'objet d'oppositions locales particulièrement fortes. Ce rapport met ainsi en exergue **trois axes de contestation principaux** :

- les difficultés de l'exploitant à **maîtriser les odeurs** liées au méthaniseur et des odeurs du digestat lors de l'épandage ;

- les **caractéristiques du digestat**, conforme à la réglementation, mais dont les particularités suscitent des suspicions sur de potentiels impacts sur la biodiversité ;

¹ Ces données demanderaient toutefois à être actualisées avec l'augmentation récente du nombre de méthaniseurs.

- la **nature karstique des causses du Quercy** qui exacerbe les craintes d'une vulnérabilité des eaux et du sol aux épandages du digestat, et le risque de pollution des milieux aquatiques.

Concernant le premier point, il convient de **relativiser les risques olfactifs** associés à la méthanisation, au demeurant souvent dénoncés dans les contentieux territoriaux : d'une part, puisque la production suit un processus **anaérobie**, les réactions se font donc en toute étanchéité avec l'air extérieur au méthaniseur ; d'autre part, puisque les digestats émettent beaucoup moins d'odeur que les effluents d'élevage, car au terme du *process*, les acides gras volatiles responsables des odeurs sont détruits. C'est d'ailleurs la raison pour laquelle de **nombreux agriculteurs recourent à la méthanisation pour réduire les odeurs d'épandage agricole des fumiers et lisiers**. La dénonciation des pollutions olfactives a ainsi moins à voir avec la méthanisation qu'avec les déchets d'élevage, qui préexistaient au développement de la filière, laquelle contribue de manière générale à en réduire l'impact. Cependant, le stockage d'intrants peut être incriminé dans des cas de nuisances olfactives.

Concernant les **caractéristiques du digestat**, des questions persistent quant à sa **teneur en carbone ou aux risques de pollution**, notamment microplastiques. Pour autant, le risque pointé de potentiels impacts du digestat sur l'environnement demande à être étudié dans la durée, car il est aujourd'hui non avéré.

Enfin, la préoccupation relative à la pollution des milieux aquatiques apparaît fondée en cas de sur-fertilisation, mais n'est pas spécifique à l'usage du digestat, une sur-fertilisation pouvant également apparaître avec un épandage de lisier. Dans les cas où la méthanisation contribuerait à changer l'affectation des sols – en contribuant au remplacement d'une prairie ou d'une forêt par une culture alimentaire – une pollution des eaux pourrait également être induite par l'apport de matières fertilisantes supplémentaires ainsi que de produits phytosanitaires (voir *supra*). Il est cependant nécessaire de prendre également en compte les externalités positives de la méthanisation sur la qualité des eaux, notamment par la capacité des CIVE à équilibrer l'apport d'azote ou des digestats et à se substituer aux engrais de synthèse en établissant un cercle vertueux de l'azote.

Comme l'illustrent ces différents points, **la méconnaissance de la méthanisation ne permet pas aux citoyens d'en appréhender pleinement les externalités positives et négatives**.

En tout état de cause, les contestations croissantes à l'égard de certains projets doivent constituer des **points d'alerte majeurs pour la filière et pour les pouvoirs publics**. D'une part, ils sont en effet les prémices d'un malaise qui ne saurait être longtemps ignoré, au risque de répéter le scénario de l'éolien terrestre, aujourd'hui en proie à une **ample vague de contestation**. En la matière, il apparaît largement préférable de prévenir que de guérir. D'autre part, et surtout, certains des risques identifiés dans ce

rapport, bien réels, sont perçus au plus près du terrain par les populations, lesquelles peuvent d'ailleurs subir une perte de la valeur de leur habitation en cas d'installation à proximité d'un méthaniseur. **Bien qu'elle doive être nuancée, l'augmentation de l'accidentologie suscite notamment des interrogations légitimes**, auxquelles les acteurs devront répondre pour garantir l'acceptabilité de leur activité dans les territoires. La filière et les pouvoirs publics doivent également **poursuivre l'acquisition des connaissances** nécessaires pour lever certaines inconnues, à l'instar de l'impact agronomique des digestats.

En tout état de cause, une meilleure connaissance par la population de la méthanisation dans sa globalité doit permettre un débat apaisé et constructif.

2. Les facteurs clés susceptibles d'affecter l'acceptabilité des projets dans les territoires

Les auditions et déplacements de la mission d'information ont permis **d'identifier plusieurs facteurs susceptibles d'affecter l'acceptabilité des projets dans les territoires**.

Premier facteur irritant identifié par la mission d'information : la **lenteur des montages des projets**, qui alimente des doutes sur le terrain, les riverains s'interrogeant et remettant de plus en plus en doute les projets le temps passant. Un excès de célérité ne serait pour autant aucunement un gage d'acceptabilité et ne contribuerait pas au nécessaire débat démocratique.

Selon le ministère de l'agriculture et de l'alimentation, il est par ailleurs primordial que l'unité de méthanisation s'insère au mieux dans le tissu agricole ou industriel local. En théorie, le **pilotage du projet par un ou des agriculteurs connus par les riverains**, est à même de créer un consensus autour du projet. *A contrario*, des méthaniseurs dont la taille est trop largement décorrélée de celle des exploitations sont susceptibles d'être moins acceptés par les populations locales.

Pour autant, la **taille de l'unité ne fait pas tout dans l'appréciation de son acceptabilité**. La direction générale de la prévention des risques constate ainsi que les installations soumises à déclaration – les plus petites – peuvent ponctuellement poser des problèmes, dès lors que la **réglementation applicable à ces unités n'impose aucun cadre obligatoire en matière de concertation**.

Les risques semblant malgré tout particulièrement élevés pour les projets de grande taille, la mission sénatoriale s'est penchée sur deux exemples significatifs.

Tout d'abord l'unité de méthanisation de Gramat dans le Lot, qui illustre la difficulté de sortir d'une situation conflictuelle.

**L'installation d'un Observatoire de la méthanisation à Gramat dans le Lot :
une démarche pertinente,
mais difficilement opérationnelle, pour sortir d'une situation conflictuelle**

Mise en service en octobre 2017, l'installation de méthanisation BioQuercy à Gramat, dans le département du Lot, a été dimensionnée pour valoriser chaque année 50 000 tonnes de matière organique, dont 25 000 tonnes de lisier et 25 000 tonnes de produits issus d'entreprises agroalimentaires. 70 % des intrants proviennent de la coopérative CAPEL, sous forme de déchets d'abattoir.

Le méthaniseur produit de l'électricité (12 GWh/an), qui est injectée dans le réseau public, et de la chaleur, qui permettent d'alimenter l'abattoir susmentionné (à hauteur de 70 % de ses besoins). Selon l'exploitant, l'énergie produite correspond à l'équivalent de la consommation électrique annuelle d'une ville de 13 500 habitants soit trois fois la population de la commune de Gramat. Le digestat produit est épandu sur des parcelles appartenant aux agriculteurs partenaires du projet. Les retombées économiques profitent à plus d'une trentaine d'entreprises agroalimentaires du territoire (avec à la clé une réduction des coûts de traitement des déchets), à près de 70 agriculteurs, par le biais de la diminution des engrais chimiques utilisés, ainsi qu'à une soixantaine d'apporteurs de matières agricoles et agroalimentaires.

Dès la phase de l'enquête publique, réalisée du 18 juillet au 19 août 2016, des inquiétudes ont été exprimées par des riverains et des exploitants agricoles, principalement quant à la protection de l'eau et du réseau hydrographique, d'une part, quant aux effets sur la santé et sur la sécurité du fonctionnement des installations, d'autre part.

La réalisation de l'enquête publique durant la période estivale n'a pas été de nature à apaiser les tensions. S'y est ajouté le fait que seulement 6 conseils municipaux ont été amenés à se prononcer sur le projet, alors qu'environ 70 communes (traversées par un important flux de camions à destination ou en provenance de l'unité de méthanisation) sont concernées, pour ainsi dire par ricochet.

Le projet a donné lieu à plusieurs années de démarches et de recours devant le juge administratif, à l'initiative de trois associations. *In fine*, le tribunal administratif de Toulouse a rejeté, le 3 décembre 2019, les recours destinés à obtenir l'annulation de l'arrêté préfectoral relatif à cette unité de méthanisation et autorisant son activité.

Pour autant, les inquiétudes demeurent : l'exploitation de l'unité de méthanisation est toujours vivement contestée.

Afin de répondre aux préoccupations des riverains et des agriculteurs, le préfet du Lot a diligencé une étude confiée à des experts du Conseil général de l'environnement et du développement durable (CGEDD), qui au sein du ministère de la transition écologique (MTE), a pour mission de conseiller les pouvoirs publics sur les questions d'environnement.

La mission du CGEDD a formulé ses conclusions, dans un rapport qui a été rendu public en novembre 2019. Ce rapport ne remet pas en cause l'installation BioQuercy et constate des progrès réalisés par l'exploitant. Il formule également 8 préconisations. Ces recommandations portent, en particulier, sur la traçabilité des sous-produits entrant dans le processus de méthanisation, sur la surveillance des odeurs émises et sur l'épandage du digestat.

Pour ce faire, il recommande la mise en place d'un observatoire scientifique participatif de la méthanisation permettant de mettre en évidence le lien ou l'absence de lien entre la mortalité apicole et les épandages de digestat, de mettre à jour l'éventualité ou l'absence de relations avec les épandages de digestat, de caractériser l'évolution de la microfaune du sol sous différents modes de fertilisation, d'étudier la dynamique d'infiltration du digestat (notamment au regard de la particularité du sous-sol du Lot, en majeure partie karstique), de suivre la qualité des eaux souterraines des Causses du Quercy,

de développer les méthodes permettant d'identifier et séparer les causes possibles d'atteinte à cette qualité et de caractériser la valeur agronomique du digestat.

D'après les renseignements recueillis par la mission sénatoriale d'information, cet observatoire scientifique participatif n'est pas encore opérationnel, à l'été 2021, malgré un important travail préparatoire. Un projet de règlement intérieur a été rédigé et 6 ateliers thématiques sont envisagés. L'observatoire serait présidé par le Parc naturel régional des Causses du Quercy (pour les aspects participatifs) et l'Inrae (pour les aspects scientifiques). Chaque atelier serait organisé par un référent scientifique, ainsi qu'un référent technique, avec la participation de membres associés volontaires, issus de comités locaux de suivi. Des discussions sont en cours avec le niveau régional, car il semblerait plus pertinent de placer cet observatoire au niveau régional, pour l'éloigner des tensions locales encore très fortes.

Après avoir auditionné les acteurs du dossier de Gramat dans le Lot, la mission sénatoriale d'information s'est également interrogée sur le projet de méthanisation de Corcoué-sur-Logne, en Loire-Atlantique.

**L'unité de méthanisation envisagée à Corcoué-sur-Logne, en Loire-Atlantique :
un projet susceptible de devenir l'une des plus grandes installations en Europe ?**

La construction d'une installation de méthanisation de taille exceptionnelle, méritant sans exagérer le qualificatif de « XXL » est envisagée sur le territoire de Corcoué-sur-Logne, petite commune de 3 000 habitants en Loire-Atlantique, au sud de Nantes.

Les porteurs de ce projet ont entamé, en 2019/2020, les démarches préparatoires au lancement du processus administratif – actuellement en cours – destiné à obtenir l'ensemble des autorisations préalables au lancement des travaux. Très rapidement, la dimension même de l'installation a suscité l'émoi de la population locale : dans sa version initiale, le projet prévoyait la fourniture de 680 000 tonnes d'intrants par an, destinées à produire annuellement plus de 26 millions de m³ de méthane.

La presse quotidienne régionale s'en est fait l'écho. Le maire de la commune, M. Claude Naud, a fait part à la mission sénatoriale de la vive inquiétude de ses administrés, ainsi que de l'opposition de son conseil municipal.

La structure juridique créée pour le portage du projet - la SAS Metha Herbauges Corcoué - rassemble deux actionnaires. Il s'agit, d'une part et à hauteur de 51 %, de la Société coopérative agricole du pays d'Herbauges rassemblant 218 exploitants agricoles, d'autre part et à hauteur de 49 %, de la filiale française de Nature Energy Biogas (ex- Xergi), société danoise et premier producteur européen de biométhane.

La demande d'autorisation environnementale de la SAS Metha Herbauges Corcoué a été déposée le 8 avril 2021. L'économie générale du projet, s'il devait voir le jour *in fine*, car l'instruction du dossier est loin d'être achevée, apparaît exceptionnelle, tant par ses dimensions, par son montant, par le nombre de partenaires impliqués que par son caractère industriel avéré. La conjonction de ces facteurs donne au projet de méthanisation de Corcoué-sur-Logne une valeur emblématique.

En effet, avec une capacité prévue de traitement, même révisée à la baisse, de 498 421 tonnes de matières par an (1366 tonnes/j), ainsi qu'une capacité de production de biogaz de 115 851 Nm³/j, cette unité de méthanisation correspondrait à un investissement estimé entre 60 et 70 millions d'euros.

Il s'agirait - et de loin - de la plus importante installation de méthanisation en France, voire de l'une des plus grandes en Europe.

Les implications environnementales d'un tel projet seraient majeures. Plus précisément, les inquiétudes avancées par une large partie de la population portent sur :

- la prévention des risques accidentels, l'évaluation des risques sanitaires, ainsi que la prévention des nuisances olfactives ;
- l'implantation de la zone de liquéfaction de CO₂ au nord du site et sa conformité au Plan local d'urbanisme (PLU) ;
- l'ampleur des aménagements routiers nécessaires (portant sur l'élargissement et le renforcement de routes ainsi que l'aménagement de carrefours, afin de permettre le passage, estimé par certains spécialistes, à 50 à 100 poids lourds par jour) ;
- le volet biodiversité du dossier et les mesures compensatoires zones humides ;
- l'insuffisance de l'étude de l'impact du projet sur l'agriculture locale.

Le dossier fait actuellement l'objet d'un double processus d'instruction :

- en premier lieu, de la demande d'autorisation environnementale (DAE), comprenant les autorisations au titre des installations classées et de la loi sur l'eau. Les pièces déposées le 8 avril 2021 comportent une étude d'impact valant pour l'évaluation environnementale, ainsi que pour le permis de construire. Le projet est constitué par l'unité de méthanisation de Corcoué-sur-Logne, le site de liquéfaction de CO₂, un site de stockage de digestat sur la commune limitrophe de La Limouzinière, ainsi qu'un plan d'épandage dit « de secours » de 1 532 ha sur 17 communes de Loire-Atlantique et de Vendée ;

- en second lieu, des demandes de permis de construire associées pour le site de Corcoué-sur-Logne, d'une part, celui de La Limouzinière, d'autre part.

À ce stade, les services instructeurs ont demandé des compléments d'information.

Avant l'intervention récente de la Commission nationale du débat public (cf. ci-après), le scénario envisageable prévoyait déjà des délais contraints : il était imaginé que l'enquête publique ne soit lancée au mieux qu'en début d'automne 2021, à partir du moment où le dossier complété serait jugé recevable. D'après les renseignements recueillis par le rapporteur, il semblait alors que ces délais soient encore (mais tout juste) compatibles avec la date maximum des porteurs de projet, pour mettre en service l'unité de méthanisation - avant septembre 2023 - de façon à bénéficier des tarifs du contrat d'injection de gaz.

Certes, le projet a fait l'objet d'une démarche d'information *a minima* avant le dépôt des dossiers : plusieurs réunions et échanges de vues avec les services instructeurs (DDPP, DDTM, préfecture) et les collectivités ont eu lieu en 2019 et 2020. Une phase de concertation préalable s'est également ouverte en septembre 2020 débouchant sur un rapport de concertation, lequel a été rendu public en mars 2021 sur le site Internet du porteur de projet. Et ce dernier a pris un certain nombre d'engagements visant à répondre aux inquiétudes croissantes de la population, à commencer par une réduction d'un quart de la taille du projet.

Pour autant, ces engagements ne sont pas à la mesure, tout à la fois de l'inquiétude des riverains, de la taille du projet et de l'opposition du conseil municipal, d'autant plus que le degré réel du processus de concertation pose problème : dans sa délibération du 6 juillet 2020, le conseil municipal de la commune de Corcoué-sur-Logne avait tout d'abord fait valoir, dans un vote à l'unanimité qu'il n'avait été « ni de près ni de loin associé au portage du projet », avant de se prononcer contre, dans son autre délibération du 11 mai 2021, au motif de son caractère disproportionné.

Au demeurant, l'avis de la commune, s'il n'est pas de nature à bloquer le projet, est néanmoins sollicité à plusieurs niveaux : dans le cadre de l'autorisation environnementale (avis simple sur la remise en état du site), ainsi que dans le cadre de

l'enquête publique (avis simple). Les permis de construire sont instruits par l'État pour l'emprise des unités foncières, mais en cas de travaux de voirie reliant ces unités foncières, l'accord du maire peut être nécessaire (voirie communale).

Dans un contexte local de plus en plus tendu, le maire de Corcoué-sur-Logne a œuvré en faveur d'une saisine de la Commission nationale du débat public (CNDP). Dans le cas d'espèce, le montant de l'investissement envisagé, quoiqu'élevé, se situait en dessous des seuils prévus pour entrer dans le champ de compétence de la CNDP. Après quelques péripéties, et sous la pression des événements, la société Métha Herbauges a finalement été amenée à solliciter la CNDP.

Les deux garantes désignées pour ce débat public, Mmes Karine Besses et Marine Calmet, ont publié leur rapport le 1^{er} septembre 2021. Ce rapport, dont la CNDP a pris acte, formule des réserves significatives sur la concertation préalable initiée par Métha Herbauges. Les critiques portent sur *« la restriction sur les publics et le périmètre, la concision de l'information diffusée sur le projet, les effets de cloisonnement des publics, renforcés par l'absence de réunion publique et de publication des contributions [qui] n'ont pas permis la bonne information du public [...] ainsi que l'échange d'arguments et le débat »*.

Les deux garantes du débat public ont également formulé des préconisations à l'attention des porteurs du projet, afin de *« poser les bases d'une confiance renouvelée »*, tout en jugeant prématurée l'ouverture d'une enquête publique : *« Nous avons fortement déconseillé au maître d'ouvrage et aux services de la préfecture d'ouvrir l'enquête publique en novembre 2021, car cette échéance ne permet pas selon nous de rouvrir le dialogue sur ce projet »*.

Enfin, deux scénarios ont été avancés pour une évolution moins conflictuelle de ce dossier. Le premier consisterait à lancer une concertation sur le projet de Métha Herbauges entre octobre 2021 et janvier 2022. Le second scénario envisage d'abord *« un temps de réflexion collective sur le modèle de méthanisation souhaité pour le territoire »*, encadré le cas échéant par la préfecture, suivi d'une concertation destinée à s'assurer que le projet reflète le résultat des échanges précédents. Ces délais supplémentaires impliqueraient de revoir le calendrier prévisionnel du plan de développement du projet.

En dernière analyse, l'unité de production envisagée à Corcoué-sur-Logne fournit une illustration édifiante du problème d'acceptabilité sociale posé par les installations de méthanisation ayant une taille manifestement déraisonnable.

Au demeurant, l'intervention bienvenue de la CNDP ne vient pas clore ce dossier épineux. Il appartient désormais au porteur de projet de répondre à cette proposition de démarche d'apaisement : à compter du 1^{er} septembre 2021, le maître d'ouvrage dispose d'un délai de 2 mois pour indiquer sa décision de poursuivre la mission confiée à la CNDP, de même que sa réponse aux préconisations avancées dans le rapport des garantes.

III. POUR UN « MODÈLE FRANÇAIS » DE LA MÉTHANISATION

A. CLARIFIER LES POLITIQUES PUBLIQUES

1. Veiller à l'équilibre du mix énergétique

Comme l'a indiqué la CRE à la mission d'information, **le biogaz présente de nombreux avantages sur le plan énergétique.**

C'est une énergie renouvelable non intermittente ou variable, contrairement au solaire ou à l'éolien. Il est constant et stockable, adapté aux

usages thermo-dépendants ; il peut être facilement intégré aux réseaux gaziers existants. Valorisable sous forme de chaleur, d'électricité, d'injection ou de carburants, son utilité dans la décarbonation de l'industrie ou des transports est avérée.

C'est pourquoi la CRE *« est donc favorable au développement de la méthanisation », tout en indiquant que « le développement de ces usages nécessite [...] des infrastructures spécifiques, souvent inexistantes localement et dont le développement peut s'avérer coûteux ».*

De plus, **le biogaz est porteur d'externalités positives**, comme l'a rappelé l'Ademe à la mission d'information.

C'est une énergie participant pleinement de notre transition et notre souveraineté énergétiques. Sa production contribue à réduire, tout à la fois, les émissions de GES, les déchets et les engrais fossiles. Elle est une source d'emplois et de revenus, notamment pour les agriculteurs. En se substituant aux importations de gaz fossiles, elle concourt à résorber notre déficit commercial et notre dépendance stratégique.

C'est la raison pour laquelle l'Ademe estime que *« la méthanisation est parfaitement mature et en fort développement », tout en précisant que « les quantités de biomasse mobilisables pour la méthanisation restent physiquement limitées ».*

Dans ce contexte, **la mission d'information considère que le biogaz a un intérêt avéré** sur les plans énergétique et climatique **dans le cadre de la transition énergétique**.

À cet égard, **les professionnels du biogaz estiment que la stratégie nationale bas-carbone (SNBC)¹, qui promeut une électrification accrue, pourrait prendre davantage en compte, à titre complémentaire, la méthanisation tout comme la pyrogazéification, la gazéification hydrothermale ou le power-to-gas.**

Aussi l'Association française du gaz (AFG) a-t-elle indiqué à la mission d'information que *« la SNBC pourrait s'appuyer davantage sur les gaz renouvelables pour faciliter l'atteinte de la neutralité carbone. En effet, si [la SNBC] mobilise largement le potentiel de méthanisation, elle reste très en retrait sur l'hydrogène, la pyrogazéification et n'aborde pas la gazéification hydrothermale. »*

1. Reconnaître l'intérêt du biogaz dans les plans énergétiques et climatiques, notamment dans la stratégie nationale bas-carbone (SNBC).

Pour autant, **le biogaz doit participer de manière mesurée à notre mix énergétique** : il doit être produit dans un cadre bien défini et être réservé aux utilisations pour lesquelles il est le plus pertinent.

¹ Ministère de la transition écologique (MTE), Stratégie nationale bas-carbone (SNBC) : la transition écologique et solidaire vers la neutralité carbone, mars 2020.

L'usage premier du biogaz pourrait être la décarbonation de l'industrie et des transports : la CRE affirme en ce sens que *« le gaz conserve un potentiel d'usages 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 »*.

Son second usage pourrait être l'accompagnement de l'essor des énergies renouvelables : selon l'Ademe, *« son rôle pour la flexibilité du système électrique pourrait aussi s'accroître dans un mix électrique où les énergies renouvelables se développeraient massivement. »*

C'est donc pour une complémentarité entre les énergies renouvelables, gazières comme électriques, que plaide la mission d'information.

L'enjeu n'est pas de faire évoluer notre mix énergétique vers un modèle principalement gazier, comme en Allemagne.

Sur ce point, rappelons que si l'Allemagne a produit en 2017 environ 6,9 % d'électricité à partir de la biomasse, dont la méthanisation, contre 1,7 % pour la France, elle a dans le même temps une consommation de gaz naturel de 22,5 %, contre 7,7 % pour la France¹ ; une telle proportion d'énergie fossile dans la consommation d'ensemble n'est pas souhaitable.

2. Préserver la pluralité et la complémentarité des énergies renouvelables, gazières comme électriques.

Pour réussir un développement équilibré du biogaz, **la mission d'information estime important de poursuivre la politique de soutien en faveur de ce dernier, en diversifiant de surcroît ses sources et ses usages.**

Or, si la PPE² comprend des objectifs pour l'injection de biogaz dans les réseaux de gaz naturel, la production d'électricité à partir de la méthanisation ou le développement des infrastructures de recharge ou d'avitaillement pour le GNV, elle **ne mentionne :**

- **ni la production issue des ISDND ou des STEP ;**
- **ni la consommation prévue de bioGNV, bioGNL ou bioGNC.**

Au-delà de l'injection, déjà érigée en priorité, **il serait pourtant utile d'accorder une attention aux autres sources - ISDND, STEP - et usages - cogénération, mobilité - du biogaz.**

¹ Office franco-allemand pour la transition énergétique (OFATE), Regards croisés sur le biogaz en Allemagne et en France, février 2019, pp. 3 et 4.

² Décret n° 2020-456 du 21 avril 2020 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie (article 5).

3. Au-delà de l'injection, déjà prioritaire, accorder une attention complémentaire aux autres sources – installations de stockage de déchets non dangereux (ISDND), stations d'épuration des eaux usées (STEP) – et usages – cogénération, mobilité – du biogaz, notamment dans la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE).

Il en est de même des technologies de production de gaz renouvelables et de récupération complémentaires à la méthanisation : la pyrogazéification, le power-to-gas ou la gazéification hydrothermale.

Là encore, si la PPE¹ comporte un objectif de développement des démonstrateurs de power-to-gas, elle n'en prévoit pas pour la pyrogazéification ou la gazéification hydrothermale.

4. Au-delà de la méthanisation, accorder une attention complémentaire aux autres technologies de production de gaz renouvelable et de récupération (pyrogazéification, power-to-gas, gazéification hydrothermale), notamment dans la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE).

Plusieurs études récentes, d'origine privée comme publique, ont révélé le potentiel élevé de production du biogaz :

- l'Ademe a ainsi évalué le potentiel de la méthanisation à 56 TWh en 2030 et 131 TWh en 2050, au regard de la biomasse disponible², et a élaboré 3 scénarios allant de 276 à 361 TWh de biogaz (toutes sources confondues) dont 100 à 128 TWh pour la méthanisation, dans son scénario 100 % renouvelables d'ici 2050³ ;

- de leurs côtés, l'association Solagro⁴ prévoit plus de 125 TWh de biogaz dans son scénario Afterres2050 et l'association Negawatt⁵ 150 TWh dans son scénario 2017-2050⁶.

Selon France nature environnement (FNE), soutenir un scénario 100 % gaz renouvelables d'ici 2050 n'est pas envisageable : d'une part, il supposerait l'installation de 10 000 à 12 000 méthaniseurs, ce qui serait « *dramatiqu[e] pour l'agriculture française, la souveraineté alimentaire, l'environnement et les enjeux de réduction effectifs de GES* » ; d'autre part, il mobiliserait 4 950 000 hectares, soit 17 % de la SAU française.

La mission d'information est sensible à ces questions de conflits d'usage de la biomasse et souhaite que ce sujet soit approfondi.

¹ Ibidem.

² Agence de la transition écologique (ATE), Estimation des gisements potentiels de substrats utilisables en méthanisation, avril 2013.

³ Agence de la transition écologique (ATE), Un mix de gaz 100 % renouvelable en 2050 ? – Étude de faisabilité technico-économique, janvier 2018, p. 115.

⁴ Solagro, Afterres2050. Le scénario version 2016, décembre 2016, p. 56.

⁵ Negawatt, Scénario Negawatt 2017-2050, p. 32.

⁶ Un scénario actualisé doit être publié le 26 octobre 2021.

De plus, la mission d'information considère qu'un scénario « tout biogaz à l'allemande » n'est pas souhaitable : en effet, si l'Allemagne est le 1^{er} pays européen en termes de production de biogaz – avec 232 sites d'injection, une capacité de production installée raccordée de 11 600 GWh/an et une capacité d'injection de 10 000 GWh/an¹ –, c'est au prix d'un recours élevé aux cultures dédiées – dans les trois quarts des sites. Dans ce contexte, la méthanisation mobilise 1,2 M d'hectares, soit 6,9 % de la SAU allemande².

À l'inverse, la mission d'information lui préfère un essor réfléchi, maîtrisé, équilibré et progressif de la méthanisation : dans cette perspective, un point d'étape devrait être réalisé d'ici 2023, ce qui correspondrait à l'application à mi-parcours de la PPE actuelle³ ; ce point d'étape permettrait, de plus, de préparer l'examen par le Parlement de la « loi quinquennale », qui doit fixer nos prochains objectifs énergétiques et climatiques, attendue à compter du 1^{er} juillet 2023 (article L. 100-1 A du code de l'énergie).

5. Éviter un scénario « tout biogaz à l'allemande » et privilégier un essor réfléchi, maîtrisé, équilibré et progressif du biogaz, avec un point d'étape en 2023 à mi-parcours de l'application de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE).

2. Clarifier le cadre stratégique

Ambigu, complexe et incomplet, le cadre stratégique applicable à la méthanisation pourrait être utilement clarifié.

En effet, la politique publique en faveur du biogaz, au croisement de l'économie et de l'environnement, de l'énergie et de l'agriculture, poursuit des objectifs, mobilise des acteurs et comprend des dispositifs d'une grande diversité, voire d'une relative confusion.

À titre d'illustration, la CRE a indiqué à la mission d'information identifier « deux logiques qui s'affrontent dans le soutien au biogaz : à la fois maximiser la valeur captée par les agriculteurs qui diversifient leur production vers cette activité, et dans le même temps réduire le coût du développement du gaz renouvelable pour le budget de l'État comme pour le consommateur, quitte à favoriser l'industrialisation de la production », tout en précisant qu'« il revient au pouvoir public de choisir les options et équilibres à privilégier ».

¹ Gaz réseau distribution France (GrDF), Gaz réseau de transport (GRTgaz), Syndicat professionnel des entreprises gazières non nationalisées (SPEGNN), Syndicat des énergies renouvelables (SER), Teréga, Panorama du gaz renouvelable en 2020, 2021.

² Ministère de l'agriculture et de l'alimentation (MAA).

³ Prévue pour sur les périodes 2019-2023 et 2024-2028.

Face à cette difficulté, **le premier enjeu serait de définir un portage ministériel de la politique de soutien au biogaz, car pas moins de trois ministères** (agriculture, transition écologique, économie) **interviennent**.

Si l'État devrait donc parler d'une seule voix à l'échelle nationale, **un réseau territorial cohérent pourrait aussi être bâti entre les différents acteurs impliqués** (services déconcentrés, Ademe, Bpifrance, agences de l'eau).

6. Renforcer la cohérence du portage ministériel de la politique de soutien au biogaz, entre les ministères de l'agriculture, de la transition écologique et de l'économie, ainsi que des réseaux territoriaux impliqués (services déconcentrés, Ademe, Bpifrance, agences de l'eau).

De plus, **le cadre réglementaire applicable au biogaz n'est pas toujours en accord avec celui fixé par le législateur et nécessitera clarification :**

- **il en va ainsi des objectifs de développement**, qui ont été fixés entre 7 et 10 % de la consommation de gaz d'ici à 2030 et assortis de baisses de coûts par la PPE, alors que l'article L. 100-4 du code de l'énergie, tel qu'adopté à l'occasion des lois « Transition énergétique »¹ de 2015, puis « Énergie-Climat »² de 2019, prévoit un objectif d'au moins 10 %³ ;

- **il en va également ainsi des dispositifs de soutien**, les décrets et arrêtés d'application n'ayant pas été publiés pour l'appel d'offres sur les installations de production de biogaz injecté supérieures à 300 Nm³/h, prévu par l'ordonnance d'« Adaptation du secteur gazier »⁴ de 2016, pour l'appel d'offres sur les installations de production de biogaz non injecté majoritairement destinées à des usages liés à la mobilité, issu de la loi « LOM » de 2019⁵, ou encore pour les « contrats d'expérimentation » et les transferts de « garanties d'origine », institués par la loi « Énergie-Climat »^{6,7}.

Il est possible que le nouveau dispositif de soutien extra-budgétaire à la filière, les « certificats de production de biogaz », adopté dans le cadre de la loi « Climat et résilience » de 2021⁸, connaisse lui aussi une application réglementaire tardive.

¹ Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (article 1^{er}).

² Loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat (article 1^{er}).

³ Association française du gaz (AFG), France Gaz renouvelables (FGR), Syndicat des énergies renouvelables (SER), Engie, Gaz réseau distribution France (GrDF), Gaz réseau de transport (GRTgaz).

⁴ Ordonnance n° 2016-411 du 7 avril 2016 portant diverses mesures d'adaptation dans le secteur gazier (article 1^{er}).

⁵ Loi n° 2019-1428 du 24 décembre 2019 d'orientation des mobilités (article 71).

⁶ Loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat (articles 33, 50 et 61).

⁷ Association française du gaz (AFG), Association technique énergie environnement (ATEE) – Club biogaz, Engie, Gaz réseau distribution France (GrDF), Gaz réseau de transport (GRTgaz).

⁸ Loi n° 2021-1104 du 22 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets (article 95).

France gaz renouvelables (FGR) constate en ces termes : « nous tenons à rappeler ici, que nous regrettons le non-alignement de la PPE avec les objectifs de la loi Énergie-Climat. [...] Aujourd'hui les objectifs de la PPE ne coïncident pas avec ceux de la loi Énergie-Climat. Comme vous le savez la PPE prévoit en 2028, une production de 14 à 22 TWh de biogaz, alors que la loi en prévoit 40 TWh. »

Face à ces constats, **une clarification devrait être apportée pour mettre en adéquation la réglementation avec les objectifs et dispositifs législatifs.**

7. Donner une traduction réglementaire, notamment dans la PPE, cohérente avec les objectifs ou dispositifs de soutien prévus par la loi (loi « Transition énergétique » de 2015, ordonnance sur l'« Adaptation du système gazier » de 2016, loi « LOM » de 2019, loi « Énergie-climat » de 2019, loi « Climat et résilience » de 2021).

Selon le ministère de la transition écologique (MTE)¹, **de nombreux projets sont en « file d'attente » : 164 en électricité (contre 814 en service) et 1164 en injection (contre 214 en service).**

Pour la CRE, « la dynamique actuelle semble montrer que ces objectifs seront rapidement dépassés » et, pour l'Ademe, « les objectifs de la PPE sont donc clairement inférieurs au potentiel de développement ».

Ce constat est corroboré par les professionnels du secteur : ainsi, GrDF estime que la part du biogaz devrait avoisiner, dans 2 à 3 ans, 10 % dans 5 régions (Centre-Val de Loire, Pays de la Loire, Bretagne, Nouvelle-Aquitaine, Bourgogne-Franche-Comté) et, dans 3 à 4 ans, 50 % dans environ 400 communes et 100 EPCI ; de son côté, l'AFG relève que le potentiel d'injection est de 90 TWh/an en 2030, contre 14 à 22 TWh fixés par la PPE. Il convient de noter que l'atteinte d'une production de 90 TWh en 2030 conduirait à multiplier par 40 la capacité actuelle.

Depuis la loi « Énergie-Climat » de 2019², il est prévu que le Parlement définisse lui-même dans une « loi quinquennale » les objectifs de notre politique énergétique nationale, à compter de 2023 puis tous les cinq ans (article L. 100-1 A du code de l'énergie).

Cette loi doit fixer un « objectif de développement des énergies renouvelables pour [...] le carburant [et] le gaz ».

Depuis la loi « Climat et résilience » de 2021³, son champ a été étendu à « l'hydrogène renouvelable ou bas-carbone ».

¹ Ministère de la transition écologique, Tableau de bord : biogaz pour la production d'électricité – Quatrième trimestre 2020, n° 340, février 2021 ; Tableau de bord : biométhane injecté dans les réseaux de gaz – Quatrième trimestre 2020, n° 341, février 2021.

² Loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat (article 2).

³ Loi n° 2021-1104 du 22 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets (article 87).

Le prochain exercice législatif pourrait donc être celui d'une mise en cohérence de la stratégie du biogaz, et notamment de la méthanisation, dans notre mix énergétique : à cette occasion, l'objectif de 10 % de gaz renouvelables d'ici à 2030 devrait être réévalué.

De plus, les technologies complémentaires à la méthanisation – pyroazéification, power-to-gas, gazéification hydrothermale – mériteraient elles aussi d'être intégrées aux objectifs législatifs de notre politique énergétique nationale.

8. Préparer la « loi quinquennale » sur l'énergie de 2023, en prévoyant la réévaluation de l'objectif de 10 % de gaz renouvelable d'ici à 2030 et en y intégrant les technologies complémentaires à la méthanisation (pyroazéification, power-to-gas, gazéification hydrothermale).

Enfin, l'essor du biogaz devrait être porté en France par un « modèle » et une « filière » bien identifiés de la méthanisation.

S'agissant du « modèle français » de la méthanisation, sa doctrine pourrait utilement être élaborée en lien avec l'Ademe, la CRE, Chambres d'agriculture France (CAF) et le Haut Conseil pour le Climat (HCC).

La mission d'information a essayé d'en identifier les principales caractéristiques qui pourraient être ainsi promues :

- des intrants composés d'effluents d'élevage, de cultures intermédiaires et de résidus de cultures ;
- des installations petites et moyennes, avec une attention spécifique à la réduction de leurs impacts ;
- une prépondérance des méthaniseurs agricoles, avec la recherche en leur sein d'une « co-digestion territoriale » ;
- une attention particulière à l'injection, en complément des autres usages du biogaz (électricité, chaleur, mobilité) ;
- une prééminence des « tarifs d'achat », combinés à d'autres dispositifs de soutien budgétaires (aides à l'investissement de l'Ademe ou des conseils régionaux, prêts sans garantie de Bpifrance), fiscaux (impôts locaux des communes et de leurs groupements) ou extra-budgétaires (« garanties d'origine » ou « certificats de production de biogaz »).

La mission d'information fait sienne l'observation de l'Ademe, selon laquelle « la France s'est clairement distinguée par la construction d'une filière basée sur des installations limitant leurs impacts ».

Pour ce qui concerne la « filière française » de la méthanisation, sa construction pourrait être approfondie par le comité scientifique de filière (CSF) « Industries des nouveaux systèmes énergétiques ».

Le CSF devrait tout d'abord participer à la professionnalisation des parties prenantes, avec la diffusion de bonnes pratiques sur la sécurité, la performance et l'insertion des installations, de manière à renforcer l'acceptabilité sociale dans les territoires.

Il pourrait aussi accorder une attention soutenue à la constitution d'une filière d'équipementiers dédiée : en effet, selon GrDF, si 89 % des entreprises intervenant dans la maintenance et l'exploitation des méthaniseurs sont françaises, ce niveau n'atteint que 48 % s'agissant de la conception de ces méthaniseurs¹.

9. Consacrer un « modèle français » de la méthanisation, sous l'égide de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe), la Commission de régulation de l'énergie (CRE), de Chambres d'agriculture France (CAF) et du Haut Conseil pour le climat (HCC) et constituer une « filière française » de la méthanisation, sous l'impulsion du CSF « Industries de nouveaux systèmes énergétiques ».

3. Rénover le cadre de soutien

Les acteurs de la filière du biogaz sont très inquiets de l'évolution de l'obligation d'achat et du complément de rémunération existants.

Le développement raisonné de la filière demande d'éviter les à-coups brutaux dans les dispositifs de soutien de même que le respect des dispositions contractuelles.

Tout d'abord, **il faut rappeler que le décret du 21 avril 2020 relatif à la PPE² conditionne le soutien apporté à la filière à d'importantes baisses de coûts** : en effet, il fixe pour objectifs *« 7 % de la consommation de gaz en 2030 en cas de baisse de coûts de production du biométhane injecté permettant d'atteindre 75 €/MWh PCS en 2023 et 60 €/MWh PCS en 2028 et jusqu'à 10 % en cas de baisses de coûts supérieures »*.

Plus encore, **la révision des « tarifs d'achat » sur le biogaz injecté comprendrait³** :

- **un malus de 0,5 c€/kWh⁴** pour les installations bénéficiant d'une aide à l'investissement de l'Ademe ;

- **une réduction trimestrielle de 0 à 0,5 c€/kWh¹** si les capacités de production installées au cours du semestre précédent n'excèdent pas 22 000 Nm³/h ou de 0,5 c€/kWh au-delà de ce seuil ;

¹ Gaz réseau distribution France (AFG), Étude de la répartition de la valeur ajoutée pour la méthanisation, 9 juillet 2018.

² Décret n° 2020-456 du 21 avril 2020 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie (article 5).

³ Syndicat des énergies renouvelables (SER), Engie, Gaz réseau de transport (GRTgaz), Association technique énergie environnement (ATEE) – Club biogaz.

⁴ Soit 5 €/MWh.

- **une prime limitée aux « effluents d'élevage » de 0 à 1 c€/kWh²**, celles sur les « déchets des collectivités, des ménages ou de la restauration » ou les « produits issus de cultures intermédiaires et des déchets ou résidus provenant de l'agriculture, de la sylviculture, de l'industrie agroalimentaire ou des autres agro-industries » étant supprimées.

Au total, **pour le SER, la réduction des tarifs d'achat représente une « baisse [initiale] des tarifs entre 1 et 15 % selon les installations, qui pourrait mettre à mal la dynamique de la filière ».**

Ces inquiétudes sont partagées par l'Ademe, qui a précisé que « la nouvelle tarification du biométhane [en ce qu'elle] prévoit une baisse de tarif de 5 €/MWh en cas d'une aide de l'Ademe [...] est peu comprise, nécessitera un effort de pédagogie et d'explication [et] va fortement diminuer l'attractivité des aides de l'Ademe ».

Cette réduction des « tarifs d'achat » est d'autant plus mal vécue qu'elle intervient dans un contexte global de réformes déstabilisatrices, FGR ayant précisé que *« l'année 2020 a été une année très fortement marquée par des évolutions réglementaires qui insécurisent la filière (nouveaux tarifs d'achat, réglementation GO, Transposition Red II, réglementation ICPE, socle commun) ».*

Outre les baisses jusqu'à 15 % envisagées, **les « tarifs d'achat » applicables au biogaz pâtiraient d'autres lacunes :**

- d'une part, **les ISDND et les STEP pourraient ne pas être intégrées aux « tarifs d'achat » définitifs sur le biogaz injecté**, le SER ayant affirmé que *« le tarif définitif ne s'appliquera qu'aux installations de méthanisation »* en précisant que *« pour les STEP et ISDND, les discussions sont en cours [...] pour justifier un tarif à la Commission [européenne] » ;*

- d'autre part, **les appels d'offres sur les installations de production de biogaz injecté supérieures à 300 Nm³/h ou les installations de production de biogaz majoritairement destinées à des usages liés à la mobilité**, pourtant prévus par l'ordonnance d'« Adaptation du secteur gazier » de 2016³ et la loi « LOM » de 2019, **pourraient encore prendre du temps avant d'être appliqués^{4,5}.**

Dans ce contexte très perturbé, **la baisse des « tarifs d'achat » devrait être compensée par la mise en œuvre de mécanismes de soutien extra-budgétaires**, à commencer par les « certificats de production de biogaz ».

Ses conséquences sur les projets de méthanisation devraient être précisément évaluées et le dispositif, le cas échéant, infléchi : il en va en

¹ Soit 0 à 5 €/MWh.

² Soit 0 à 10 €/MWh.

³ Ordonnance n° 2016-411 du 7 avril 2016 portant diverses mesures d'adaptation dans le secteur gazier (article 1^{er}).

⁴ Loi n° 2019-1428 du 24 décembre 2019 d'orientation des mobilités (article 71).

⁵ Association française du gaz (AFG), Association technique énergie environnement (ATEE) – Club biogaz Gaz réseau distribution France (GrDF), Gaz réseau de transport (GRTgaz).

particulier ainsi du malus de 0,5 c€/kWh¹, critiqué tant par les professionnels que par l'Ademe.

Les appels d'offres encore attendus, sur les installations de plus de 300 Nm³/h ou destinées à des usages liés à la mobilité, **devraient enfin trouver leur application.**

L'ensemble des installations de production de biométhane, y compris les ISDND et les STEP, devraient être maintenues dans le champ des « tarifs d'achat » définitifs.

Enfin, **une plus grande transparence dans le soutien apporté à la filière mériterait d'être promue** : le MTE pourrait ainsi lancer, en lien avec la CRE, une évaluation du coût consolidé du soutien public apporté à la filière du biogaz, par type d'installations et d'usages.

10. Consolider l'obligation d'achat et le complément de rémunération, attribués en guichet ouvert ou par appel d'offres, en veillant à la modération des coûts et à la rentabilité des installations :

a. Garantir une transparence dans le soutien apporté à la filière, en chargeant le ministère de la transition écologique (MTE), en lien avec la Commission de régulation de l'énergie (CRE), d'une évaluation du coût consolidé du soutien public à la filière du biogaz, par type d'installations et d'usages ;

b. Compenser la baisse des « tarifs d'achats » provisoires demandés à la filière en mettant en œuvre les mécanismes de soutien extra-budgétaires, à commencer par les « certificats de production de biogaz » ;

c. Mesurer les conséquences de la baisse des « tarifs d'achats » provisoires, en particulier le malus de 0,5 c€/kWh² en cas d'aide à l'investissement versé par l'Ademe ;

d. Instituer un appel d'offres sur les installations supérieures à 300 GWh, non mis en œuvre depuis l'ordonnance « Adaptation du secteur gazier » de 2016 ;

e. Instituer un appel d'offres sur le biogaz non injecté majoritairement destiné à des usages liés à la mobilité, non mis en œuvre depuis la loi « LOM » de 2019 ;

f. Prévoir un soutien à l'ensemble des installations de production de biométhane dans les « tarifs d'achat » définitifs.

Si la politique publique de soutien à la méthanisation a d'abord promu la production de chaleur et d'électricité, **elle a depuis lors fait de l'injection le premier des usages à soutenir.**

¹ Soit 5 €/MWh.

² Soit 5 €/MWh.

Pour preuve, l'arrêté du 23 septembre 2016¹, fixant le tarif d'achat pour la cogénération, soumet les producteurs d'électricité à partir d'une installation de biométhane souhaitant bénéficier de l'obligation d'achat à la réalisation d'une étude de faisabilité sur la valorisation en injection du biogaz produit par l'installation.

À terme, selon l'Ademe, *« les scénarios prospectifs tablent sur une valorisation à 95 % en injection de biométhane »*.

Pour autant, la valorisation de toutes les installations de méthane par injection n'est pas réaliste.

D'une part, **certains méthaniseurs sont trop éloignés des réseaux de distribution ou de gaz naturel** pour permettre leur raccordement dans des conditions économiques soutenables.

C'est pourquoi le SER a indiqué à la mission d'information que *« la cogénération sera toujours une solution de valorisation du biogaz dans les régions où l'injection n'est pas envisageable (ex. éloignement par rapport aux réseaux) »*, ajoutant que *« par ailleurs, la PPE conserve des objectifs de développement forts pour la production d'électricité issue du biogaz »*.

D'autre part, **certains agriculteurs méthaniseurs ont bâti leur modèle économique sur la valorisation de la chaleur**.

À titre d'illustration, le ministère de l'agriculture et de l'alimentation (MAA) a précisé à la mission d'information que *« la valorisation pour la production de chaleur ou en cogénération (production conjointe de chaleur et d'électricité) du biogaz produit par la méthanisation (ou la simple captation du biogaz fatal émis par les stockages d'effluents d'élevage par des couvertures de fosses) permet d'augmenter l'indépendance énergétique des exploitations agricoles, en apportant une nouvelle source de chaleur, disponible pour une utilisation en substitution des approvisionnements antérieurs ou pour la création de nouvelles activités : chauffage de bâtiments d'élevage, de serres, champignonnières, cultures de microalgues, etc., et le séchage de fourrages »*.

Parce que certains agriculteurs méthaniseurs ont développé la méthanisation agricole en lien avec l'exploitation de légumineuses, comme la luzerne, cette *« méthanisation agricole (filrière cogénération exclusivement, du fait de la disponibilité de chaleur valorisable) constitue par conséquent un outil d'exploitation qui intervient en synergie avec le Plan Protéines de la France »*

¹ Arrêté du 23 septembre 2016 modifiant l'arrêté du 19 mai 2011 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations qui valorisent le biogaz et arrêté du 13 décembre 2016 fixant les conditions d'achat pour l'électricité produite par les installations utilisant à titre principal le biogaz produit par méthanisation de déchets non dangereux et de matière végétale brute implantées sur le territoire métropolitain continental d'une puissance installée strictement inférieure à 500 kW telles que visés au 4° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie.

Or, selon le Syndicat des énergies renouvelables (SER) et le ministère de l'agriculture et de l'alimentation (MAA), **l'arrêté précité a conduit à une baisse du dispositif de soutien à la valorisation du biogaz par cogénération**, avec :

- **la suppression de l'obligation d'achat pour les installations de moins de 500 KW pour les STEP ;**

- **la suppression de la « prime à l'efficacité énergétique »,** qui permettait de bonifier les efforts engagés pour valoriser la chaleur fatale ;

- **le non-renouvellement du complément de rémunération attribué par appels d'offres pour les installations de 500 kW et 1 MW,** pourtant prévu par le groupe de travail « méthanisation », du MTE de 2018.

Au total, le SER estime qu'« *il est important de poursuivre le soutien dans la mesure où la cogénération demeure encore une solution de valorisation du biogaz dans les zones où l'injection n'est pas envisageable* », tandis que le MAA rappelle que « *les agriculteurs méthaniseurs cherchent toujours à mettre à profit cette chaleur "fatale" de la cogénération* ».

Dans ce contexte, **il apparaît opportun de maintenir un plein soutien à la valorisation du biogaz par cogénération.**

11. Maintenir un plein soutien à la valorisation du biogaz par cogénération, en particulier dans le cadre des « tarifs d'achat ».

La **nécessité de mieux valoriser les substrats non agricoles** constitue **un des principaux points de consensus** entre les acteurs auditionnés par la mission d'information. Au regard de leur potentiel énergétique et environnemental, deux types de substrats méritent ici une attention particulière : **les boues d'épuration et les biodéchets.**

Les **boues d'épuration** peuvent aujourd'hui faire l'objet d'une méthanisation en mélange avec d'autres types de déchet, notamment agricoles. Alternativement, elles peuvent être **valorisées dans des installations dédiées** : selon le *Panorama du gaz renouvelable en 2020*, 20 stations d'épuration des eaux usées (STEP) injectent aujourd'hui du biométhane, pour une capacité totale de 315 GWh, soit **8 % de la capacité de méthanisation installée en France**. D'ici à 2025, compte tenu des projets envisagés, ce sont près de **75 stations d'épuration supplémentaires qui pourraient produire** et injecter du biométhane d'ici 2023 pour près de 1 TWh/an de capacité, selon la Fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR).

Cette dynamique a été largement soutenue par la mise en place d'un **cadre tarifaire spécifique à la méthanisation des boues d'épuration** et à l'injection du biométhane dans le réseau. Un arrêté du 24 juin 2014¹ a en effet

¹ Arrêté du 24 juin 2014 modifiant l'arrêté du 23 novembre 2011 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel.

instauré une prime spécifique pour la méthanisation des boues d'épuration. Cette **prime – dégressive en fonction du débit** – bénéficie tout particulièrement aux plus petites installations neuves, dont le tarif peut ainsi être **majoré de près de 40 %**. Un décret¹, en combinaison avec cet arrêté tarifaire, a par ailleurs modifié les **conditions tarifaires pour les installations déjà existantes**, ces installations bénéficiant alors d'un tarif d'achat du biogaz pondéré en fonction de leur ancienneté.

La **fin progressive de ce régime de soutien spécifique par un tarif d'achat à l'injection** est aujourd'hui envisagée par le Gouvernement ; il pourrait être **remplacé par la systématisation d'un mécanisme d'appel d'offres auprès de la CRE**. Cette perspective suscite d'importantes inquiétudes des collectivités territoriales et des acteurs du secteur, qui craignent un **coup d'arrêt à la dynamique observée depuis 2014**.

Pour la FNCCR, « *le principe qui consiste à proposer un mécanisme d'appel d'offres pour tous les projets biométhane de station d'épuration ne nous paraît pas compatible avec le processus de commande publique et le montage de projets publics, auxquels ces projets sont soumis. (...) Afin de disposer d'éléments consolidés pour le dossier de réponse à l'appel d'offres biométhane, la collectivité devra ainsi attendre d'avoir choisi et le constructeur et l'exploitant. Que se passera-t-il si une fois les marchés signés, le dossier de la collectivité n'est pas retenu ? L'appel d'offres systématique imposerait ainsi l'engagement d'argent public sans avoir de visibilité sur l'issue du projet : un tel mécanisme constituerait sans nul doute un coup d'arrêt brutal et massif au développement de la méthanisation sur les stations d'épuration, du fait de sa complexité et du manque de visibilité* ».

Afin de préserver la dynamique initiée depuis 2014, la mission d'information appelle donc **au maintien du système de tarif spécifique aux boues d'épuration**. En tout état de cause, afin de donner une plus grande visibilité aux acteurs et de lever des incertitudes qui entravent aujourd'hui l'exploitation du potentiel méthanogène des STEP, **la mission appelle le Gouvernement à clarifier rapidement son intention en la matière**.

12. Maintenir un soutien spécifique à l'injection du biométhane issu des boues d'épuration (STEP).

Une autre évolution attendue des professionnels serait que la **capacité maximale des installations de production de biométhane**, l'indice Cmax, qui entre dans le calcul des « tarifs d'achat » liés à l'injection précités, puisse être **appréciée de manière annualisée**.

Une telle modification offrirait **davantage de souplesses aux agriculteurs méthaniseurs face aux aléas économiques**.

¹ Décret n° 2014-672 du 24 juin 2014 modifiant le décret n° 2011-1597 du 21 novembre 2011 relatif aux conditions de contractualisation entre producteurs de biométhane et fournisseurs de gaz naturel.

Pour FGR¹, « l'annulation du Cmax » serait utile en cas de « perte d'exploitation dans le cas d'arrêt du méthaniseur pour panne ou baisse de la consommation ».

Selon l'Association d'initiatives locales pour l'énergie et l'environnement (AILE), « l'annulation du Cmax » serait également intéressante pour l'« adaptation à la saisonnalité des intrants ».

13. Rendre plus effectif le « droit à l'injection » là où il trouve à s'appliquer, en permettant une annualisation de la capacité maximale des installations de production de biométhane (indice Cmax).

Un autre point d'évolution fait consensus parmi les acteurs de la filière² : le renforcement de la réfaction, c'est-à-dire de la réduction dont bénéficient les producteurs de biométhane injecté dans les réseaux sur les tarifs d'utilisation des réseaux de distribution ou de transport de gaz naturel.

Dans le cadre de la loi « Climat et résilience » de 2021³, le niveau maximal du coût du raccordement a été porté de 40 à 60 % (articles L. 452-1 et L. 452-1-1 du code de l'énergie).

Conjuguée au droit à l'injection précité, la réfaction tarifaire a contribué à l'essor des projets de biométhane injecté depuis 10 ans.

C'est pourquoi Engie a indiqué à la mission d'information que « le droit à l'injection et la réfaction sur les coûts de raccordement ont permis de "libérer" la faisabilité économique d'un certain nombre de projets n'ayant pas la chance d'être juste à côté d'un réseau de gaz ou de bénéficier d'un réseau capable d'accueillir toute la production du méthaniseur. »

Le relèvement à 60 % de cette réfaction tarifaire pourrait contribuer à compenser la baisse des « tarifs d'achat ».

Le Syndicat des énergies renouvelables (SER) s'est exprimé en ces termes devant la mission d'information : « Le SER a accueilli favorablement le taux de 40 % de réfaction appliqué aux coûts de raccordement des installations de production de biogaz [...] Ces coûts peuvent en effet constituer un frein au développement des projets [...] Le SER souhaite toutefois que ce taux soit porté à 60 % afin notamment de lisser la baisse du nouveau tarif qui pèse sur les producteurs. »

Il s'agit de favoriser les petites exploitations.

14. Abaisser les coûts de raccordement, en appliquant le taux de réfaction tarifaire de 60 % issu de la loi « Climat et résilience » de 2021.

¹ Éléments adressés par France gaz renouvelables (FGR) à la commission des affaires économiques du Sénat dans le cadre de ses travaux de contrôle liés à l'énergie.

² Engie, Gaz réseau distribution France (GrDF), Gaz réseau de transport (GRTgaz), Syndicat des énergies renouvelables (SER).

³ Loi n° 2021-1104 du 22 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets (article 94).

Introduit par la loi « Énergie-Climat » de 2019¹, le **nouveau dispositif des « garanties d'origine »² applicable au biogaz est l'objet de critiques de la part de professionnels de la filière** (article L. 446-18 du code de l'énergie).

Ces critiques portent notamment sur :

- **la juxtaposition³ de deux dispositifs** selon que le contrat d'achat a été conclu avant ou après le 9 novembre 2020 ;

- **la centralisation du dispositif⁴**, avec un mécanisme de mise aux enchères par l'État sous réserve de transferts demandés vers les collectivités territoriales ou leurs groupements, ce qui ne serait pas favorable à la mise en place de « *boucles locales* » ;

- **l'absence d'application des « garanties d'origine » pour les consommateurs soumis au système de quota carbone européen (European Emission Trading Scheme – EU-ETS)⁵, le biogaz non injecté utilisé pour la mobilité⁶ ainsi que pour la décarbonation des réseaux de chaleur⁷ ;**

- **l'ouverture du marché européen des « garanties d'origine »⁸**, avec un risque de « *fuite* » vers l'étranger.

Les professionnels sont convaincus de l'intérêt du dispositif des « garanties d'origine » : aussi l'AFG a-t-elle indiqué à la mission d'information que *« les GO peuvent et doivent contribuer à faire émerger progressivement une demande solvable de biométhane. Elles constituent un instrument clé pour : accélérer la décarbonation de la consommation française [...] ; diminuer le coût des mécanismes de soutien ; anticiper sur les normes de décarbonation »*.

Pour autant, le nouveau système est organisé autour d'une nouvelle logique, étatique, moins favorable, selon les professionnels : au total, le SER a précisé à la mission d'information que *« le système existant se trouve complètement transformé puisque la propriété des garanties d'origine sera transférée des fournisseurs vers l'État. Ce dernier devra alors organiser la mise aux enchères des garanties d'origine, là où le système actuel reposait sur une logique de marché. [...] Se posera la question, pour les fournisseurs, d'un risque d'assèchement du gisement de GO vendues aux enchères »*.

¹ Loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat (article 50).

² Il s'agit d'un mécanisme de soutien extra-budgétaire garantissant, de surcroît, la traçabilité du biogaz injecté dans les réseaux de gaz naturel (voir a) du 3 du B du I).

³ France gaz renouvelables (FGR), Syndicat des énergies renouvelables (SER).

⁴ Association d'initiatives locales pour l'énergie et l'environnement (AILE), Association française du gaz (AFG), Engie, Gaz réseau de distribution France (GrDF), Syndicat des énergies renouvelables (SER).

⁵ Fédération des services énergie environnement (Fedene), Syndicat des énergies renouvelables (SER).

⁶ Association française du gaz (AFG), Association technique énergétique environnement (ATEE) – Club biogaz.

⁷ Fédération des services énergie environnement (Fedene).

⁸ Association technique énergétique environnement (ATEE) – Club biogaz, Gaz réseau distribution France (GrDF), Fédération des services énergie environnement (Fedene).

Dans ce contexte, **il serait utile de répondre aux difficultés nées de la mise en œuvre de la réforme du mécanisme des « garanties d'origine »** ; ses modalités devraient être évaluées, ses lacunes corrigées et ses évolutions anticipées.

15. Répondre aux difficultés de la réforme du mécanisme des « garanties d'origine », issue de la loi « Énergie-Climat » de 2019, en évaluant ses modalités, corrigeant ses lacunes et anticipant ses évolutions.

Si les professionnels du biogaz plaident pour corriger le mécanisme des « garanties d'origine », **ils souhaitent voir appliquer celui des « certificats de production de biogaz »**¹.

En effet, la loi « Climat et résilience » de 2021² a introduit **l'obligation pour les fournisseurs de gaz naturel de restituer à l'État de tels certificats**, soit en produisant directement du biogaz injecté, soit en les acquérant auprès de producteurs de biogaz injecté (article L. 446-31 du code de l'énergie).

Ce dispositif présente l'intérêt de dégager des financements supplémentaires à destination de la filière du biogaz, l'AFG et GRTgaz ayant indiqué à la mission d'information que *« la mise en place le plus rapidement possible de mécanismes dits extra-budgétaires [permettrait] de soutenir le développement du biométhane au-delà de l'enveloppe d'aide publique attribuée par la PPE, pour atteindre l'objectif fixé par la loi de 10 % de gaz renouvelable à horizon 2030 et à terme la pleine mobilisation du potentiel visé par la SNBC »*.

Parce qu'il repose sur une logique de financement des producteurs de biogaz par les fournisseurs de gaz naturel, **ce dispositif concourt à modérer le coût du soutien au biogaz**, le SER ayant précisé que *« pour pouvoir développer des volumes supplémentaires sans grever le budget de l'État, la filière a proposé la mise en place de mécanismes extra-budgétaires en plus du tarif d'achat »*.

Dans ce contexte, **il serait utile que le Gouvernement mette en œuvre pleinement et rapidement ce dispositif**, dont le décret d'application est encore en cours.

¹ Il s'agit d'un mécanisme de soutien extra-budgétaire obligeant notamment les fournisseurs de gaz naturel à restituer à l'État des « certificats de production de biogaz », en produisant eux-mêmes du biogaz ou en acquérant de tels certificats auprès de producteurs de biogaz (voir b) du 3 du B du I).

² Loi n° 2021-1104 du 22 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets (article 95).

16. Permettre un soutien à coût réduit pour les finances publiques en faveur du biogaz, en appliquant rapidement le mécanisme des « certificats de production de biogaz », issu de la loi « Climat et résilience » de 2021.

Les acteurs de la filière du biogaz relèvent également les marges de progrès des dispositifs de soutiens fiscaux et bancaires.

S'agissant du cadre fiscal, les difficultés suivantes ont été identifiées :

- la suppression de l'exonération de taxe intérieure sur la consommation de gaz naturel (TICGN) sur le biogaz injecté dans les réseaux de gaz naturel¹, qui pourrait être compensée par l'institution d'un taux réduit² ;

- l'obsolescence de l'application de la taxe générale sur les activités polluantes (TGAP) sur les combustibles solides de récupération³, qui pourrait être corrigée par l'application pour le gaz d'un même taux réduit que celui prévu pour l'électricité ou la chaleur.

Face à ces difficultés, une révision des dispositifs de soutien fiscaux à la méthanisation serait la bienvenue.

Les objectifs d'une telle révision pourraient être :

- de différencier le niveau de fiscalité applicable au biogaz de celui applicable au gaz fossile, le SER ayant affirmé que *« faute de maintenir une différenciation nette, en matière fiscale, entre les offres de gaz fossile et les offres de gaz verts, [est à craindre] un déficit d'attractivité pour le développement de ces dernières »* ;

- de favoriser la consommation de biogaz et non sa production, GrDF ayant indiqué que *« le cadre français est adapté à un soutien à la production, notamment agricole [avec] toutefois relativement peu d'encouragement à la consommation du gaz renouvelable »* ;

- de renforcer la cohérence d'ensemble des interventions publiques, l'AFG estimant nécessaire *« une réforme générale de la politique en faveur des usages du biométhane, y compris de la fiscalité applicable, [...] pour redonner de la cohérence à l'action publique »*.

Concernant le soutien bancaire, les prêts sans garantie délivrés par Bpifrance et financés par l'Ademe ou le MAA pourraient être confortés, afin de faciliter le montage financier des porteurs de projets.

Dans sa contribution écrite, le MAA a insisté sur les difficultés d'accès des agriculteurs méthaniseurs au financement bancaire, en ces

¹ Association française du gaz (AFG), Engie, Gaz réseau distribution France (GrDF), Gaz réseau de transport (GRTgaz), Syndicat des énergies renouvelables (SER).

² Association technique énergie environnement (ATEE) – Club biogaz.

³ Association française du gaz (AFG), Gaz réseau de transport (GRTgaz).

termes : « *La principale difficulté au montage des projets de méthanisation agricole, en particulier dans le secteur de l'élevage, réside dans le manque de fonds propres des agriculteurs pour investir dans les projets. [...] En effet, les réseaux bancaires et les investisseurs privés sont encore peu enclins à accorder des prêts à des projets qu'ils considèrent comme des investissements « risqués ». [...] Or, le levier de la dette sur les projets de méthanisation agricole représente jusqu'à 80 % du montant de l'investissement* ».

Un cadre de soutien fiscal et bancaire devrait donc être résolument promu, via des réductions d'impositions – sur la TICGN ou la TGAP – mais aussi des prêts sans garantie – comme ceux de Bpifrance.

17. Maintenir un cadre fiscal et bancaire incitatif pour la filière du biogaz, via des réductions d'impositions nationales – sur la taxe intérieure sur la consommation de gaz naturel (TICGN) ou la taxe générale sur les activités polluantes (TGAP) – mais aussi des prêts sans garantie – comme ceux de Bpifrance.

Le biogaz devrait être davantage intégré au « Plan de relance », présenté par le Gouvernement le 3 septembre 2020.

En effet, alors que ce programme contient 130 Mds d'euros, dont 30 Mds pour la mission « Écologie », **seuls 300 M€, soit 0,23 % des crédits du programme et 1 % de ceux de la mission, sont prévus notamment pour la valorisation énergétique des déchets^{1,2}.**

C'est considérablement moins que l'hydrogène, qui bénéficie quant à lui de 2 Mds d'euros.

Le biogaz a donc été largement édulé par le « Plan de relance » : **la mission d'information estime qu'il devrait y être pleinement intégré, dès l'examen du projet de loi de finances pour 2022 de cet automne.**

Sur ce point, la mission rappelle que FGR³ avait indiqué « *la nécessité de développer fortement la méthanisation dans le cadre du plan de relance* » au sortir de la crise de la Covid-19.

Ces préoccupations avaient d'ailleurs été relayées par la commission des affaires économiques du Sénat, dont le plan de relance dédié à l'énergie préconisait d'« *exploiter les capacités du biogaz* » (axe 7)⁴.

¹ Projet annuel de performance (PAP), Annexe au projet de loi de finances pour 2021, Mission Relance, Programme 362 « Écologie », pp. 26 et 27.

² Ces crédits visent à accompagner la modernisation des centres de tri publics et privés, développer la valorisation des biodéchets en biogaz ou en matière fertilisante de qualité et accélérer la production d'énergie à partir de CSR.

³ France gaz renouvelables (FGR), La méthanisation : l'énergie verte pour accompagner la relance française, juin 2020.

⁴ Pour une relance bas-carbone : résilience, compétitivité, solidarité, rapport d'information de MM. Daniel Gremillet, Daniel Dubois et Roland Courteau, fait au nom de la commission des affaires économiques n° 535, tome IV, (2019-2020) - 17 juin 2020, p. 34.

18. Intégrer le biogaz dans le « Plan de relance », dès l'examen du projet de loi de finances pour 2022.

Enfin, les professionnels du biogaz espèrent voir corrigées certaines distorsions de concurrence.

Des distorsions de concurrence peuvent exister entre les types de **méthanisation**, les méthaniseurs agricoles pouvant bénéficier de réductions TFPB, de CFE ou de CVAE au contraire de ceux non agricoles.

C'est pourquoi le SER a proposé à la mission d'information « de donner la possibilité aux collectivités qui le souhaitent d'appliquer aux méthaniseurs dits "non agricoles" les exonérations de taxe foncière et de cotisation foncière des entreprises prévues pour la méthanisation agricole. »

Des distorsions de concurrence peuvent également apparaître entre les technologies de production de gaz renouvelables et de **récupération**, les « tarifs d'achat » ou prêts sans garanties étant réservés à la valorisation du biogaz par injection ou cogénération, seules quelques aides à l'investissement de l'Ademe ou de l'ANR prenant en compte la pyrogazéification, le power-to-gas ou la gazéification hydrothermale.

Aussi l'AFG et GRTgaz ont-ils déploré devant la mission d'information que *« les autres filières de gaz renouvelables, en particulier la pyrogazéification et la gazéification hydrothermale, ne bénéficient pas encore d'aides particulières ce qui empêche tout développement pour répondre aux enjeux déchets et assainissements des collectivités notamment et structurer une filière industrielle française à la hauteur de l'enjeu. »*

19. Corriger les distorsions de concurrence dans les dispositifs de soutien, notamment selon les types de méthaniseurs ou de technologies de production de gaz renouvelable et de récupération.

B. STRUCTURER LA FILIÈRE POUR AMÉLIORER LES PRATIQUES

1. Renforcer la gouvernance

Parce que la filière française de la méthanisation est, tout à la fois, récente et dynamique, **il importe de renforcer sa gouvernance pour affiner sa stratégie, identifier de bonnes pratiques et améliorer l'information et la formation des professionnels.**

La filière du biogaz est depuis longtemps engagée dans un effort de **professionnalisation**, dont témoignent notamment :

- la « **Charte des bonnes pratiques de la méthanisation agricole** »¹, promue par l'AAMF depuis 2016, dont les 8 engagements² sont diffusés localement par des référents territoriaux ;

- le label « **Qualiméthas** »³, institué par l'ATEE depuis 2018 à la suite des conclusions du groupe de travail méthanisation du MTE, qui promeut une démarche qualité auprès de l'ensemble des acteurs de la filière (assistants à maîtrise d'ouvrage, concepteurs, constructeurs, contractants généraux) et conditionne aujourd'hui l'accès aux aides à l'investissement de l'Ademe ou aux prêts sans garantie de Bpifrance ;

- le **contrat stratégique du comité stratégique de filière (CSF) « Industries des nouveaux systèmes énergétiques »⁴ du Conseil national de l'industrie (CNI)**, signé entre l'État et les acteurs de la filière le 29 mai 2019 et dont l'un des objectifs est de « *rendre la méthanisation compétitive à l'horizon 2030, en créant simultanément une offre technologique et industrielle en France* » ;

- les **guides de l'Ineris**, tels que « *Règles de sécurité des installations de méthanisation agricole* »⁵, publié en 2013, ou « *Vers une méthanisation propre, sûre et durable* »⁶, publié en 2018.

Par ailleurs, ainsi que l'ont rappelé le SER et Engie, **plusieurs travaux sont prévus au sein du comité de filière précité d'ici à 2023** pour :

- **encourager le recours** à des maîtres d'œuvre ou des contrats « *clés en mains* » ;

- **créer des outils communs** à la filière pour améliorer la formation des opérateurs, notamment concernant la sécurité des unités ;

- **soutenir la mise en place d'un label « Exploitation »**, en partenariat étroit avec les agriculteurs méthaniseurs ;

- **diffuser les bonnes pratiques de sécurité de l'Ineris** auprès des producteurs, des constructeurs et des bureaux d'études.

¹ Consultable ci-après : <https://aamf.fr/charte-aamf/>

² Ces 8 engagements sont les suivants :

- Assurer le bon fonctionnement de mon unité de méthanisation et respecter la réglementation ;
- Contribuer au développement durable de mon territoire ;
- Réaliser avec mes partenaires une valorisation vertueuse des matières organiques ;
- Me former et associer mes collaborateurs dans une démarche d'amélioration continue ;
- Garantir la sécurité de mon installation et des personnes y travaillant ;
- Assurer la traçabilité pendant tout le cycle du procédé de méthanisation ;
- Optimiser la valorisation agronomique du digestat, gage de la santé des sols ;
- Partager mon expérience avec mes collègues de l'AAMF et participer aux travaux de recherche et d'innovation.

³Présenté ci-après : <https://certification.afnor.org/energie/label-qualimetha>

⁴Disponible ci-après :

<https://www.ecologie.gouv.fr/signature-du-contrat-filiere-industries-des-nouveaux-systemes-energetiques>

⁵Publié ici : <https://www.ineris.fr/sites/ineris.fr/files/contribution/Documents/guide-methanisation-def-1.pdf>

⁶Publié ici :

<https://www.ineris.fr/fr/guide-vers-methanisation-propre-sure-durable-recueil-bonnes-pratiques-methanisation-agricole>

En outre, selon Engie, « le CSF "Nouveaux systèmes énergétiques" aimerait tester la mise en place d'un "comité national de suivi" des enjeux relatifs à l'appropriation locale des projets de méthanisation, en complémentarité avec les dispositifs existants régionaux, afin de partager les retours d'expérience et les bonnes pratiques pour enrichir et renforcer l'exemplarité de la méthode de concertation. »

Cependant, cette « démarche qualité » est encore trop récente pour modifier pleinement les comportements de marché : ainsi, pour l'ATEE, « le label "Qualiméthas" est trop récent pour voir une baisse de la prime de risque (3 % en 2019) sur les emprunts des porteurs de projet de méthanisation par rapport aux autres EnR ».

Cette « démarche qualité » portée par la filière devrait donc être encouragée, notamment par le biais d'une plus large diffusion du label « Qualiméthas » et de l'institution d'un label « Exploitation ».

20. Consolider la « démarche qualité » portée par la filière, notamment par la diffusion du label « Qualiméthas » et de l'institution d'un label « Exploitation ».

Dans le même esprit, les ressources liées à la formation et l'information gagneraient à être mieux valorisées.

Si le groupe de travail du MTE de 2018 avait préconisé l'institution d'un portail national de ressources sur la méthanisation, force est de constater que les ressources disponibles sont éclatées entre :

- Infométhas¹, géré par l'ATEE depuis 2019 ;

- Toolbox Méthanisation², lancé par la Banque des territoires - Caisse des dépôts et consignations (CDC) et la Banque européenne d'investissement en 2021 ;

- les sites des autres acteurs institutionnels (MTE, MAA, Ademe, ANR, Bpifrance, conseils régionaux) ou économiques (AAMF, GrDF, GRTgaz, Engie) notamment.

Sur le modèle du portail national de l'hydroélectricité, créé par la loi « Climat et résilience »³ de 2021, un point d'accès unique et dématérialisé aux informations et démarches administratives pourrait être offert aux porteurs de projets par l'État et les collectivités territoriales ou groupements volontaires.

¹ Consultable ci-après : <https://www.infometha.org/>

² Consultable ci-après :

<https://www.caissedesdepots.fr/actualites/une-boite-outils-pour-lancer-sa-methanisation-la-ferme>

³ Loi n° 2021-1104 du 22 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets (article 89).

21. Consolider l'information et la formation disponibles, en envisageant l'institution d'un portail national du biogaz par la puissance publique.

Outre la diffusion de l'information et la formation, **la gouvernance nationale de la filière pourrait être mieux structurée.**

Un Conseil national du biogaz avait été institué par le MTE en 2015 ; **les acteurs de la filière sont réunis depuis 2019 au sein du comité stratégique de filière (CSF) « Industries des nouveaux systèmes énergétiques » du Conseil national de l'industrie (CNI).**

Si le CSF est présidé par Engie, ses attributions dépassent largement le biogaz puisqu'il porte sur l'efficacité énergétique, le stockage de l'énergie ou les réseaux énergétiques territoriaux intelligents¹.

Complémentairement, **un Centre technique national du biogaz et de la méthanisation (CTBM) a été institué par l'ATEE en 2019 ;** réunissant des chercheurs, industriels et agriculteurs, sa vocation est davantage scientifique.

Il est curieux que le biogaz ne dispose pas d'une instance de représentation propre à l'échelle nationale, à l'instar du Conseil national de l'hydrogène (CNH) institué en 2021 : *a minima*, un groupe dédié au biogaz au sein du CSF pourrait venir corriger cette incohérence.

22. Mieux structurer la gouvernance nationale de la filière, en instituant *a minima* un groupe dédié au sein du comité stratégique de filière (CSF) du Conseil national de l'industrie (CNI) « Industries des nouveaux systèmes énergétiques ».

Dans la mesure où l'identification et la valorisation de la biomasse constituent des « étapes clés » pour le développement du biogaz, **la filière gagnerait à être mieux associée à l'élaboration de la stratégie nationale de valorisation de la biomasse (SNB).**

Prévue par la loi de « Transition énergétique » de 2015², la SNB « *a notamment pour objectif de permettre l'approvisionnement des installations de production d'énergie, comme les appareils de chauffage domestique au bois, les chaufferies collectives industrielles et tertiaires et les unités de cogénération* » (article L. 211-8 du code de l'énergie).

Or, dans sa version en vigueur, datant de 2018, **cette stratégie n'évoque pas la diversité de la biomasse disponible pour le biogaz : si les effluents d'élevage sont mentionnés, ce n'est pas le cas des cultures agricoles ou des CSR.**

¹ Les attributions et l'activité du CSF sont disponibles ici :

<https://www.conseil-national-industrie.gouv.fr/comites-strategiques-de-filiere/la-filiere-industries-des-nouveaux-systemes-energetiques>

² Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (article 176).

La SNB doit élargir son champ à l'ensemble des usages actuels et futurs de la biomasse qui devra répondre aux demandes alimentaires, à la production de fibre, d'énergie tout en conservant la fertilité des sols et en préservant la qualité de l'eau, la faune et la flore.

Oltre la SNB, les professionnels pourraient être consultés en amont dans la réalisation de la PPE, qui fixe nos priorités d'action pour atteindre les objectifs en matière énergétique (article L. 141-1 du code de l'énergie), ou de la SNBC, qui détermine les orientations de la politique d'atténuation des émissions de gaz à effet de serre (GES) (articles L. 222-1 A et L. 222-1 B du code de l'environnement), prévues par cette même loi¹.

Témoin du souhait d'une meilleure concertation préalable, GRTgaz a indiqué qu'« *il est nécessaire de renforcer la concertation préalable à la SNBC* » ; de leurs côtés, GrDF a précisé qu'« *il est important que les modalités et principes de construction de cet exercice évoluent* » et Engie qu'« *il est donc indispensable de fonder toute stratégie sur plusieurs scénarios possibles* ».

23. Mobiliser la planification énergétique et climatique – stratégie nationale de mobilisation de la biomasse (SNMB), programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), stratégie nationale bas-carbone (SNBC) – en associant la filière du biogaz à son élaboration pour une prise en compte de tous les enjeux dans l'utilisation de la biomasse.

Si des simplifications administratives sont attendues par les porteurs de projets, elles devraient être complétées par la mise à disposition de moyens administratifs et financiers en ingénierie.

C'est une nécessité au regard de la sociologie des porteurs de projets, qui appartiennent au secteur agricole et non au secteur de l'énergie, et ne sont donc pas familiers des problématiques de ce dernier : le SER a ainsi indiqué que « *les porteurs de projets de méthanisation [...] sont majoritairement agricoles, et se lancent souvent dans un unique projet sans vocation à développer une activité industrialisée, rodée aux démarches administratives lourdes* ».

La faiblesse des moyens en ingénierie peut se traduire par une difficulté d'accès aux aides à l'investissement.

C'est la raison pour laquelle l'Ademe a indiqué que « *le principal frein au dispositif des investissements d'avenir pour les acteurs de la filière méthanisation est le coût projet minimum, souvent de 1 million d'euros, pas toujours accessible pour nombre de projets plus modestes. Les PME peinent à accéder à des financements.* »

Elle peut également conduire à une difficulté d'accès au crédit bancaire et au financement privé.

¹ Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (article 173).

Sur ce point, le MAA a précisé que *« les réseaux bancaires et les investisseurs privés sont encore peu enclins à accorder des prêts à des projets qu'ils considèrent comme des investissements "risqués", du fait de la relative jeunesse de la filière par rapport à d'autres énergies renouvelables »*.

24. Mettre des moyens administratifs ou financiers d'ingénierie à la disposition des porteurs de projets de méthanisation.

2. Diversifier les sources

Un développement harmonieux de la filière du biogaz passe aussi par une diversification des sources, en mettant au service de la substitution du gaz naturel des technologies complémentaires à la méthanisation.

Pour y parvenir, l'effort d'innovation des professionnels doit être soutenu par les pouvoirs publics.

À cette fin, **deux outils expérimentaux**, issus de la loi « Énergie-Climat »¹ de 2019, **pourraient être davantage utilisés** :

- **le « bac à sable réglementaire »**, par lequel la CRE ou l'autorité administrative peut accorder des dérogations aux conditions d'accès ou d'utilisation des réseaux ou installations pour déployer des technologies ou des services innovants ou des réseaux ou des infrastructures intelligents (article 61 de cette loi) ;

- **le « contrat d'expérimentation »**, qui permet à l'autorité administrative d'organiser des appels d'offres pour sélectionner des projets de production de biogaz utilisant des technologies innovantes (articles L. 314-29 et 446-24 du code de l'énergie).

Le décret d'application du premier dispositif a été pris, au contraire de celui du second.

Pour autant, seuls 7 projets de gaz renouvelables ont bénéficié du « bac à sable réglementaire » en 2020 : **il gagnerait donc à être appliqué**.

S'agissant du « contrat d'expérimentation », **son champ d'application mériterait d'être étendu, car il est limité à la production de biogaz, sans référence aux autres technologies de production de gaz renouvelables et de récupération**, telles que la pyrogazéification, le power-to-gas ou encore la gazéification hydrothermale.

C'est pourquoi **le SER a préconisé de « permettre à l'ensemble des technologies innovantes (pyrogazéification notamment) dans les filières gaz renouvelables de pouvoir bénéficier de contrats d'expérimentation »**².

¹ Loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat (articles 33 et 61).

² Éléments adressés par le Syndicat des énergies renouvelables (SER) à la commission des affaires économiques du Sénat, dans le cadre de l'évaluation de l'application de la loi « Énergie-Climat ».

25. Appliquer le « bac à sable règlementaire » et élargir les « contrats d'expérimentation » pour soutenir les différentes technologies innovantes de production de gaz renouvelable et de récupération.

Au-delà des dispositifs expérimentaux précités, **les technologies innovantes de production de gaz renouvelables et de récupération mériteraient d'être davantage intégrées aux aides à l'investissement.**

Des appels à projets (AAP) ou des appels à manifestation (AMI) dédiés pourraient être institués au sein de l'Ademe ou de l'ANR ; le dispositif de prêts sans garantie de Bpifrance pourrait leur être ouvert.

Le SER a rappelé en ces termes l'intérêt des technologies innovantes de production de gaz renouvelables, aux côtés de la méthanisation : « La méthanisation, la pyrogazéification et le power-to-gas sont complémentaires et répondent à des enjeux distincts. [...] L'ensemble de ces technologies sont nécessaires pour atteindre la neutralité carbone en 2050. La politique énergétique française gagnerait à davantage les mobiliser pour réduire les coûts de la transition vers la neutralité carbone et alléger simultanément la balance commerciale. Elle devrait également intégrer pleinement la gazéification hydrothermale. »

Da façon complémentaire, Engie a indiqué non seulement l'intérêt de ces technologies, mais aussi le besoin d'un soutien public à leur endroit : « La pyrogazéification et la gazéification hydrothermale sont des filières complémentaires à la méthanisation et représentent chacune un potentiel de 1 TWh à horizon 2030 ; la première est une technologie intéressante pour traiter des déchets non fermentescibles (qui sont eux utilisés dans la méthanisation). La seconde permet de traiter les déchets humides et liquides et commence à se structurer. Moins matures que la méthanisation, elles nécessitent un coup de pouce de la part des pouvoirs publics. »

26. Développer la pyrogazéification, la gazéification hydrothermale et le power-to-gas en complément de la méthanisation, en prévoyant des appels à projets dédiés par l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe) ou l'Agence nationale de la recherche (ANR) et en élargissant les prêts sans garantie de Bpifrance.

Si des technologies complémentaires à la méthanisation doivent donc être soutenues, **la méthanisation peut elle-même acquérir davantage de diversité**, s'agissant de son modèle économique et de la biomasse utilisée.

Actuellement, 72 %¹ des méthaniseurs sont de nature agricole et 90 %² de la biomasse utilisée en méthanisation est d'origine agricole¹.

¹ Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe), Chiffres clés du parc d'unités de méthanisation en France au 1^{er} janvier 2021, mai 2021.

² Négawatt et Solagro, La méthanisation dans le mix énergétique : enjeux, impacts et propositions, juin 2021, p. 10.

Si la mission d'information n'entend pas discuter cette primauté, dont les fondements sont logiques et l'utilité avérée, **elle retient de son audition de l'Ademe l'intérêt de favoriser une « co-digestion territoriale ».**

En effet, l'un des enjeux actuels est de permettre la valorisation des biodéchets des particuliers, des entreprises ou des collectivités dans le cadre de la généralisation du tri à la source d'ici 2024 ; cette valorisation peut intervenir dans des méthaniseurs agricoles, autonomes ou territoriaux, ou des méthaniseurs non agricoles de taille raisonnable.

L'Ademe a fait valoir cette nécessité en ces termes : « Du point de vue de la ressource méthanisable le principal potentiel à horizon 2050 est d'origine agricole. [...] De plus la priorité publique de court terme est de mobiliser les biodéchets des collectivités, des citoyens et des entreprises. [...] Cette « co-digestion » territoriale intervient soit dans les méthaniseurs agricoles soit dans les unités dites centralisées, souvent de plus grande taille. Les modèles ne s'opposent pas, il doit s'agir d'un choix territorial des acteurs pour privilégier une solution de proximité sur les territoires dans un rayon d'approvisionnement. »

27. Développer une « co-digestion territoriale » pour permettre une valorisation des biodéchets des collectivités, des citoyens et des entreprises, aux côtés de ceux d'origine agricole.

Outre la diversification des modèles de méthanisation et des technologies de production de gaz renouvelables et de récupération, **un effort d'innovation peut également porter sur la valorisation du CO₂.**

La production de biométhane génère des émissions de GES, dites « biogéniques », car d'origine renouvelable².

Leur valorisation est difficile dans le cas de la cogénération, mais aisée dans le cas de l'épuration, selon le MAA.

Cette valorisation peut prendre la forme³ :

- **d'une réutilisation** sous forme de CO₂ dans des serres ou pour l'industrie agroalimentaire ou chimique ;

- **d'une transformation en méthane** par méthanisation avec de l'hydrogène renouvelable produit par pyrolyse de l'eau (power-to-gas) ou par pyrogazéification.

Un guide technique « Valorisation du CO₂ de méthanisation » a été publié par l'ATEE en 2020¹. Par ailleurs, une évaluation de l'épuration du gaz carbonique et une première installation industrielle sont en cours.

¹ Dont les effluents d'élevage (40 %), les CIVE (29 %), les boues et co-produits d'agro-industries (13 %) et les déchets de culture (8 %).

² Association française du gaz (AFG), Association technique énergie environnement (ATEE) - Club biogaz, Engie.

³ Association française du gaz (AFG), Engie, Association technique énergie environnement (ATEE) - Club biogaz, ministère de l'agriculture et de l'alimentation (MAA).

Les émissions de CO₂ générées par les installations de méthanisation peuvent également être stockées dans le sol.

Selon GrDF, « le stockage du CO₂ produit par les installations de méthanisation permet de renforcer son bilan carbone, qui est pour autant déjà très bon puisque comparable aux autres énergies renouvelables (éolien : 14 gCO₂/kWh, biométhane : 23,4gCO₂/kWh ou 44gCO₂/kWh selon les méthodes ACV, photovoltaïque : 55gCO₂/kWh) ».

Cependant, c'est vers une valorisation du CO₂ au fil de la production, plutôt que vers le stockage, que semblent s'orienter les professionnels du biogaz.

En effet, pour l'ATEE, les émissions de CO₂ des méthaniseurs sont de « *petites quantités qui ne s'intègrent pas facilement dans des circuits visant à la séquestration du CO₂ dans des réservoirs souterrains, pour lesquels aucun site n'a été identifié en France* », ce qui justifie que « le principe utilisé alors en général ne passe pas par un stockage, mais par un usage au fil de la production de CO₂ ».

Ce constat est cohérent avec celui ainsi fait par Engie : « Ce captage et cette valorisation locale du CO₂ semblent prometteurs et ENGIE ainsi que d'autres acteurs travaillent sur le sujet. En revanche, le captage et le stockage (en sous-sol) appelés aussi séquestration nécessitent des structures géologiques adaptées. Leur accès (par forage profond) est coûteux et donc cette technologie est adaptée à des productions massives centralisées de CO₂. Elle n'est pas adaptée à la production du CO₂ par les usines de méthanisation agricoles ou territoriales. Ainsi en résumé : le CCS (Carbon Capture Sequestration) n'est ni utile, ni adapté à la méthanisation ».

Ce constat doit cependant être nuancé par le comité de prospective de la CRE, qui considère que « 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. »²

Quelle que soit la technologie utilisée – réutilisation, méthanation ou stockage –, les émissions de GES issues de la production de biogaz, et notamment celles issues de la méthanisation, appellent en tout état de cause à être captées et valorisées.

28. Développer la captation et la valorisation du CO₂ issu du procédé de séparation des gaz.

¹ Publié ici : https://atee.fr/system/files/2021-07/20_200_723_Guide_Vvalorisation_CO2_CTMB_modifVF.pdf

² Comité de prospective de la Commission de régulation de l'énergie (CRE), Le verdissement du gaz, juillet 2019, p. 7.

3. Diversifier les usages

Un développement harmonieux de la filière du biogaz passe aussi par une diversification des usages, en veillant à soutenir la valorisation du biogaz par la cogénération ou les carburants, aux côtés de l'injection.

Si la décarbonation des transports constitue l'une des voies de diversification des usages du biogaz, **elle est encore peu développée en France par rapport à l'injection ou à la cogénération.**

Certes, le bioGNV est consommé à hauteur de 286 GWh et produit dans 3 installations de biométhane, selon l'Ademe¹.

Pour le SER, le potentiel de production du bioGNV pourrait être de *« quelques dizaines d'installations et quelques TWh/an »*.

Il permettrait une baisse des émissions de GES de 80 % par rapport au diesel, selon le SER ; les véhicules roulant au bioGNV offriraient des performances comparables à celles des véhicules électriques, pour l'AFG.

Au sein de la mobilité, **deux usages doivent être distingués :**

- **le recours au bioGNV dans les exploitations agricoles**, qui est *« encore émergent »*², avec un parc de 300 tracteurs³ ;

- **son utilisation dans les véhicules lourds de transport de marchandises**, *« en fort développement dans un contexte de concurrence européenne sur le transport à grande distance »*⁴, avec 10 000 véhicules immatriculés^{5,6}.

Son devenir semble particulièrement intéressant dans les zones rurales non raccordées aux réseaux de gaz naturel, ainsi que l'a indiqué l'Ademe : *« la valorisation de biométhane en bioGNV non injecté voire en bioGNL pourrait présenter une très bonne complémentarité sur les sites qui font de l'injection de biométhane et de la cogénération, principalement en zone rurale, là où le réseau de gaz est absent »*.

Cependant, **un plus grand recours au bioGNV serait facilité par l'institution d'un cadre de soutien public adapté**, GrDF ayant indiqué *« qu'il est indispensable de veiller à ce que les dispositifs législatifs et réglementaires reconnaissent mieux ce mode de mobilité durable »*.

¹ Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe), Chiffres clés du parc d'unités de méthanisation en France au 1^{er} janvier 2021, mai 2021.

² Association technique énergie environnement (ATEE) – Club biogaz.

³ Gaz réseau distribution France (GrDF).

⁴ Association technique énergie environnement (ATEE) – Club biogaz.

⁵ Dont environ 4900 camions, 1700 bus et cars, 1300 véhicules de propreté urbaine, 1900 véhicules légers et utilitaires.

⁶ Gaz réseau distribution France (GrDF)

Ce soutien pourrait passer par :

- la mise en place du complément de rémunération par appel d'offres prévu par la loi « LOM » de 2019^{1,2}, l'Ademe ayant indiqué souhaiter instituer « un travail de capitalisation sur ces premières installations de bioGNV non injecté » ;

- une meilleure prise en compte du bioGNV dans le mécanisme des « garanties d'origine », la conservation par les fournisseurs de gaz de l'intégralité des bénéfices liés à cette valorisation n'étant plus possible depuis la loi « Énergie-Climat » de 2019^{3,4} ;

- le renforcement de la fiscalité applicable aux bioGNV, en particulier rural et agricole, avec le renforcement de la déduction d'impôt prévue à l'article 39 *decies* A du code général des impôts⁵ ;

- l'absence de distorsion de concurrence entre les biocarburants et le biogaz dans l'application des réductions des émissions de GES, en application de la directive « EnR II » de 2018⁶.

En contrepartie, un effort doit être consenti par la filière pour augmenter la part du bioGNV dans le GNV, qui était de 16,7 % en 2019 et aurait atteint 20 % en 2020⁷.

29. Utiliser le biogaz - biogaz naturel pour véhicules (bioGNV), biogaz naturel comprimé (bioGNC), biogaz naturel liquéfié (bioGNL) - pour la décarbonation des transports lourds de marchandises, en appliquant un cadre de soutien adapté (« tarifs d'achat », « garanties d'origine », incitations fiscales).

C. TERRITORIALISER LES PROJETS

1. Impliquer les collectivités territoriales

Afin de favoriser le débat des projets de méthanisation dans nos territoires, **il serait utile de renforcer en amont les pouvoirs des maires et des présidents d'EPCI.**

¹ Loi n° 2019-1428 du 24 décembre 2019 d'orientation des mobilités (article 71).

² Association française du gaz (AFG), Gaz réseau de transport (GRTgaz), Syndicat des énergies renouvelables (SER).

³ Loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat (article 50).

⁴ Association technique énergie environnement (ATEE) – Club biogaz.

⁵ Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe), ministère de l'agriculture et de l'alimentation (MAA).

⁶ Directive (UE) 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et modifiant puis abrogeant les directives (UE) 2001/77/CE et 2003/30/CE.

⁷ Association française du gaz (AFG).

Sur ce point, **le cadre législatif paraît mieux développé pour les énergies renouvelables électriques que pour celles gazières** : d'une part, la loi « ASAP » de 2020¹ a prévu l'envoi aux maires, par le porteur de projet, du résumé non technique de l'étude d'impact, dans le cas des implantations d'éoliennes terrestres ; d'autre part, la loi « Climat et résilience » de 2021² a institué l'envoi d'observations par le maire et d'une réponse par le porteur de projet pour les éoliennes terrestres, l'avis préalable des collectivités territoriales du littoral pour les éoliennes en mer et l'information des maires et présidents d'EPCI de toute évolution dans l'organisation des concessions hydroélectriques portée à la connaissance de l'État.

Aucun de ces dispositifs n'existe toutefois dans le cas des projets de méthanisation.

Comme l'a précisé le ministère de la transition écologique (MTE), **l'avis préalable du maire ou du président d'EPCI est toutefois recherché selon la législation applicable aux ICPE** : celles soumises à autorisation font systématiquement l'objet d'une enquête publique, celles relevant de l'enregistrement sont assujetties à une consultation préalable voire à une enquête publique et celles soumises à déclaration ne sont pas contraintes à une quelconque information ou une consultation du public.

Selon l'Association technique énergie environnement (ATEE), Engie, Gaz réseau distribution France (GrDF) et le Syndicat des énergies renouvelables (SER), **un effort a été cependant engagé pour renforcer l'acceptabilité sociale des projets** :

- tout d'abord, **certaines régions** (Grand Est, Occitanie Hauts-de-France, Normandie) **ont mis en place des outils de concertation locale** ;

- ensuite, **le comité stratégique de filière (CSF) « Industries des nouveaux systèmes énergétiques » travaille sur cette question**, puisqu'il souhaite élaborer un état du degré d'acceptation et des points bloquants, repérer les bonnes pratiques de concertation, identifier toutes les parties prenantes pour établir une cartographie des influences et instituer un comité national de suivi des enjeux relatifs à l'appropriation locale des projets de méthanisation ;

- enfin, **les acteurs économiques sont individuellement impliqués dans une « acculturation au dialogue »**, avec des outils d'aide au positionnement (Méthascope) ou de diffusion de connaissances (Infométha).

Pour ce qui la concerne, **la mission d'information estime crucial que les maires et présidents d'EPCI soient informés en amont des projets de méthanisation susceptibles d'être implantés sur leur territoire.**

¹ Loi n° 2020-1525 du 7 décembre 2020 d'accélération et de simplification de l'action publique (article 53).

² Loi n° 2021-1104 du 22 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets (articles 82, 89 et 93).

Aussi les mécanismes existants pour les énergies renouvelables électriques – envoi par le porteur de son étude d’impact, échange entre ces élus et le porteur de projet, avis systématique de ces élus, information de ces élus de toute évolution – **devraient-ils être étendus aux énergies gazières.**

Outre les communes et EPCI d’implantation, il est nécessaire qu’une telle information en amont bénéficie également aux autorités organisatrices de la distribution d’énergie (AODE)¹ – en charge du réseau de distribution de gaz naturel –, aux départements – en charge du réseau routier – et aux régions – à raison de leurs compétences économiques.

30. Renforcer l’information préalable des élus locaux concernant les projets de méthanisation, à commencer par celle des maires des communes et des présidents des établissements publics de coopération intercommunale (EPCI) d’implantation, en appliquant aux projets d’énergies renouvelables gazières les outils prévus pour celles électriques.

L’association des collectivités territoriales à l’essor raisonné de la méthanisation doit concerner, non seulement la phase amont de la production de biométhane, mais aussi celle aval de l’investissement dans les réseaux de gaz naturel.

Sur ce point, la Fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR), qui regroupe les collectivités territoriales ou leurs groupement en tant qu’autorités organisatrices de la distribution d’énergie (AODE), a fait part à la mission d’information d’un bilan mitigé de l’application du « droit à l’injection ».

Prévu par la loi dite « Egalim » de 2018², il oblige les gestionnaires de réseaux de gaz à effectuer les renforcements nécessaires pour y permettre l’injection du biogaz, lorsqu’une installation de production de biogaz est située à proximité, sous réserve de la pertinence technico-économique des investissements ainsi réalisés.

L’article D. 453-21 du code de l’énergie dispose « que les gestionnaires des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel élaborent, après consultation des autorités organisatrices de la distribution de gaz naturel concernées, un zonage de raccordement des installations de production de biogaz à un réseau de gaz naturel, qu’ils soumettent à la validation de la Commission de régulation de l’énergie », ce zonage étant « révisé au moins tous les deux ans ».

¹ C’est-à-dire les communes ou leurs groupements exerçant, en régie ou par délégation, la compétence de distribution publique d’électricité ou de gaz naturel ; à ce titre, ils sont notamment propriétaires des réseaux publics de distribution d’électricité ou de gaz naturel.

² 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 (article 94).

En préambule, la FNCCR considère que l'élaboration de solutions de raccordement dans le cadre de ces zonages de raccordement *« contrevient à la libre administration des collectivités sur leur territoire »*.

De surcroît, elle relève en outre le manque de qualité de ces zonages de raccordement, critiquant en particulier le découpage par canton : *« La FNCCR a constaté que les zonages sont construits sans validation du concédant, dans l'urgence en réponse à une demande d'étude détaillée d'un porteur de projet. Le [gestionnaire de réseau de distribution] réalise en s'appuyant seulement sur les projets inscrits au registre des capacités, sans tenir compte des projets en réflexion ou d'une structuration du maillage à plus long terme nécessaire à la valorisation du potentiel diffus ou à l'adaptation du réseau à la transition énergétique. Aucune réflexion n'est menée sur la valorisation du biométhane auprès des consommateurs de gaz et le temps de la consultation ne permet pas de répondre dans ce sens. Le choix du découpage par canton conduit à des propositions de périmètres inadaptés. »*

Dans ce contexte, elle plaide pour l'association systématique et approfondie des AODE en amont de la réalisation de ces zonages : *« Le plan de zonage de raccordement pouvant avoir pour effet de déterminer la concession de rattachement, voire définir une nouvelle desserte, il est nécessaire que les autorités concédantes concernées soient associées dès son élaboration et que lors de cette phase d'élaboration, on ne se contente pas de recourir à un outil de simulation, mais qu'il soit tenu compte de la réalité des territoires en termes de potentiels de développement de projets de méthanisation et d'injection du gaz méthane dans un réseau public de distribution de gaz. »*

Aussi la FNCCR propose-t-elle d'améliorer le dispositif existant du « droit à l'injection » *« pour une meilleure appropriation et acceptation par les territoires »*, en prévoyant :

- de construire collectivement de meilleures réponses techniques et financières pour le territoire ;
- de partager les aspects de production, transport, distribution et consommation de biométhane ;
- d'adopter une vision stratégique des contraintes et des opportunités pour développer les réseaux à moyen et long terme ;
- de renforcer des partenariats entre l'ensemble des acteurs, *« parmi lesquels doivent impérativement figurer les AODE »*.

Ce sont autant de bonnes pratiques auxquelles la mission d'information souscrit pleinement.

31. Mieux associer les autorités organisatrices de la distribution d'énergie (AODE) à la mise en œuvre du « droit d'injection », en phase amont de la définition des zones de raccordement.

La loi « Énergie-Climat » de 2019¹ a accordé une place de choix aux collectivités territoriales dans le système de « garanties d'origine » applicable depuis le 9 novembre 2010 (article L. 446-19 du code de l'énergie).

En effet, en l'absence d'émission par le producteur, les garanties d'origine émises d'office par l'État sont, soit mises aux enchères, soit transférées à titre gratuit à la commune d'implantation de l'installation en en faisant la demande.

Une ordonnance n° 2021-236 du 3 mars 2021² puis la loi « Climat et résilience » de 2021³ ont étendu aux groupements de communes, dont les métropoles, la possibilité de bénéficier de tels transferts.

Le SER et Engie ont rappelé l'intérêt de ce dispositif en ces termes : *« La mesure concernant la mise à disposition gratuite de GO pour les communes qui accueillent des sites de biométhane sur leur territoire est intéressante pour encourager l'implication des communes dans le développement des projets et favoriser l'acceptabilité locale ».*

Cependant, l'AFG et GRTgaz ont fait observer que les mesures d'application réglementaires étaient toujours en attente : *« La mise aux enchères des garanties d'origine par l'État rompt notamment le lien avec les territoires où s'installent les méthaniseurs. S'il est prévu une possibilité de préemption par les collectivités des garanties d'origine des installations de leur territoire, la mise en œuvre de la disposition n'a pas encore fait l'objet d'un projet de décret. »*

Par ailleurs, FGR a rappelé que la dualité du mécanisme de garantie d'origine – avec deux systèmes selon que le contrat a été signé avant ou après le 9 novembre 2020 – limite l'attractivité du dispositif : *« La complexité de ce double dispositif [limite] la possibilité de développer des boucles locales de productions/consommation de biogaz qui est un facteur clé d'acceptabilité sociale des projets. »*

Face à ces difficultés, il serait nécessaire d'appliquer rapidement les avancées issues des lois « Énergie-Climat » et « Climat et résilience », afin de faire bénéficier l'ensemble des communes, groupements de communes ou métropoles de ces « garanties d'origine » ; en complément, une information à destination des élus locaux devrait être délivrée sur ce point par les services déconcentrés de l'État.

¹ Loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat (article 50).

² Ordonnance n° 2021-236 du 3 mars 2021 portant transposition de diverses dispositions de la directive (UE) 2018/2001 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et de la directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité (article 4).

³ Loi n°2021-1104 du 22 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets (article 87).

32. Ouvrir plus largement les transferts de « garanties d'origine » aux collectivités territoriales, en appliquant les avancées issues des lois « Énergie-Climat » et « Climat et résilience » et en prévoyant l'information des élus locaux par les services déconcentrés de l'État.

Plusieurs instances de concertation existent à l'échelle locale : des comités régionaux de pilotage du schéma régional de biomasse, des comités départementaux ou régionaux afférents à l'énergie ou au climat, des comités départementaux ou régionaux relatifs à la méthanisation.

Selon l'Ademe, *ont aussi été mis en place, dans « plusieurs régions », des « comités départementaux méthanisation », dans le but d'« accompagner les projets » dans les « démarches administratives ».*

Cet effort de structuration de la gouvernance locale doit être poursuivi et généralisé.

Il pourrait notamment s'appuyer sur les comités régionaux de pilotage du schéma régional de biomasse (SRB) ; co-élaboré par les présidents et préfets de régions, ce schéma doit identifier les objectifs de développement de l'énergie biomasse (article L. 222-3-1 du code de l'environnement).

C'est le sens de la proposition faite à la mission d'information par les associations Négawatt et Solagro : *« Les schémas régionaux biomasse devraient s'appuyer sur des instances de concertation à l'échelle régionale et permettre d'articuler les différentes stratégies concernées – sur l'agriculture, l'énergie et le climat, la forêt, les déchets – et de manière vivante, sans s'arrêter à un schéma qui resterait figé – et oublié – jusqu'à son éventuelle révision 6 ans plus tard. »*

Devraient également être mobilisés les comités régionaux de l'énergie, issus de la loi « Climat et résilience » de 2021¹, qui seront consultés dans le cadre de l'élaboration des schémas régionaux d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires (SRADDET) et des schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie (SCRAE) (article L. 141-5-2 du code de l'énergie).

33. Structurer la gouvernance locale de la filière biogaz autour des comités régionaux de pilotage du schéma régional de biomasse (SRB), des schémas régionaux d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires (SRADDET) et des schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie (SCRAE).

Si la gouvernance locale de la filière biogaz doit être promue, les projets de méthanisation mériteraient d'être pleinement intégrés à la planification locale énergétique et climatique.

¹ Loi n° 2021-1104 du 22 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets (article 83).

Certes, **la méthanisation est déjà bien intégrée à cette planification régionale.**

En effet, le SER a indiqué que « *dans le cadre des SRADDET [...] les régions font preuve d'ambition, avec un objectif cumulé d'un peu moins de 60 TWh en 2030 (tous gaz renouvelables et toutes filières de production énergétique)* ».

Pour autant, **cette intégration gagnerait à être poursuivie**, quels que soient les régions ou les schémas (SRB, SRADDET, SRCAE).

C'est pourquoi le ministère de l'agriculture et de l'alimentation (MAA) a indiqué la nécessité de « conforter la place de la méthanisation agricole au sein des territoires [...] en veillant à ce que la méthanisation figure bien comme un axe stratégique dans les programmes régionaux visant à favoriser la transition écologique et énergétique des territoires ».

Elle pourrait également l'être à une échelle infrarégionale, avec les plans climat-air-énergie (PCAÉ).

Au total, **les représentants de la filière du gaz estiment nécessaire d'utiliser la « planification territoriale », notamment « à travers les SRADDET [et] les PCAÉ »¹.**

34. Prévoir un axe lié au biogaz dans les stratégies régionales de valorisation de la biomasse (SRB) voire les schémas régionaux d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires (SRADDET), les schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie (SCRAE) et les plans climat-air-énergie territoriaux (PCAET).

2. Mobiliser l'État territorial

Outre les collectivités territoriales ou leurs groupements, **c'est aussi et surtout à l'État territorial**, c'est-à-dire aux services déconcentrés de l'État et aux implantations territoriales de ses établissements publics, **de veiller à un développement équilibré des projets de méthanisation.**

À cette fin, **il serait utile de favoriser une organisation de ces services selon un « mode projet »**, soit une organisation regroupant, autour d'un même projet, l'ensemble des services existants.

Ce mode d'organisation existe déjà pour partie : en effet, les projets de méthanisation entrent dans le champ de l'autorisation environnementale, instituée par une ordonnance² prise en application par la loi dite « Croissance, activité et égalité des chances économiques » de 2015³, ce qui permet d'offrir aux porteurs de projets plusieurs dispositifs facilitateurs

¹ Association française du gaz (AFG), Gaz réseau distribution France (GrDF), Gaz réseau de transport (GRTGaz).

² Ordonnance n° 2017-80 du 26 janvier 2017 relative à l'autorisation environnementale.

³ Loi n°2015-990 du 6 août 2015 pour la croissance, l'activité et l'égalité des chances économiques (articles 103 et 106).

(dossier, instruction et enquêtes publiques uniques ; calendrier des procédures ; certificats de projet).

Pour autant, **ce type d'organisation pourrait encore progresser**, ainsi que l'ont indiqué à la mission d'information les représentants des services de l'État et des implantations locales de ses établissements.

Ce renforcement passe par des formations appropriées et des délais prévisibles, la sous-préfecture de Gourdon ayant indiqué que *« l'organisation des services déconcentrés en "mode projet" pourrait être améliorée d'une part par une formation adaptée dispensée aux différents acteurs de ces procédures d'instruction, mais également par une sensibilisation/responsabilisation de tous les acteurs concernés (services instructeurs) quant au respect du délai global d'instruction »*.

Il passe également par l'organisation de réunions de cadrage préalable, cette même sous-préfecture ayant précisé qu'*« en termes d'outils facilitant l'instruction en "mode projet", [...] la généralisation de la pratique d'une réunion en phase amont de la procédure d'instruction pour tous les projets aiderait à exprimer très tôt les attendus des services de l'État au porteur du projet, bien entendu une fois que les grandes lignes de son projet seraient tracées. Cela permettrait aussi aux services d'alerter le porteur du projet sur les éventuelles difficultés qu'ils auraient identifiées, qu'elles soient d'ordre réglementaire ou liées au contexte local. »*

Ce renforcement passe enfin par l'échange d'informations entre les services, les agences de l'eau ayant affirmé que *« la facilitation des relations entre les entreprises et les collectivités territoriales ainsi que les agences de l'eau peut se faire par [...] un partage de l'information avec l'Ademe et les régions à renforcer sur l'ensemble des projets de méthanisation sur les territoires »*.

Toutefois, **l'activation de services déconcentrés en « mode projet » ne peut intervenir que si le porteur de projet fait connaître suffisamment tôt ses souhaits**, la préfecture de Loire-Atlantique ayant précisé qu'*« il est important également que les porteurs de projets prennent très vite contact avec les différents partenaires afin qu'un dialogue constructif puisse s'établir en amont »*.

35. Promouvoir une administration en « mode projet », avec une attention particulière des services déconcentrés de l'État en matière de délais, de procédures, de formations et d'échanges.

Pour faire progresser concrètement l'organisation en « mode projet » de l'État territorial, **un « guichet unique » devrait être institué pour les porteurs de projets de méthanisation**.

Le principe d'un « guichet unique » figurait parmi les préconisations du groupe de travail méthanisation du MTE de 2018.

Un tel système avait d'ailleurs été proposé par les professionnels, sous la forme d'une expérimentation, à l'occasion de l'examen la loi dite « ESSOC » du 10 août 2018¹.

Il aurait permis de regrouper l'ensemble des autorisations nécessaires aux projets de méthanisation, pour instruction par le préfet de département.

Le Syndicat des énergies renouvelables (SER) et Engie ont ainsi indiqué que *« l'objectif était que le préfet désigne un seul service de l'État pour recevoir les différents dossiers réglementaires relatifs aux installations de méthanisation (dossier ICPE/IOTA, permis de construire, agrément sanitaire) », ajoutant que « le sujet a été reporté à plus tard et n'a jamais été repris depuis ».*

Interrogé sur ce point, le MTE a justifié l'abandon de cette expérimentation en ces termes : *« L'expérimentation de ce système lancée en 2018 a toutefois été abandonnée, notamment à cause de la difficulté de coordonner les pratiques entre régions, et de celle de concilier les calendriers d'instruction propres à chaque procédure. La perte de lien entre le porteur du projet et les différents services d'instruction et de contrôle a également pu être identifiée comme source de difficultés. »*

Pour autant, cette réflexion se poursuit : d'une part, l'Ademe a précisé qu'*« un guichet simplifié pour les démarches administratives a été mis en place dans de nombreuses régions »* ; d'autre part, le MTE a indiqué qu'*« un système de guichet unique numérique visant à moderniser les outils de travail et à faciliter les échanges entre pétitionnaires puis exploitants, et services d'instruction et de contrôle, est néanmoins en cours de déploiement pour les projets relevant de la législation environnementale, dont les méthaniseurs font partie ».*

Engagée depuis maintenant cinq ans, cette réflexion sur le « guichet unique » pour les projets de méthanisation mériterait enfin d'aboutir.

36. Instituer un « guichet unique » pour les porteurs de projets de méthanisation.

Les moyens devant être revalorisés ne sont pas seulement ceux des porteurs de projets, désireux de bénéficier d'une ingénierie adaptée pour participer aux appels d'offres, mais aussi ceux des services déconcentrés de l'État ; ils doivent être réellement en capacité d'instruire les dossiers, de prodiguer des conseils et de réaliser des contrôles.

Une telle revalorisation concourrait à renforcer la qualité des projets de méthanisation et, au-delà, leur insertion dans nos territoires.

C'est pourquoi la préfecture de Loire-Atlantique a indiqué à la mission d'information que *« le travail d'encadrement et de contrôle de cette filière*

¹ Loi n° 2018-727 du 10 août 2018 pour un État au service d'une société de confiance.

en plein essor par le MTE/DGPR et ses services d'inspection en DDPP ou DREAL est nécessaire pour apporter de la réassurance sur les inquiétudes des riverains ».

37. Consolider les moyens des services déconcentrés intervenant dans l'instruction, la gestion ou le contrôle des installations de méthanisation, à commencer par ceux des directions départementales de protection des populations (DDPP) et des directions régionales de l'environnement, de l'aménagement et du logement (DREAL).

Un effort pourrait enfin être réalisé sur le plan de la prévention des contentieux.

C'est l'un des enseignements des auditions conduites par la mission d'information auprès des services déconcentrés de l'État ou les implantations territoriales de ses établissements.

Pour les services préfectoraux interrogés¹, deux bonnes pratiques permettent de prévenir les contentieux : d'une part, un « *travail en amont* » des dossiers, nécessitant une information précoce des porteurs de projets et prenant la forme d'une revue de projets entre ces porteurs de projets et les différents acteurs institutionnels ; d'autre part, une « *procédure qualité* », offrant une relecture des actes administratifs, notamment de ceux autorisant l'exploitation des projets de méthanisation.

La préfecture de Loire-Atlantique s'est exprimée en ce sens devant la mission d'information : « *Le travail en amont des dossiers est indispensable : en premier lieu pour le pétitionnaire qui doit essayer de démontrer le sérieux de son projet, notamment vis-à-vis des collectivités et des riverains. En second lieu avec l'administration. Des revues de projet entre partenaires institutionnels existent et facilitent ce travail en amont [...]. Il est important également que les porteurs de projets prennent très vite contact avec les différents partenaires afin qu'un dialogue constructif puisse s'établir* ».

De son côté, la sous-préfecture de Gourdon a indiqué à la mission d'information que « *le risque de contentieux pourrait être prévenu par une sécurisation accrue des actes administratifs autorisant l'exploitation de tels projets. À cet égard, un regard de plusieurs acteurs (par exemple par une procédure qualité imposant une vérification et une approbation des propositions de décision par des agents différents du rédacteur de la proposition de décision, une relecture juridique de la décision, surtout dans le cas de projets sensibles, par un service juridique interne au service instructeur avant proposition au préfet) pourrait améliorer la détection des points de fragilité de certaines décisions administratives.* »

Pour ce qui les concerne, les agences de l'eau auditionnées ont plaidé, auprès de la mission d'information, pour une attention accrue à la qualité des études d'impact, à l'association des parties prenantes en amont et à l'application de la réglementation par les services de l'État.

¹ En l'espèce, la préfecture de Loire-Atlantique et la sous-préfecture de Gourdon.

C'est pourquoi elles ont affirmé à la mission d'information que *« la prévention des risques de contentieux dans les projets de méthanisation [...] repose sur : la qualité des études d'impact qui seront réalisées pour éviter tout risque environnemental, les agences y ont un rôle à jouer en lien avec les services de l'État ; l'association en amont des projets des représentants des citoyens pour une compréhension des enjeux et une garantie de transparence ; le contrôle du respect de la réglementation par les services de l'État. »*

38. Prévenir les contentieux par une attention accrue portée à la rédaction des actes administratifs et des études d'impact, en particulier sur la qualité de l'eau, d'une part, à l'association des parties prenantes en amont et au contrôle de l'application de la réglementation par les services déconcentrés de l'État, d'autre part.

3. Renforcer la qualité des projets

Un dernier axe de progrès porte sur le renforcement de la qualité des projets de méthanisation.

L'Ademe dispose d'un grand nombre de données sur les performances économiques et financières des installations de valorisation du biogaz par cogénération, recueillies dans le cadre du « Programme d'acquisition et de diffusion de références sur le fonctionnement des unités de méthanisation agricoles en France 1 » (PRODIGE 1).

En revanche, elle ne dispose pas de telles données pour les installations de valorisation du biogaz par injection, un programme PRODIGE 2 étant toutefois en cours.

L'Ademe a précisé cette situation à la mission d'information en ces termes : *« Il est clair que la filière manque de références économiques sur les installations d'injection de biométhane en service et avec suffisamment de recul. L'Ademe et la filière disposent de références suffisamment solides pour la cogénération, mais insuffisantes pour les installations d'injection. Le programme PRODIGE 2 financé par l'Ademe et associant tous les acteurs de la filière, est en cours de réalisation et prévoit le retour technico-économique sur 30 installations de cogénération et 30 installations d'injection de biométhane. Ces résultats sont prévus pour l'automne 2021. »*

Dans ce contexte, il serait pertinent de constituer, autour de l'Ademe, une base de données, économiques et financières, pour l'ensemble des installations de production de biogaz, quel que soit leur mode de valorisation, y compris par injection ou sous forme de carburant.

39. Constituer une base de données pour l'ensemble des installations de production de biogaz, quel que soit leur mode de valorisation, y compris par injection ou sous forme de carburant, sous l'égide de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe).

Une bonne insertion territoriale des projets de méthanisation nécessite d'identifier et de limiter leurs externalités négatives éventuelles : des nuisances peuvent en effet venir des fuites de biogaz, de l'épandage de l'ammoniaque ou du transport des intrants.

C'est pourquoi l'Ademe a fait observer à la mission d'information la nécessité pour ces installations du « *respect de bonnes pratiques afin de limiter les émissions de biogaz (fuites), ou d'ammoniaque (épandage), et la limitation des distances de transport (intrants, épandage)* ».

Plusieurs acteurs y veillent actuellement :

- le CSF « Industries des nouveaux systèmes énergétiques », qui recense et diffuse les bonnes pratiques¹ ;

- l'Ademe, qui assure un suivi technique, économique et social d'une dizaine d'installations de méthanisation² ;

- les services déconcentrés, qui réalisent des contrôles en réponse à des plaintes de riverains ou de manière inopinée en plus des auto-contrôles³.

Au-delà de ces interventions ponctuelles, **une évaluation globale de l'application locale de la réglementation mériterait d'être lancée.**

Réalisée par les services déconcentrés de l'État, en lien avec les représentants de la filière du biogaz et des collectivités territoriales, elle permettrait d'apprécier les bonnes pratiques notamment en matière de conditions d'implantation, de prévention des fuites, de règles d'épandage ou de transport d'intrants.

40. Évaluer et contrôler l'application locale de la réglementation applicable aux projets de méthanisation, notamment en matière de conditions d'implantation, de prévention des fuites, de règles d'épandage ou de transport d'intrants.

Parce que la méthanisation doit continuer de bénéficier pleinement aux agriculteurs méthaniseurs sans impacter négativement les agriculteurs non-méthaniseurs, **la place de leurs représentants devrait être davantage valorisée au sein de la filière du biogaz.**

¹ Syndicat des énergies renouvelables (SER), Engie.

² Voir sur ce point :

<https://librairie.ademe.fr/dechets-economie-circulaire/4078-suivi-technique-economique-et-social-de-10-installations-de-methanisation-2020.html>

³ Préfecture de Loire-Atlantique, sous-préfecture de Gourdon.

Ils doivent trouver leur place dans les instances de représentation nationales – le CSF « Industries des nouveaux systèmes énergétiques » – ou locales – les comités de pilotage des SRB, SRADDET ou SRCAE¹ – ; ils doivent en outre bénéficier de formation ou d'information de la part des acteurs institutionnels – Ademe, Ineris – ou professionnels – CTBM.

La nécessité d'une meilleure connaissance des acteurs agricoles a bien été identifiée par le CSF lui-même, le SER ayant indiqué que le comité souhaitait « identifier toutes les parties prenantes (filieres, élus, services des collectivités, associations, habitants, médias) », y compris de « nouveaux acteurs à intégrer » tels que « les chambres d'agriculture ».

Pour permettre le maintien d'une méthanisation agricole, sans conflits d'usage dans l'utilisation de la biomasse ou du foncier agricole, **deux réseaux territoriaux pourraient en outre davantage être valorisés par les pouvoirs publics** : d'une part, **les chambres d'agriculture**, qui pourraient participer à la professionnalisation, mais aussi à la « démarche qualité » de la filière ; d'autre part, **les sociétés d'aménagement foncier et d'établissement rural (SAFER)**, qui pourraient contribuer à apprécier l'essor des projets de méthanisation et son impact éventuel sur la disponibilité du foncier agricole.

41. Favoriser l'ancrage territorial des projets, en renforçant la place des acteurs du monde agricole dans la gouvernance locale et en mobilisant les réseaux territoriaux des chambres d'agriculture et des sociétés d'aménagement foncier et d'établissement rural (SAFER).

D. AMÉLIORER LES PRATIQUES POUR RENFORCER LEURS EXTERNALITÉS POSITIVES

1. Exploiter les substrats non agricoles

La valorisation des substrats non agricoles pourrait être entravée par le **décret socle commun** des matières fertilisantes et support de culture (MFSC) qui devrait être publié d'ici la fin de l'année et qui **pourrait compromettre les possibilités d'épandage** des digestats de boues d'épuration compte tenu des critères d'innocuité qui pourraient être requis. La pérennité de la méthanisation résidant dans la valorisation des digestats, en aval, c'est l'ensemble de la filière qui pourrait donc être impactée.

En la matière, si la mission ne remet pas en cause le classement des digestats qui sera prévue par le décret, elle préconise **d'en évaluer plus finement les impacts économiques**, qu'il conviendra, le cas échéant, **de compenser** dans l'élaboration du dispositif de soutien à la méthanisation des boues d'épuration.

¹ Schéma régional biomasse (SRB), schéma régional d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires (SRADDET), schéma régional climat-air-énergie (SRCAE).

42. Évaluer plus finement les impacts économiques du projet de décret MFSC concernant la méthanisation des boues d'épuration. Compenser, le cas échéant, les impacts économiques du projet de décret dans l'élaboration du dispositif de soutien à la méthanisation des boues d'épuration.

Aujourd'hui au stade embryonnaire¹, la **valorisation des biodéchets** constitue également un levier de développement particulièrement vertueux de la filière.

L'**obligation généralisée de tri à la source des biodéchets**, avancée par la loi AGECE au 31 décembre 2023, devrait contribuer à faciliter la valorisation énergétique de ce gisement². Il convient de noter que le compostage peut également être un choix pertinent de valorisation.

Dans cette perspective, en tant que responsables de la planification de la prévention et de la gestion des déchets, et au titre de leurs compétences en matière de planification énergétique, les régions devront **développer un maillage territorial pertinent** pour s'assurer de la valorisation optimale des biodéchets, afin notamment de limiter le transport des matières méthanisables. Cette stratégie pourrait être inscrite dans le plan régional de prévention et de gestion des déchets au sein du schéma régional d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires (SRADDET).

43. Identifier dans le plan régional de prévention et de gestion des déchets un maillage pertinent pour s'assurer de la valorisation optimale des biodéchets.

2. Évaluer les impacts

À l'échelle de l'histoire énergétique et agricole de notre pays, le développement massif de la méthanisation constitue une **nouveauté dont les impacts – positifs ou négatifs – ne sont que partiellement identifiés**. Aussi, si le présent rapport a établi un état de lieux des externalités de la méthanisation (voir II), ce bilan ne saurait être considéré comme étant exhaustif et encore moins définitif. Sur plusieurs points (contribution de la méthanisation au stockage de carbone dans le sol, conséquences des CIVE sur les systèmes de cultures...), la mission d'information a d'ailleurs documenté des **inconnues persistantes, qui devront nécessairement être levées**.

¹ Selon l'association Amorce, on dénombre aujourd'hui 4 installations spécialisées dans la méthanisation des biodéchets.

² Les producteurs non ménagers de plus de 10 tonnes par an de biodéchets sont déjà soumis à l'obligation de tri à la source de leurs biodéchets. Ce seuil sera abaissé à 5 tonnes par an au 1^{er} janvier 2023, avant la généralisation de l'obligation à l'ensemble des acteurs – ménages et opérateurs économiques – à la fin de l'année 2023.

La question de l'impact agronomique de l'épandage du digestat doit tout particulièrement continuer à faire l'objet de recherches approfondies.

44. Poursuivre l'acquisition des connaissances sur l'impact agronomique de l'épandage du digestat.

Garantir l'innocuité des digestats lors de leur retour au sol constitue un **enjeu sanitaire**, évoqué par quelques personnes auditionnées par la mission d'information.

Parmi les substrats transformés par ces filières, certains, à l'exemple des effluents d'élevage, pourraient ainsi contenir des microorganismes pathogènes d'origine intestinale (virus, bactéries, parasites). Par ailleurs, quel que soit l'hôte (animal ou homme), l'administration d'antibiotiques pourrait conduire à une sélection de bactéries intestinales résistantes, capables de survivre dans les effluents.

Des études doivent être menées pour infirmer ou confirmer la réalité de ces risques d'ordre sanitaire.

45. Poursuivre les études afin d'estimer l'impact de la filière de méthanisation sur les agents pathogènes et les bactéries résistantes aux antibiotiques.

L'observation des impacts de la méthanisation ne saurait se limiter aux seuls champs énergétiques, environnementaux et agricoles. Plus difficiles à appréhender, car moins facilement quantifiables, les **impacts socio-économiques de la méthanisation** devront également être étudiés plus finement. Cette remarque vaut autant pour **l'analyse des revenus tirés par les agriculteurs des projets de méthanisation** – dans un contexte de révision des politiques publiques de soutien – que pour **l'impact présumé de la méthanisation sur les prix du foncier et sur les prix des matières premières**, risques dont la réalité n'a pu être confirmée ou infirmée par la mission d'information.

Le manque d'analyse des effets socio-économiques de la méthanisation est également constaté par Solagro et Négawatt : *« il manque actuellement un outil d'observation qui permettrait de mesurer les effets induits par la massification de la méthanisation agricole. La filière est maintenant parvenue à un stade où l'on peut commencer à observer des effets induits macroscopiques, il faudra donc en discuter collectivement »*.

46. Développer une recherche pluridisciplinaire pour comprendre la réalité des projets, notamment dans leurs impacts socio-économiques. Mettre en place un outil d'observation associant les SAFER qui permettrait de mesurer les effets induits par la massification potentielle de la méthanisation agricole sur les prix du foncier et des matières premières.

La mission d'information **regrette que le Gouvernement n'ait pas pleinement joué son rôle dans la diffusion des connaissances sur les impacts positifs et négatifs de la méthanisation.**

L'opportunité lui avait pourtant été donnée avec **l'article 53 de la loi « Énergie-Climat »**¹ qui prévoyait la remise par le Gouvernement au Parlement, avant le 1^{er} septembre 2020, d'un **rapport sur les externalités positives du biogaz** (dans la perspective, certes différente, d'identifier les modalités de prise en compte de ces externalités dans la détermination des conditions d'achat ou du complément de rémunération).

Ce rapport, toujours attendu, devra permettre d'affiner l'estimation faite par la CRE de la **valeur cumulée des externalités positives de la méthanisation** (comprise entre 40 et 70 euros/MWh). Le rapport devra par ailleurs être étendu à l'évaluation de ses externalités négatives et estimer également leur valeur lorsque cela est possible.

47. Publier le rapport prévu par la loi « Énergie-Climat » sur les externalités positives de la méthanisation et l'étendre aux externalités négatives.

La persistance de certaines inconnues concernant les impacts environnementaux de la méthanisation, ainsi que la grande variabilité des bilans carbone en fonction du type d'unité et de modèle développés – élément de constat central de la mission d'information (voir II) – invitent à un développement piloté de la filière, *« en gardant un œil sur le tableau de bord »* comme le suggère l'Ademe : la mission d'information souscrit à cette ambition d'une évaluation continue – presque en temps réel – du bilan environnemental, notamment carbone, de la filière française. Cette évaluation devra servir de boussole à la conduite de la politique publique de soutien et d'encadrement de la méthanisation, en facilitant l'identification des pratiques les plus vertueuses ou, au contraire, des potentielles sources de dégradation du bilan carbone global.

48. Conduire une évaluation environnementale continue pour un développement piloté de la filière.

3. Encourager les projets à haute valeur environnementale

Depuis un décret n° 2016-929 du 7 juillet 2016², pris en application de la loi de « Transition énergétique » de 2015³, **le recours aux cultures alimentaires ou énergétiques**, cultivées à titre de culture principale, **a été**

¹ Loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat.

² Décret n° 2016-929 du 7 juillet 2016 pris pour l'application de l'article L. 541-39 du code de l'environnement.

³ Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (article 112).

plafonné à 15 % du tonnage brut des intrants par année civile (article D. 543-292 du code de l'environnement).

Il s'agit d'un élément clé du « modèle français » de la **méthanisation**, qui privilégie les effluents d'élevage, les cultures intermédiaires ou les résidus de culture aux cultures dédiées, à rebours de l'Allemagne.

Comme l'a indiqué l'Ademe à la mission d'information, ce plafond apparaît adapté aux enjeux : *« Le cadre et les exigences demandées pour le développement de la méthanisation et l'utilisation d'intrants agricoles doivent permettre l'émergence d'une filière « à la française » qui s'assoit sur une logique de valorisation d'intrants agricoles (effluents d'élevage, résidus de culture, cultures intermédiaires) et de développement de pratiques d'agro-écologie au sein des exploitations agricoles, sans qu'il soit besoin de recourir à des cultures dédiées. Le tonnage limite de 15 % reste un garde-fou raisonnable et suffisant. »*

Pour les acteurs de la filière du biogaz¹, ce plafond prémunit le **modèle français** contre les excès du **modèle allemand** : *« Le modèle allemand est cité pour sa réussite – développement par 9 de la filière – et pour ses excès – près de 100 % de cultures énergétiques et fertilisation fossile. Il n'y a pas de risque en France, car les cultures énergétiques sont limitées à 15 % des intrants en méthanisation ».*

La mission d'information estime que le seuil plafond de 15% doit être conservé. Les études indiquent que ce seuil est rarement atteint. Toutefois il est impératif de pouvoir contrôler précisément les intrants, ce qui rejoint les préconisations ci-dessus concernant les moyens des services de l'État. En outre, il faut s'interroger sur l'utilisation optimale de la biomasse sur un territoire donné.

Au-delà, **une réflexion devrait être poursuivie sur l'identification des intrants existants et leur valorisation envisageable.**

En effet, le MAA a indiqué à la mission d'information qu'*« en France, la question de l'approvisionnement des installations de méthanisation a été identifiée comme fondamentale pour éviter la concurrence de la production d'énergie à partir de biomasse avec les usages alimentaires, à la fois en ce qui concerne les productions elles-mêmes, mais aussi les surfaces agricoles. »*

49. Conserver le plafond de 15 % sur les cultures alimentaires ou énergétiques, cultivées à titre principal, auxquelles les installations de méthanisation peuvent avoir recours, et contrôler son application.

Plus largement, la préservation du bilan environnemental de la méthanisation nécessite avant tout la **préservation du modèle « à la française »**, privilégiant la valorisation des déchets réels, qui ne sont pas en

¹ Association technique énergie environnement (ATEE) – Club biogaz.

ce sens sources d'émissions supplémentaires de gaz à effet de serre, et **encadrant l'exploitation énergétique de cultures à vocation alimentaire**, en ne modifiant pas la limite de 15 % de cultures dédiées dans les intrants utilisés par la méthanisation, **tout en autorisant la valorisation des CIVE**, dont les externalités positives sont reconnues.

50. Préserver le modèle à la française, privilégiant la valorisation des déchets réels, encadrant l'exploitation énergétique de cultures à vocation alimentaire – en conservant une limite de cultures dédiées dans les intrants utilisés par la méthanisation – et autorisant la valorisation des CIVE.

Pour autant, cette préservation du modèle à la française **ne saurait faire l'économie d'une clarification de la définition donnée aux CIVE.**

Comme l'a déjà pointé le présent rapport, la frontière entre cultures principales et cultures intermédiaires peut être ténue, les CIVE pouvant devenir, économiquement, la source de revenus principale de certaines exploitations agricoles, potentiellement au détriment des productions à destination de l'alimentation humaine ou animale, dans les cas où les rotations et les pratiques culturales sont revues pour favoriser le développement des CIVE.

La mission d'information préconise donc de **mieux caractériser les CIVE, tant dans la nature des cultures que dans leur ordre de succession dans la rotation culturale.**

Plus largement, le développement des cultures intermédiaires ne pourra **se faire au détriment d'une logique agro-environnementale**, de manière à éviter un certain nombre d'externalités négatives déjà identifiées : dégradation du rendement de la culture suivante, hausse de l'irrigation, hausse de la fertilisation minérale... La conduite de ces cultures doit par conséquent être **réalisée de préférence sans engrais minéral de synthèse ni traitement phytosanitaire, mais avec le digestat issu de la méthanisation.** Dans le cas des CIVE d'été, le recours à l'irrigation, en conditions hydriques limitantes, devra par ailleurs être **expressément réservé à la sécurisation de la levée des plantes.**

51. Définir plus précisément les CIVE, tant dans la nature des cultures que dans leur ordre de succession dans la rotation culturale. Privilégier le développement des CIVE sans engrais minéral de synthèse ni traitement phytosanitaire. Concernant les CIVE d'été, réserver le recours à l'irrigation à la sécurisation de la levée des plantes.

Afin de limiter les émissions associées au transport, le rapporteur préconise également, pour sa part, de **déterminer une distance maximale de parcours des intrants**, de leur lieu de collecte au méthaniseur. Cette distance maximale pourrait être **différenciée selon le type d'intrants** et être fixée

proportionnellement à leur pouvoir méthanogène. À titre d'exemple, les lisiers et fumiers – peu méthanogènes – ne devraient alimenter que des installations situées à proximité de leur lieu de production.

52. Déterminer une distance maximale de parcours des intrants, différenciée selon le type d'intrants et en fonction des territoires. Fixer cette distance maximale proportionnellement au pouvoir méthanogène des intrants.

La **meilleure gestion des digestats** constitue un autre levier d'amélioration du bilan environnemental global de la méthanisation.

Comme le présent rapport l'a déjà identifié, l'impact de la méthanisation sur la pollution des eaux et sur les émissions de gaz à effet de serre peut dépendre d'un facteur essentiel : la **capacité à maîtriser l'évaporation de l'ammoniac**. D'une part, la volatilisation de l'azote ammoniacal sous forme de gaz peut se traduire par la formation dans l'atmosphère de protoxyde d'azote (N₂O), dont le potentiel de réchauffement global est 310 fois supérieur à celui du CO₂. D'autre part, l'évaporation d'une part importante et non maîtrisable de l'ammoniac est susceptible d'entraîner une sur-fertilisation des sols, qui résulterait de l'adoption par les agriculteurs, d'une « stratégie de l'assurance »¹ (voir *supra*).

L'évaporation de l'ammoniac dépendant grandement des conditions d'épandage du digestat, un **guide de bonnes pratiques d'épandage devrait ainsi être élaboré et largement diffusé auprès des agriculteurs concernés.**

53. Élaborer un guide des bonnes pratiques d'épandage des digestats, pour limiter les risques de sur-azotification et d'émissions de protoxyde d'azote.

E. PRÉVENIR LES RISQUES ET RENFORCER LA CONNAISSANCE DE LA MÉTHANISATION PAR LE GRAND PUBLIC

1. Élaborer un cadre « risques » approprié et accompagner le secteur dans le développement d'une culture de la prévention des risques

L'innocuité de la méthanisation constitue la **condition sine qua non de l'adhésion des populations aux projets de méthanisation**, prérequis au développement de la filière et à la valorisation de ses externalités positives. En d'autres termes, le **succès futur de la méthanisation dépendra pour partie de sa capacité à prévenir les risques industriels qui lui sont spécifiques.**

¹ L'agriculteur confronté à la valeur fertilisante inconnue du digestat opterait pour une sur-fertilisation afin de se mettre à l'abri des baisses de rendement.

Bien qu'elle doive être nuancée, l'augmentation des accidents et incidents survenus au sein d'installations (voir *supra*) suscite des **interrogations légitimes**, auxquelles la filière et les pouvoirs publics doivent répondre pour garantir l'acceptabilité de la méthanisation dans les territoires. Le **renforcement des prescriptions applicables au titre de la législation des ICPE**, intervenu par trois arrêtés de juin 2021, **semblait dès lors inévitable**.

Ces évolutions semblent suivre une **approche empirique**, fondée sur les précédents. L'instauration d'une surveillance permanente du site au moyen d'une astreinte de personnel offre à ce titre une **réponse directe aux manquements ayant conduit à certains accidents**, comme celui survenu sur le site de Châteaulin (Finistère) en août 2020.

54. Continuer à développer une approche empirique, fondée sur les précédents, pour faire évoluer le cadre réglementaire relatif aux risques. Développer une culture de la prévention des risques pour prévenir les difficultés en amont.

Le groupe de travail sur la méthanisation de 2018 avait préconisé, pour sa part, la simplification de la réglementation sur les installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE), s'agissant des méthaniseurs.

Cette simplification est intervenue avec le décret n° 2018-458 du 6 juin 2018¹, qui a appliqué le régime de l'enregistrement, plus souple que celui de l'autorisation, aux installations de méthanisation de matière végétale brute ou d'autres déchets non dangereux de moins de 100 tonnes par jour.

Ce groupe de travail avait aussi préconisé, s'agissant là encore des méthaniseurs, une simplification de la réglementation sur les installations, ouvrages, travaux et activités soumis à la loi sur l'eau² (IOTA).

Elle a été rendue possible par le décret n° 2021-147 du 11 février 2021³, qui a exclu les effluents d'élevage bruts ou transformés du champ de cette autorisation, pour ne les soumettre qu'à l'autorisation ICPE.

Dans le détail, **certains services préfectoraux⁴ ont fait valoir les bénéfices de cette réforme** : « une décision plus rapide du préfet (délai de 5 mois pour un enregistrement à comparer aux 10 mois pour une autorisation) ; le redéploiement des unités d'œuvre des services d'inspection sur d'autres missions du fait du caractère moins chronophage de la phase d'instruction ; une sécurisation

¹ Décret n° 2018-458 du 6 juin 2018 modifiant la nomenclature des installations classées pour la protection de l'environnement.

² Loi n° 2006-1772 du 30 décembre 2006 sur l'eau et les milieux aquatiques.

³ Décret n° 2021-147 du 11 février 2021 relatif au mélange de boues issues de l'assainissement des eaux usées urbaines et à la rubrique 2.1.4.0 de la nomenclature des installations, ouvrages, travaux et activités soumises à la loi sur l'eau.

⁴ En l'espèce la sous-préfecture de Gourdon.

pour les porteurs de projet (soumis en enregistrement) dans la définition (technique et financière) même de leur projet par la connaissance, dès le début de la procédure, des prescriptions qui leur seront appliquées ; une connaissance pour un public averti dès l'amont du projet sur les obligations auxquelles l'exploitant sera soumis. »

Pour autant, **cette réforme est ambivalente, tant du point de vue des porteurs de projets que de celui des services de l'État.**

Les représentants de la filière ont ainsi rappelé que cette réforme :

- est affectée par une nouvelle réforme de la réglementation ICPE, mais aussi par d'autres réformes réglementaires, sur les digestats ou les matières fertilisantes¹ ;

- est restée au milieu du gué quant à une fusion de l'autorisation ICPE et du permis de construire, comme cela est le cas pour l'éolien terrestre depuis 2017².

D'un autre côté, **certains services préfectoraux³ ont précisé que la réforme avait pu avoir un impact négatif du point de vue de la participation du public :** *« Ce régime peut être perçu négativement par nos concitoyens avec : une phase de concertation du public réduite du fait de la substitution de l'enquête publique (durée d'un mois) par une consultation du public (15 jours) ; une méconnaissance des impacts et des dangers liés au projet du fait de la fourniture d'un examen de conformité du projet aux prescriptions générales applicables au lieu de la production d'une étude d'impact (ou d'incidence environnementale) et d'une étude de dangers ».*

Pour ce qui la concerne, **la mission d'information considère qu'une évaluation de la réforme ICPE devrait être conduite.**

55. Évaluer la simplification du régime des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE).

La mission d'information ne peut être **qu'interpellée par les surcoûts**, estimés par la filière, qui découleraient du renforcement des prescriptions intervenues en 2021. Si le relèvement des obligations réglementaires semblait nécessaire et inévitable, **ne risque-t-il pas pour autant de freiner le dynamisme de la filière et d'obérer les chances d'atteinte des objectifs de développement de la méthanisation que s'est fixé notre pays ?**

À cet égard, **la réalisation d'une expertise serait particulièrement opportune**, pour évaluer la réalité des surcoûts supportés par la filière. Il reviendrait alors à l'État d'évaluer l'impact de ces surcoûts sur la trajectoire de développement de la méthanisation. S'il venait à être constaté que le nouveau régime réglementaire nuit à l'atteinte de nos objectifs

¹ Association d'initiatives locales pour l'énergie et l'environnement (AILE), Gaz réseau distribution France (GrDF), Syndicat des énergies renouvelables (SER).

² Syndicat des énergies renouvelables (SER).

³ Idem.

énergétiques, une **compensation financière** devrait nécessairement être envisagée si l'État veut maintenir et atteindre les objectifs visés.

56. Évaluer l'impact économique du nouveau régime ICPE et en tirer les conclusions en termes de compensation dans le cadre d'un maintien des objectifs.

La prévention des risques ne saurait cependant reposer uniquement sur des normes contraignantes et des systèmes de contrôle.

Elle doit également passer par une **amélioration de la conception des installations par la diffusion des bonnes pratiques** et la valorisation des entreprises les plus vertueuses en la matière : c'est le sens du **label Qualiméthéa**, mis en place en 2020 et soutenu par l'Ademe, dont 26 entreprises étaient titulaires en juin 2021. Le travail de certification doit désormais être **étendu** et pourrait concerner une **centaine de structures** d'ici la fin de l'année 2021, ce qui équivaldrait à environ 50 % des sociétés du secteur¹.

Le label doit donc continuer à faire **l'objet d'un soutien et d'un contrôle des pouvoirs publics**, afin d'engager les entreprises du secteur dans un processus de renouvellement continu du référentiel fondant le label.

57. Continuer à améliorer la conception des installations pour prévenir les risques, en pérennisant notamment le label Qualiméthéa.

Parallèlement, il convient **d'accélérer le développement d'une culture de la prévention des risques chez l'ensemble des acteurs de la méthanisation**, tout particulièrement pour ceux relevant du monde agricole, pour qui ces préoccupations d'ordre industriel sont souvent nouvelles.

De l'avis de l'Ineris, pour les opérateurs intervenant sur l'installation, une **formation certifiante élaborée avec la profession** pourrait être proposée : *« ce type de formation certifiante a été déjà expérimenté pour le risque d'atmosphère explosible pour d'autres types d'installations classées et a permis d'améliorer la sécurité en rassurant les intervenants »*. GrDF suggère pour se faire **l'établissement d'une association professionnelle ad hoc**, dont la mission serait de développer la formation, la sensibilisation et la culture sécurité des opérateurs des unités de méthanisation.

Ces efforts en matière de formation continue doivent s'accompagner d'une **acculturation aux enjeux de la méthanisation dès la formation initiale** au sein des établissements d'enseignement agricole.

¹ Source : ATEE.

58. Développer une culture de la prévention des risques parmi l'ensemble des acteurs de la méthanisation en renforçant les offres de formation continue. Familiariser les étudiants aux enjeux de la méthanisation dès la formation initiale au sein des établissements d'enseignement agricole.

2. Renforcer les outils de concertation, tant à l'échelle des unités de méthanisation qu'à l'échelle des territoires

La mission d'information appelle par ailleurs au **renforcement des outils de concertation**, tant à l'échelle des unités de méthanisation qu'à l'échelle régionale (ou infrarégionale).

Le manque de dialogue local est souvent préjudiciable au développement des plus petites installations, soumises à une simple déclaration au titre de la réglementation ICPE qui n'impose alors aucun cadre obligatoire en matière de concertation. Une **communication en amont du projet gagnerait à être généralisée** pour les installations relevant de ce régime. L'Ademe note d'ailleurs que *« certaines régions réfléchissent aujourd'hui à imposer aux porteurs de projet bénéficiant d'une subvention à communiquer en amont de leur projet pour favoriser une meilleure intégration locale »*.

59. Renforcer le cadre de concertation locale, notamment pour les installations simplement soumises à déclaration. Généraliser la communication en amont des projets, y compris pour ceux simplement soumis à déclaration.

Le **dialogue** autour de la méthanisation peut également être **renforcé à l'échelle des territoires**. Certaines régions (Grand Est, Occitanie Hauts-de-France, Normandie...) ont ainsi mis en place des outils de concertation locale visant le renforcement de l'acceptabilité des projets. S'il est en encore trop tôt pour mesurer leur efficacité, la mission d'information porte un **regard favorable à ces initiatives**, dont d'autres régions (ou départements) pourraient s'inspirer.

60. Inciter les régions (ou les départements) à la mise en place d'outils de concertation locale visant à renforcer l'acceptabilité des projets.

3. Développer une information pour une meilleure compréhension de la méthanisation

La mission d'information juge important d'apporter au public une compréhension de la méthanisation présentant ses enjeux et ses impacts. Elle appelle ainsi à développer une **information nationale « grand public »** pour renforcer la connaissance de la filière.

Dans la même perspective, et afin de prévenir les oppositions locales pouvant surgir dans les territoires, des programmes d'information sur la méthanisation agricole dans les territoires, par exemple par l'organisation de **journées portes ouvertes**, pourraient être menés.

61. Développer une information nationale « grand public » pour diffuser une connaissance générale minimale de la méthanisation. Soutenir des programmes d'information sur la méthanisation agricole dans les territoires, par exemple par l'organisation de journées portes ouvertes.

CONCLUSION

La mission sénatoriale d'information s'est attachée à définir une ligne de crête entre les promoteurs et les critiques de la méthanisation. Au-delà des controverses et des inquiétudes, des compromis sont non seulement possibles, mais souhaitables : telle est la ligne générale ayant présidé à l'élaboration des propositions et des recommandations de ce rapport.

Nous pouvons sortir par le haut de la crise de confiance qui tend à se développer dans certains territoires et désamorcer à temps l'engrenage de la conflictualité qui se dessine, ici ou là.

Un aggiornamento, c'est-à-dire une remise à plat partielle de notre politique publique de soutien à la filière, apparaît aujourd'hui nécessaire pour appréhender les objectifs de développement ambitieux à l'horizon 2028-2030 et au-delà, fixés tant par le législateur que par le pouvoir réglementaire.

D'une certaine façon, l'amorce d'un tel aggiornamento a d'ailleurs déjà été enclenchée à bas bruit par les pouvoirs publics. Cette démarche a pris la forme d'une réduction du soutien public aux tarifs de l'injection et de la cogénération, d'une part, et d'un renforcement de la réglementation applicable aux nouvelles installations, sur la base des trois nouveaux arrêtés ICPE publiés au Journal officiel en juin 2021, d'autre part. Il serait préférable que les autorités gouvernementales assument publiquement plus clairement cette inflexion, afin que les technologies de méthanisation demeurent aux yeux de tous des outils légitimes de la transition écologique. Une politique moins ambiguë et plus assumée des pouvoirs publics est nécessaire et souhaitable.

Au demeurant, le contexte économique dégradé, issu de la crise de la Covid-19, couplé à la remise en cause de certains dispositifs de soutien public, pourrait freiner le dynamisme de la fin de la décennie 2010. Ce contexte donne l'opportunité de résoudre nos contradictions.

En résumé, les objectifs de développement de la méthanisation à l'horizon 2030 apparaissent déjà suffisamment ambitieux pour justifier une sorte de clause de rendez-vous à mi-parcours de la PPE 2019/2028, donc en 2023/2024, pour apprécier les effets de la dynamique des dernières années et constater son maintien, ou non. La « loi quinquennale » sur l'énergie, prévue à compter du 1^{er} juillet 2023, pourra être l'occasion de poser ce débat. À plus long terme, en revanche, il nous apparaît très hypothétique et déraisonnable, de viser un développement à marche forcée aboutissant à 10 000 méthaniseurs en France en 2050, comme cela est le cas en Allemagne. Mieux vaut dans l'immédiat s'assigner des objectifs certes plus modestes, mais atteignables tout en restant ambitieux, à l'horizon de la fin de l'actuelle décennie. Au demeurant, la biomasse valorisable dans le cadre de la

méthanisation, quoiqu'importante, n'est pas infinie. Nous serons vraiment en mesure de nous projeter à l'horizon 2050, lorsque nous disposerons de davantage de recul pour apprécier les perspectives des nouvelles technologies de pyrogazéification et de power-to-gas.

Depuis le début des travaux de cette mission d'information, les sénateurs ont travaillé dans un esprit constructif, fondé sur le respect mutuel des convictions de chacun. Ils se sont demandé quelles sont les limites de la méthanisation dans notre pays. Ils ont écarté la solution d'un refus de principe, ou l'idée d'un moratoire, car la méthanisation contribue à l'atteinte de la neutralité carbone à l'horizon 2050. Pour autant, la poursuite du développement de la méthanisation suppose un meilleur débat public, auquel ce rapport entend contribuer.

Ce développement ne saurait intervenir à n'importe quel prix et à n'importe quelles conditions. En particulier, la méthanisation ne doit pas bouleverser nos modèles agricoles et elle doit toujours s'effectuer au bénéfice de nos exploitants agricoles, acteurs économiques premiers de nos territoires.

L'objectif d'excellence environnementale apparaît comme une condition non négociable, un prérequis indispensable à l'avenir de la méthanisation en France, si l'on veut relever le défi de l'acceptabilité sociale. C'est pourquoi la mission d'information s'est prononcée en faveur d'un développement piloté de la méthanisation, fondé sur une évaluation continue – presque en temps réel – du bilan environnemental, notamment carbone, de la filière française. Cette évaluation devra servir de boussole à la conduite de la politique publique de soutien et d'encadrement de la méthanisation, en facilitant l'identification des pratiques les plus vertueuses ou, au contraire, les potentielles sources de dégradation du bilan carbone global.

Les attentes de la population sont légitimes et les riverains ont besoin d'être entendus dans le cadre d'un vrai dialogue. Nous devons adopter une culture de la gestion du risque plus affirmée, à base de prévention renforcée, d'exploitation des retours d'expériences et de professionnalisation croissante des acteurs.

Alors qu'aucune personne auditionnée n'a soutenu l'introduction dans notre pays du modèle allemand, la mission d'information a souhaité rappeler son attachement à un certain modèle à la française, privilégiant la valorisation de ce qui est aujourd'hui défini (improprement) par le terme de déchets réels. Ce modèle encadre l'exploitation énergétique de cultures à vocation alimentaire – en conservant une limite de 15 % de cultures dédiées dans les intrants utilisés par la méthanisation – et autorise la valorisation des cultures intermédiaires à vocation énergétique (CIVE). Au demeurant, il serait souhaitable qu'à l'avenir les définitions des contours de ces différents types de culture fassent l'objet d'une clarification et que d'une façon générale

une planification soit établie pour définir les usages futurs de la biomasse et donc des politiques à mener.

Mais la voie française pour une méthanisation réfléchie doit être plus solidement affirmée et reste encore partiellement à inventer, car cette source d'énergies renouvelables repose sur des technologies et des structures de production encore très récentes.

Nos travaux s'emploient à poser quelques jalons en ce sens. Des garde-fous apparaissent nécessaires pour éviter certaines dérives, ou prévenir des accidents du type de celui de Châteaulin, mais l'intérêt même des procédés de méthanisation n'est pas en cause dans son principe. Ce rapport a ainsi pris acte du renforcement récent de la réglementation ICPE. Sans doute conviendra-t-il d'en mesurer l'impact et d'apprécier sa mise en œuvre à court et moyen termes, tout en encourageant le développement des bonnes pratiques des porteurs de projet et des recommandations formulées par les professionnels et les concepteurs des installations. L'agronomie, garante de la fertilité des sols, doit rester le pivot des systèmes agricoles. L'équilibre entre réglementation et incitation n'est jamais aisé à trouver : les membres de la mission d'information ont majoritairement choisi de privilégier cette dernière voie, en mettant l'accent sur les nombreuses bonnes pratiques à valoriser dans ce domaine.

Le modèle français de méthanisation doit être vertueux, raisonnable et pragmatique, tout en combinant les enjeux de souveraineté énergétique et de souveraineté agricole notamment alimentaire. À titre d'illustration, les visites de terrain ont démontré qu'il existe des cas de « méthanisation heureuse », comme les installations des Poulets de Loué, la ferme du P'tit Gallo en Ille-et-Vilaine, ou l'exploitation des frères Quaack en Seine-et-Marne.

Ces types de démarche présentent un bilan d'ensemble positif.

En dernière analyse, notre pays a besoin d'une méthanisation équilibrée, cohérente avec les territoires, respectueuse de l'environnement et utile aux agriculteurs.

TRAVAUX EN COMMISSION

Réunion constitutive – mercredi 3 mars 2021

Présidence de M. Pierre Cuypers, président d'âge

M. Pierre Cuypers, président d'âge. – Mes chers collègues, il me revient, en ma qualité de président d'âge, d'ouvrir la première réunion de la mission d'information sur « la méthanisation dans le mix énergétique : enjeux et impacts ».

C'est un sujet qui me tient à cœur à titre personnel, en raison notamment de l'intérêt que je porte aux questions agricoles. Au demeurant, le développement des installations de méthanisation concerne, à des degrés divers, tous nos territoires.

Au-delà de ce volet agricole, je ne mésestime pas les autres dimensions que seront amenées à revêtir nos travaux : la politique énergétique, d'une part, les problématiques de la protection de l'environnement et de la gestion des déchets, d'autre part.

Telle est donc notre feuille de route des prochains mois : il s'agit assurément d'un beau sujet à traiter ensemble.

Mais, au préalable, nous sommes réunis aujourd'hui afin de constituer le bureau de cette mission d'information, créée en application du droit de tirage des groupes politiques, prévue par l'article 6 *bis* du Règlement du Sénat.

Le groupe Écologiste - Solidarité et Territoires en a formulé la demande le 4 février 2021 et la Conférence des présidents en a pris acte le 10 février.

La liste des 23 membres de la mission d'information, proposés par les groupes politiques, a été approuvée par le Sénat lors de sa séance du mercredi 17 février 2021.

Notre ordre du jour appelle en premier lieu l'élection du président de la mission, à laquelle j'ai l'honneur de présenter ma candidature.

Y a-t-il d'autres candidats ?

L'un d'entre vous s'oppose-t-il à la désignation de ma candidature comme président de notre mission ?

Je vous remercie.

La mission d'information procède à la désignation de son président, M. Pierre Cuypers.

– Présidence de M. Pierre Cuypers, président –

M. Pierre Cuypers, président. – Je vous remercie très sincèrement de m’avoir confié la présidence de notre mission d’information.

Je remercie également le groupe Écologiste - Solidarité et Territoires d’avoir proposé la création de cette mission, qui s’inscrit dans le prolongement des débats que nous avons dans notre Assemblée, sur les problématiques environnementales, énergétiques et agricoles.

Je vous propose, tout d’abord, de poursuivre la constitution du Bureau de notre mission d’information.

En application de l’article 6 *bis* du Règlement du Sénat, la fonction de rapporteur revient de droit, s’il le souhaite, au groupe à l’origine de la demande de création de la mission d’information. Le groupe Écologiste - Solidarité et Territoires l’a effectivement demandé et a proposé le nom de notre collègue Daniel Salmon. Celui-ci est donc de droit désigné rapporteur.

La mission procède à la désignation de son rapporteur, M. Daniel Salmon.

M. Pierre Cuypers, président. – Je félicite M. Daniel Salmon.

Il nous reste à compléter le Bureau. Compte tenu des désignations du président et du rapporteur qui viennent d’avoir lieu, la répartition des postes de vice-président et de secrétaire restant à pourvoir est la suivante :

- pour le groupe Les Républicains : un vice-président et un secrétaire ;
- pour le groupe Socialiste, Écologiste et Républicain : deux vice-présidents ;
- pour le groupe Union Centriste : un vice-président et un secrétaire ;
- pour le groupe du Rassemblement des démocrates, progressistes et indépendants (RDPI) : un vice-président ;
- pour le groupe communiste républicain citoyen et écologiste (CRCE) : un vice-président ;
- pour le groupe Les Indépendants – République et Territoires : un vice-président ;
- pour le groupe du Rassemblement Démocratique et Social Européen (RDSE) : un vice-président.

Pour les fonctions de vice-président, j’ai reçu les candidatures de :

- M. Cyril Pellevat pour le groupe Les Républicains ;
- Mme Angèle Prévile et M. Thierry Cozic pour le groupe Socialiste, Écologiste et Républicain ;
- M. Patrick Chauvet pour le groupe Union Centriste ;

- M. Bernard Buis pour le groupe du Rassemblement des démocrates, progressistes et indépendants (RDPI) ;

- M. Gérard Lahellec pour le groupe communiste républicain citoyen et écologiste (CRCE) ;

- Mme Vanina Paoli-Gagin pour le groupe Les Indépendants - République et Territoires ;

- M. Jean-Pierre Corbisez pour le groupe du Rassemblement Démocratique et Social Européen (RDSE).

Pour les fonctions de secrétaire, j'ai reçu les candidatures de Mme Christine Lavarde pour le groupe Les Républicains et de Mme Denise Saint-Pé pour le groupe Union Centriste.

S'il n'y a pas d'opposition, je vous propose de ratifier cette liste.

Il n'y a pas d'opposition ?

La mission procède à la désignation des membres de son bureau.

Avant de céder la parole à Monsieur le rapporteur, je souhaitais vous faire part de quelques éléments concernant l'organisation de nos travaux.

En théorie, nous pourrions envisager leur terme, sous la forme de la publication du rapport accompagné de nos propositions, pour le début de l'été prochain. Toutefois, ce calendrier prévisionnel de la fin du mois de juin, ou du début du mois de juillet, nous apparaît d'ores et déjà quasiment hors d'atteinte.

En effet, l'agenda politique et parlementaire des prochains mois introduit une double contrainte importante qui ne manquera pas de peser - directement et indirectement - sur la disponibilité des sénateurs.

En premier lieu, nous le savons, les élections régionales et départementales devraient se tenir les 13 et 20 juin 2021.

En second lieu, l'examen par le Sénat du projet de loi Climat devrait intervenir en séance publique à compter du 14 juin 2021. Il s'agira probablement du dernier texte législatif majeur de l'actuel quinquennat. On peut donc s'attendre à ce que nous ayons à examiner un texte considérablement enrichi - éventuellement jusqu'à 100 ou 150 articles - par les amendements de l'Assemblée nationale. Au Sénat s'en suivront plusieurs semaines d'examen du texte en séance publique, probablement jusque vers le 14 juillet.

Au surplus, en amont et dès le mois de mai 2021, les sénateurs de la commission des affaires économiques et ceux de la commission de l'aménagement du territoire et du développement durable seront fortement mobilisés par des auditions et des travaux préparatoires.

En définitive, l'ensemble de tous ces éléments milite en faveur de l'organisation d'un grand nombre d'auditions plénières et d'auditions en format rapporteur au cours des mois de mars et d'avril, quitte à utiliser le tout début du mois de mai comme « variable d'ajustement ».

Il sera alors temps de déterminer plus précisément la date de sortie du rapport, que nous souhaiterions à ce stade et par prudence fixer au mois de septembre prochain, sans pouvoir dépasser réglementairement la date du 30 septembre 2021.

Compte tenu des contraintes liées aux travaux des structures permanentes et à la séance publique, nous pourrions essayer de tenir des réunions régulières en mission plénière le mardi et le mercredi, entre 16h30 et 19h00.

Vu le contexte sanitaire, ces réunions auront lieu pour le moment en mode hybride, c'est-à-dire en présentiel et en visioconférence. Comme il est d'usage, nos travaux en réunion plénière donneront lieu à des comptes rendus qui seront annexés au rapport.

D'ores et déjà, je souhaite vous indiquer que nous envisageons de procéder une première audition en réunion plénière le mardi 16 mars à 16h30, pour une table ronde avec des professionnels des énergies renouvelables.

Il sera également indispensable d'envisager des auditions en format rapporteur, élargi à l'ensemble des membres intéressés, afin de pouvoir auditionner toutes les personnes nécessaires. Les premières pourraient commencer dès lundi prochain, le 8 mars.

Le rapporteur va pouvoir nous le préciser et nous faire part de ses objectifs. Je vous passerai ensuite la parole si vous le souhaitez, afin que vous puissiez nous faire part de vos observations et suggestions.

M. Daniel Salmon, rapporteur. – Je vous remercie pour votre confiance et je me réjouis que nous puissions, au travers de cette mission d'information, nous intéresser à la méthanisation.

L'intitulé complet que nous avons proposé – « La méthanisation dans le mix énergétique : enjeux et impacts » – illustre bien notre ambition commune de conduire une réflexion approfondie sur ce sujet vaste et passionnant et, de plus, d'actualité.

Les enjeux environnementaux, énergétiques et agricoles viendront nourrir nos travaux, qui pourraient, tout à la fois :

- retracer le développement récent de la production et de la consommation issues de la méthode de méthanisation, avant d'envisager ses perspectives de développement ;

- évaluer l'application des objectifs et des dispositifs de soutien à la filière ;

- approfondir les aspects opérationnels et pratiques de la gestion des projets de méthanisation, aussi bien sur le plan de l'efficacité des procédures administratives que du respect de l'environnement.

À mon sens, il s'agira de s'attacher à quatre points, en priorité :

- premièrement, de formuler, sur la base d'une approche scientifique et rationnelle, un « bilan énergétique net » exhaustif de la méthanisation, en tenant compte notamment de la valeur des intrants ;

- deuxièmement, d'étudier l'impact de la méthanisation sur les pratiques agricoles (cultures dédiées, prairies, élevage), tout en veillant à intégrer une dimension agronomique à l'étude des digestats ;

- troisièmement, d'examiner les aspects économiques du développement de la méthanisation pour apprécier ses conséquences sur les filières lait et viande de l'agriculture française ;

- et enfin de faire le point sur l'efficacité de notre cadre réglementaire, aussi bien en termes de régulation que de protection de l'environnement.

Tels sont, en résumé, les grands enjeux et les principales dimensions du sujet, qui nous ont conduits à concevoir notre programme d'auditions des prochaines semaines.

Nous serons probablement amenés à réserver les réunions plénières aux auditions les plus importantes ou structurantes. Les auditions à caractère plus technique ou ciblé pourraient se tenir en format rapporteur, élargi à l'ensemble des membres intéressés de la mission.

Le critère spontané de répartition entre les auditions plénières et les auditions du rapporteur est celui de la rareté des créneaux horaires disponibles pour les premières, en raison de multiples obligations imposées par la réglementation du Sénat. S'y ajoutent les problèmes de la disponibilité des salles, de leur taille dans le contexte sanitaire actuel, ainsi que diverses contraintes techniques pour organiser des vidéoconférences.

Raisonnons par élimination : nous ne pouvons organiser d'audition plénière ni le mardi matin, ni le mercredi matin, ni le jeudi matin, en raison, respectivement, des réunions des groupes politiques, des commissions permanentes et des délégations. Sont également proscrits les débuts de la séance publique le mardi après-midi et le mercredi après-midi, de même que le temps consacré aux questions au Gouvernement.

Au final, ne restent donc disponibles que deux créneaux pour nos auditions plénières : celui du mardi entre 16h30 et 19h/19h30, ainsi que celui du mercredi aux mêmes horaires.

En mission plénière, il m'apparaîtrait utile d'auditionner très rapidement des scientifiques et des experts en recherche agronomique, les

professionnels des énergies renouvelables, les grands industriels de la filière, ainsi que les syndicats agricoles.

Nous pourrions d'ailleurs utilement procéder par le biais de plusieurs tables rondes successives.

Parmi les intervenants et sans pouvoir tous les citer, je souhaiterais tout particulièrement entendre :

- M. Jean-Pierre Jouany, directeur de recherche honoraire de l'Institut national de recherche pour l'agriculture, l'alimentation et l'environnement (Inrae) ;

- M. Pierre Aurousseau, professeur de Sciences de l'environnement à Agrocampus Ouest ;

- le collectif scientifique national de la méthanisation raisonnée : MM. Daniel Chateigner et Sébastien Almagro ;

- M. Philippe Pointereau, directeur du pôle environnement SOLAGRO.

Nous pourrions également utilement prendre l'attache de Mme Marie-Pascale Deleume, présidente de la Fédération Bretagne Nature Environnement, ainsi que de l'agronome Marc Dufumier, par ailleurs chercheur à l'INRAE.

Enfin, il nous faudrait également auditionner, plutôt vers la fin de la mission, de façon à « tester » nos futures propositions, la ministre de la transition écologique et celui de l'agriculture.

J'en viens désormais aux auditions du rapporteur, beaucoup plus souples à organiser que les auditions plénières.

Ces auditions pourraient à la fois être organisées le lundi, le jeudi après-midi, ainsi que le vendredi, et ouvertes aux autres sénateurs de la mission d'information, suivant le format des vidéoconférences.

Nous pourrions ainsi notamment entendre :

- plusieurs associations de protection de l'environnement ;

- les deux directions générales compétentes du ministère de la transition écologique ;

- la direction générale de la performance économique et environnementale des entreprises du ministère de l'agriculture ;

- le président de la Commission de régulation de l'énergie, M. Jean-François Carenco ;

- l'Assemblée permanente des chambres d'agriculture (APCA) ;

- l'Agence de la transition écologique (ATE) ;

- BPI France ;

- un interlocuteur à définir auprès de la SAFER de Bretagne ;
- un installateur de méthaniseur ;
- un représentant de l'Institut national de l'environnement industriel et des risques (Ineris) ou de la direction générale de la prévention des risques (qui se charge du contrôle des installations) ;
- ainsi qu'un représentant des Agences de l'eau.

Enfin, et sous réserve naturellement de l'évolution de la situation sanitaire, je souhaiterais que nous puissions effectuer des déplacements de terrain d'une journée, en Seine-et-Marne et en Ile-et-Vilaine, départements respectifs de M. Cuypers et de moi-même.

Voici, mes chers collègues, quelques premiers éléments que je souhaitais partager avec vous.

Je serai naturellement à l'écoute de vos suggestions.

M. Pierre Cuypers, président. - Bien sûr, les déplacements ne pourront se faire que si les conditions sanitaires le permettent. Nous verrons s'il est possible de se déplacer, sur une journée, dans le Grand Est également et si c'est utile.

M. Daniel Gremillet. - Les Vosges sont le département de France où il y a le plus d'installations de méthanisation.

M. Pierre Cuypers, président. - Il faudra nous donner les coordonnées de correspondants sur place.

Mme Christine Lavarde. - Nous pratiquons aussi la méthanisation dans les Hauts-de-Seine avec la valorisation des déchets alimentaires. Ce sont de petites installations diffuses qui s'intègrent dans le paysage urbain. Pour revenir à la liste des auditions, il manque toute la partie réseau. Il faut entendre GRDF et aussi les utilisateurs.

M. Daniel Salmon, rapporteur. - Nous avons également prévu ces intervenants. Au demeurant, la liste figurant dans mon intervention n'est pas exhaustive. Il y a des techniciens et des ingénieurs à entendre : c'est un sujet très technique.

Mme Vanina Paoli-Gagin. - Au cours de cette présentation, je n'ai pas entendu parler d'unité industrielle de production. Nous pourrions auditionner un « cluster », ou grappe d'entreprises, créé dans l'Aube depuis une douzaine d'années, Biogaz Vallée, qui vise à fédérer une filière industrielle de la méthanisation en France. Comment faire émerger dans un pays comme le nôtre des fabricants de méthaniseurs français ? Nous pourrions également évoquer cet aspect.

Mme Angèle Préville. - Dans le Lot, il existe un observatoire de la méthanisation qu'il serait intéressant d'auditionner. Avez-vous prévu des auditions de comités ou d'associations de riverains ?

M. Daniel Salmon, rapporteur. – Nous envisageons effectivement d'entendre des associations environnementales en lien avec l'eau notamment.

M. Jean-Claude Tissot. – Vous parlez de « mix énergétique », mais ne pourrait-on pas plutôt parler de « bouquet énergétique » ?

M. Daniel Salmon, rapporteur. – Le bouquet, c'est l'ensemble des énergies, le mix est quelque chose qui s'additionne.

M. Daniel Gremillet. – Il faudrait se rapprocher des Régions de France, qui sont concernés par les schémas des méthaniseurs. Il conviendrait également d'évaluer l'agriculture aujourd'hui par rapport à la durée de vie des méthaniseurs. N'oublions pas que nous sommes dans un temps long. C'est un investissement très important. Il faut une vision territoriale !

M. Pierre Cuypers, président. – C'est vrai qu'une récente audition de la directrice générale d'Engie, en commission des Affaires économique, a abordé cet aspect des choses. Il y a une vraie volonté de la part des énergéticiens de développer le gaz méthane.

M. Olivier Rietmann. – Je suis très satisfait de la mise en place de cette mission d'information. Depuis que j'ai communiqué sur le sujet, j'ai été très sollicité sur le terrain. La Haute-Saône, qui est voisine des Vosges, est en pointe sur la production du gaz naturel méthane puisque l'objectif national est de 10 % en 2030, or nous atteindrons les 50 % en 2023. Cela comporte des avantages en termes d'emploi local et d'activités économiques et industrielles. Mais, du coup, cela rend plus difficile l'installation des jeunes agriculteurs. Je vous invite à passer par la Haute-Saône. Nous avons de grosses installations et des financements européens de méthaniseurs !

M. Patrick Chauvet. – Quand on parle de méthanisation, en termes d'aménagement du territoire, il faut aussi savoir regarder la petite méthanisation et savoir quels sont les freins qui existent car c'est elle qui permettra de pérenniser le plus l'agriculture dans certains territoires. Il ne faut pas faire abstraction de ce volet.

M. Pierre Cuypers, président. – Nous auditionnerons le président de l'Association des Agriculteurs Méthaniseurs de France. Il faut être en mesure d'entendre tout le monde. Le panel est très large.

M. Thierry Cozic. – Dans la Sarthe, il y a un projet innovant monté avec la filière poulets de Loué et une trentaine d'agriculteurs pour s'orienter vers la méthanisation. Il serait intéressant de les entendre.

M. Daniel Salmon, rapporteur. – Notre sujet est très riche. Nous allons commencer avec la méthanisation agricole et la grosse méthanisation car c'est celle qui a le plus d'enjeux et d'impacts. Il y a toutes les tailles dans la méthanisation, la méthanisation de biodéchets, l'utilisation de déchets issus de l'agro-alimentaire... Nous allons essayer de dresser un paysage

complet de la méthanisation pour voir quels sont les impacts de ces méthodes.

M. Pierre Cuypers, président. – Comment élaborer un projet de méthanisation ? La complexité administrative de notre pays est telle qu'il faut aujourd'hui deux ans pour monter un projet et le voir se réaliser, alors qu'en Allemagne, en six mois, tout est réglé. Il faut aller vers une simplification et alléger les contraintes liées à ces projets. D'une façon générale, les permis de construire pour ces projets sont sous l'autorité de l'État, donc du préfet.

M. Daniel Gremillet. – Je voudrais également aborder un point qui fâche, c'est celui des collectivités, des communes rurales où le matériel roulant traverse les villages avec des charges significatives. Il y a là un vrai sujet complexe, la situation est très tendue. Les collectivités ont le sentiment d'être abandonnées sur la question de la voirie.

M. Daniel Salmon, rapporteur. – Tout n'est pas blanc, ni noir ! Si notre groupe a proposé ce sujet, c'est que nous sommes interpellés sur la méthanisation. Les méthaniseurs fleurissent et il y a des impacts que l'on n'a pas encore évalués. Le but de cette mission est de voir toutes les implications, les avantages et les inconvénients, dans un cadre rationnel et scientifique. Il y a beaucoup d'enjeux à croiser.

M. Olivier Rietmann. – Il serait peut être intéressant d'avoir le point de vue de l'Allemagne qui a vingt ans d'avance sur nous et donc plus de recul sur cette activité.

M. Pierre Cuypers, président. – Je vous remercie. Pour l'instant nous attendons les réponses des intervenants ciblés, vous serez informés prochainement du calendrier.

Examen du rapport de la mission d'information –
mercredi 29 septembre 2021

(Sera publié ultérieurement)

ANNEXES

ANNEXE I – RESSOURCES UTILISÉES EN MÉTHANISATION^{1,2}

Ressources dont le gisement et son utilisation pour la méthanisation sont connus			Ressources dont le gisement est connu et son utilisation pour la méthanisation est avérée		Ressources dont le gisement est connu et son utilisation pour la méthanisation est possible	
Nature du gisement	Volume total produit	Utilisation	Nature du gisement	Volume total produit	Nature du gisement	Volume total produit
Issues de silos	- 199 milliers tMS/an pour les céréales - 76 milliers tMS/an pour le maïs - 97 milliers tMS/an pour les oléagineux - 4,7 milliers tMS/an pour les protéagineux - 0,3 milliers tMS/an pour le riz	40 % du gisement	Fumier	201 523 milliers tMB/an	Pailles de céréales	50 841 milliers tMS/an
Coproduits de la vinification : marcs de raisin, lies de vin et bourbes	- 853 milliers tMB/an pour les marcs de raisin - 1 397 milliers tMB/an pour les lies de vin et les bourbes	5 à 10 % du gisement	Lisier	98 076 milliers tMB/an	Cannes de maïs	12 044 milliers tMS/an
Vinasses viticoles	54 milliers tMB/an	40 % du gisement	Coproduits de l'industrie des ovoproduits	- 10 milliers tEL/an pour les blancs d'œufs techniques - 40 milliers tEL/an pour les coquilles - 4 milliers tEL/an pour les écarts de production	Coproduits animaux : farines et graisses animales	- 223 milliers tMB/an pour les farines animales - 98 milliers tMB/an pour les graisses animales

¹ Source : Contribution écrite adressée par FranceAgriMer.

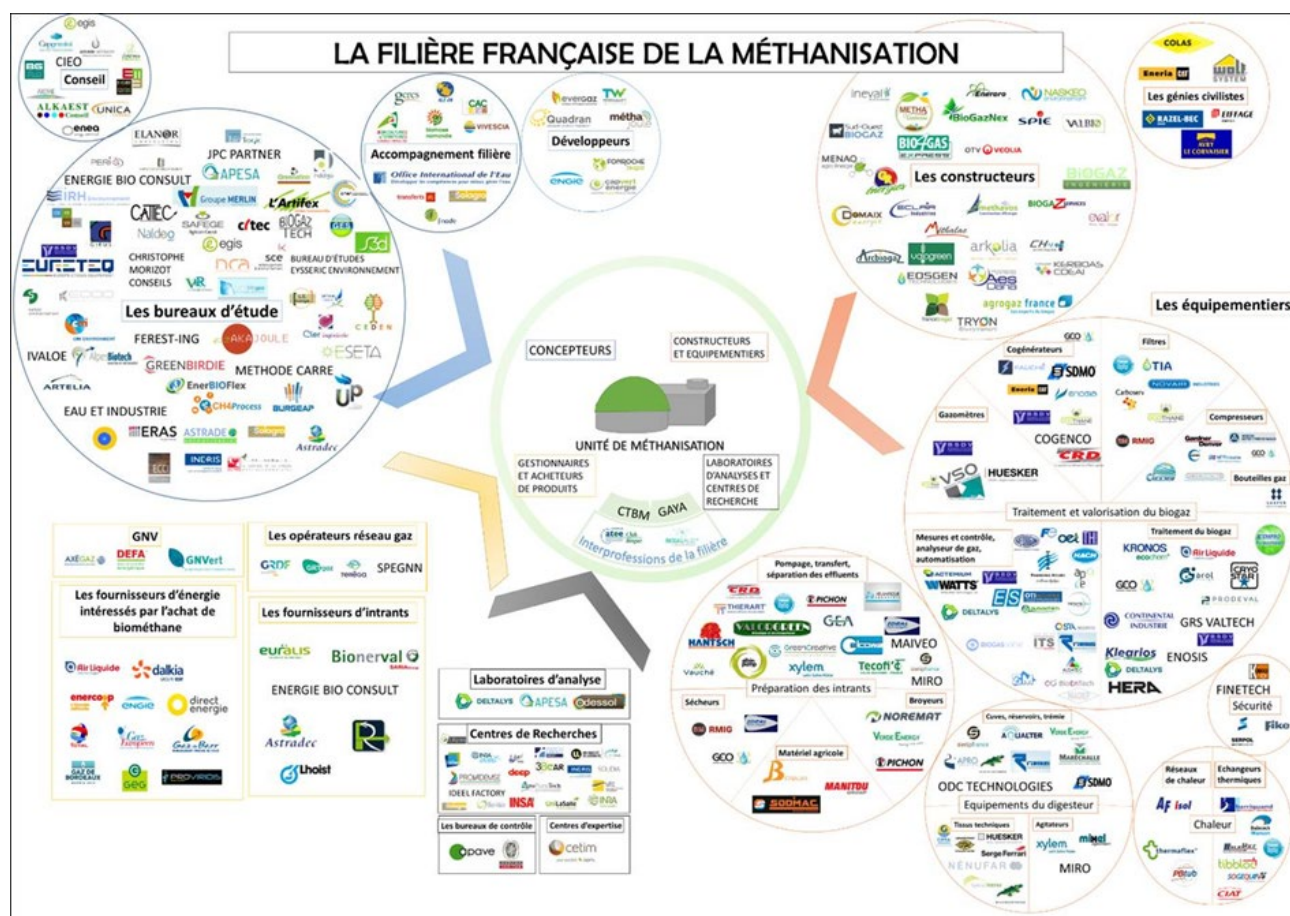
² (1) Milliers tMB/an : milliers de tonnes de matière brute par an.

(2) Milliers tMS/an : milliers de tonnes de matière sèche par an.

(3) Milliers tEL/an : milliers de tonnes équivalent liquide par an.

					Coproduits de l'industrie de la transformation des fruits et légumes : <i>déchets d'usinage, écarts de triage, drêches de tomates</i>	- 23 milliers tMB/an pour l'usinage de pois - 56 milliers tMB/an pour l'usage de haricots verts - 3,8 milliers tMB/an pour les drêches de tomates
					Coproduits de l'industrie betteravière : <i>pulpes, vinasses</i>	- 1 939 milliers tMS/an pour les pulpes - 621 milliers tMB/an pour les vinasses
					Coproduits des brasseries : <i>drêches d'orge et de blé</i>	- 356 milliers tMB/an pour les issues de la malterie
					Coproduits de la cidrerie : <i>marcs de pommes déshydratées</i>	- 7 milliers tMS/an
					Coproduits de l'industrie laitière : <i>lactosérum</i>	- 82 milliers tMS/an pour le lactosérum liquide - 492 milliers tMS/an pour le lactosérum en poudre
					Coproduits des industries céréalières : <i>sons, drêches, remoulages de blé et maïs</i>	- 1 014 milliers tMB/an pour les issues de la meunerie - 1 962 milliers tMB/an pour les issues de l'amidonnerie - 244 milliers tMB/an pour les issues de la semoulerie

ANNEXE II – CARTOGRAPHIE DE LA FILIÈRE FRANÇAISE DE LA MÉTHANISATION¹



ANNEXE III – ORIENTATIONS NON CHIFFRÉES FIXÉES PAR LA PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE (PPE) EN MATIÈRE DE GAZ RENOUVELABLE ET DE RÉCUPÉRATION²

La PPE prévoit plusieurs orientations non chiffrées en matière de gaz renouvelables et de récupération.

S'agissant du biométhane, elle prévoit :

- de donner de la visibilité en adoptant un calendrier d'appels d'offres pour le biométhane injecté, avec le lancement chaque année de 2 appels d'offres de 350 GWh PCS ;
- de consolider l'obligation d'achat de biogaz à un tarif réglementé et de lancer des appels d'offres permettant d'atteindre les objectifs de

¹ Source : Éléments transmis par l'Association française du gaz (AFG).

² Ministère de la transition écologique (MTE), Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) 2019-2023, 2024-2028, avril 2020.

production à un coût maîtrisé grâce à de fortes baisses des coûts : le tarif d'achat proposé en guichet ouvert pour les installations de petite taille sera ajusté à la baisse en cas de contractualisation de capacités de production de biogaz supérieures à l'objectif de 800 GWh PCS par an sur l'ensemble des filières de valorisation ; le volume des appels d'offres sera réduit ou augmenté en fonction de l'atteinte d'une trajectoire de tarif d'achat de référence (75 €/MWh PCS pour les projets de biométhane injecté sélectionnés en 2023 et 60 €/MWh PCS en 2028) ;

- **de mettre en place un dispositif de soutien adapté pour le biométhane non injecté dans les réseaux de gaz naturel**, en particulier celui utilisé directement dans les véhicules fonctionnant au bioGNV ;

- **de favoriser le GNV et le bioGNV**, notamment grâce au suramortissement à l'achat de véhicules compatibles ;

- **d'accélérer le déploiement du GNV**, notamment grâce au soutien à la production de biométhane pour les méthaniseurs qui alimentent les véhicules (bus, camions) ;

- **de faciliter l'approvisionnement et le raccordement des stations GNV** aux réseaux de gaz naturel.

Pour ce qui concerne la gazéification, **la PPE fixe pour objectifs :**

- **de réaliser un retour d'expérience sur les démonstrateurs de gazéification** pour injection dans les réseaux gaziers ;

- **d'étudier la possibilité de développer la gazéification pour injection** sans concurrencer la filière bois-énergie et, le cas échéant, d'autoriser les projets de gazéification pour injection dans les réseaux de gaz naturel à participer aux appels d'offres relatifs à l'obligation d'achat de biométhane ;

- **de réaliser un retour d'expérience sur les démonstrateurs de gazéification de combustibles solides de récupération** pour injection dans les réseaux gaziers et pour production de chaleur.

Enfin, concernant le power-to-gas, **la PPE envisage :**

- **de mettre en place un soutien au développement de l'hydrogène décarboné à hauteur de 50 M€ par an** et de lancer des appels à projets sur la mobilité et la production d'hydrogène à l'aide d'électrolyseurs ;

- **de mettre en place en 2020 un système de traçabilité de l'hydrogène décarboné ;**

- **de prolonger la mesure de suramortissement à l'achat de véhicules hydrogène *a minima*** dans les mêmes conditions que pour le GNV (pour les poids lourds de plus de 3,5 tonnes) ;

- **de mobiliser les institutions financières** (financements privés et publics dont Caisse des dépôts et consignations – CDC – Banque des

territoires et Bpifrance) **et standardiser les modèles de cofinancement** pour les projets de déploiement d'écosystèmes mutualisant au niveau local différents usages (mobilité, industrie) ;

- **de mener avec tous les acteurs concernés une réflexion sur la simplification et l'harmonisation** des procédures d'autorisation et d'homologation des bateaux et des solutions d'avitaillement en hydrogène associées ;

- **de poursuivre un soutien à l'innovation**, en particulier pour accompagner l'industrialisation et le passage à l'échelle des acteurs français.

ANNEXE IV – ORIENTATIONS NON CHIFFRÉES FIXÉES PAR LA STRATÉGIE NATIONALE BAS-CARBONE EN MATIÈRE DE GAZ RENOUVELABLES ET DE RÉCUPÉRATION¹

Quelques orientations non chiffrées sont fixées par la SNBC s'agissant des gaz renouvelables et de récupération :

- **réduire les émissions diffuses des ISDND** par le captage du biogaz, associé si possible à sa valorisation ;

- **étudier l'opportunité d'introduire une étape de méthanisation des boues** dans la construction ou la réhabilitation des installations de traitement des eaux usées ;

- **substituer aux énergies fossiles, du biogaz ou des CSR**, dans les industries ne pouvant pas être électrifiées ;

- **développer la méthanisation agricole des effluents d'élevage ou des productions végétales non valorisées** (CIVE, résidus de culture, excédents d'herbe) ;

- **développer au niveau de la recherche et du développement des procédés optimisés de méthanisation, de gazéification et de pyrogazéification** (réduction des fuites, maîtrise des coûts) ;

- **confronter différents scénarios d'affectation de la biomasse ainsi que des scénarios de power-to-gas** afin d'en déterminer les conséquences en termes d'usage de chaleur et de gaz renouvelable à horizon 2050.

¹ Ministère de la transition écologique (MTE), Stratégie nationale bas-carbone (SNBC) 2019-2023, 2024-2028, avril 2020.

ANNEXE V – CADRE RÉGLEMENTAIRE PRÉVU POUR L'OBLIGATION D'ACHAT PAR GUICHET OUVERT APPLICABLE AUX INSTALLATIONS DE BIOGAZ INJECTÉ DANS LES RÉSEAUX DE GAZ NATUREL¹

Obligation d'achat par guichet ouvert	Installations de production de biométhane de moins de 300 Nm³/h ayant signé un contrat avant le 23 novembre 2020	Installations de production de biométhane de moins de 300 Nm³/h ayant signé un contrat après le 23 novembre 2020
Textes applicables	Décret du 21/11/2011 Arrêté du 23/11/2011	Décret du 20/11/2020 Arrêté du 23/11/2020
Durée du contrat	15 ans	15 ans
Conditions administratives	Néant	Achèvement des formalités prévues par le code de l'environnement et obtention du permis de construire
Tarif de référence	- Installations de stockage de déchets non dangereux (ISDND) : 4,5 à 9,5 c€/kWh - Autres installations : 6,4 à 9,5 c€/kWh	- Installations de stockage de déchets non dangereux (ISDND) : 5,5 à 9,9 c€/kWh - Digesteurs de produits ou déchets non dangereux hors matières résultant du traitement des eaux usées urbaines ou industrielles : 8,6 à 12,2 c€/kWh - Digesteurs de produits ou déchets non dangereux, y compris des matières résultant du traitement des eaux usées urbaines ou industrielles : <i>idem</i>
Primes	- Prime « déchets des collectivités – hors boues de stations d'épuration –, déchets des ménages et assimilés ou déchets de la restauration – hors foyer » : 0,5 c€/kWh - Prime « produits issus de cultures intermédiaires et des déchets ou résidus provenant de l'agriculture, de la sylviculture, de l'industrie agroalimentaire ou des autres agro-industries » : 0,2 à 0,3 c€/kWh - Prime « stations de traitement des eaux usées » : 0,1 à 3,9 c€/kWh	- Prime « installations raccordées à un réseau public de distribution de gaz naturel concédé en ou à un réseau public de distribution qui dessert, sur le territoire métropolitain continental, moins de 100 000 clients » : 0,1 à 0,3 c€/kWh - Prime « proportion d'effluents d'élevage : 0 à 1 c€ / kWh - Prime « matières résultant du traitement des eaux usées – hors déchets ou résidus de l'industrie agroalimentaire ou des autres agro-industries » : 0 à 2 c€/kWh

¹ Source : Mission d'information.

Malus	Néant	• Malus « installations bénéficiant d'une aide à l'investissement de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe) » : 0,5 c€/kWh
Réduction trimestrielle	Néant	• Coefficient de réduction si « la somme des capacités maximales de production des contrats d'achat signés est supérieure à 22 000 Nm³/h » : 0,5 c€/kWh • Coefficient de réduction si « la somme des capacités maximales de production des contrats d'achat signés est inférieure ou égale à 22 000 Nm³/h » : 0 à 0,5 c€/kWh

ANNEXE VI – CADRE RÉGLEMENTAIRE PRÉVU POUR L'OBLIGATION D'ACHAT PAR GUICHET OUVERT APPLICABLE AUX INSTALLATIONS DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ UTILISANT LE BIOGAZ PRODUIT PAR MÉTHANISATION¹

Obligation d'achat par guichet ouvert	Installation de production d'électricité utilisant à titre principal le biogaz produit par méthanisation de déchets non dangereux et de matière végétale
Textes applicables	Arrêtés des 19/05/2011, 23/09/2016, 13/12/2016, 03/09/2019 et 11/05/2020
Durée du contrat	20 ans
Conditions administratives	Réalisation d'une étude de préfaisabilité sur la valorisation énergétique en injection du biogaz
Tarif de référence	• Installations dont la puissance est inférieure ou égale à 80 kW : 17,5 c€/kWh • Installations dont la puissance est égale à 500 kW : 15,5 c€/kWh
Primes	• Prime « proportion d'effluents d'élevage » : 0 à 5 c€/kWh
Réduction trimestrielle	• Coefficient de réduction « à compter du 1^{er} janvier 2018 » : 0,5 c€/kWh²

¹ Source : Mission d'information.

² Coefficient intégré dans un calcul plus large.

ANNEXE VII – CRITÈRES DE PERFORMANCE ÉNERGÉTIQUE ET ENVIRONNEMENTALE APPLICABLES AUX AIDES À L'INVESTISSEMENT ATTRIBUÉES PAR L'AGENCE DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA MAÎTRISE DE L'ÉNERGIE (ADEME) AUX PROJETS DE MÉTHANISATION¹

Les aides à l'investissement ne sont allouées aux projets de méthanisation que sous réserve de conditions techniques ou financières destinées à garantir un haut niveau de performance énergétique et environnementale.

Les principales conditions sont les suivantes :

- **un taux de 10 % minimum** de fonds propres ou quasi-fonds propres ;
- **la certification « Qualiméthas »** des entreprises associées au projet ;
- **la conformité de l'installation à la réglementation** et une métrologie complète ;
- **un plan d'approvisionnement et de gestion des intrants** avec :
 - un taux de 50 % maximum de CIVE ;
 - un taux inférieur à 15 % de cultures énergétiques principales ;
 - une maîtrise supérieure à 50 % du potentiel énergétique du gisement ;
 - un rayon d'approvisionnement limité, avec un taux de 90 % des intrants venant de moins de 40 kilomètres ;
 - l'absence de déstabilisation des filières de valorisation performantes sur le plan environnemental (compostage, méthanisation, alimentation animale).
- **un effort d'optimisation du bilan d'émissions de GES** de l'installation par :
 - une couverture et une récupération du biogaz sur le post-digesteur et réduction des émissions lors du stockage du digestat ;
 - l'utilisation de matériel d'enfouissement des digestats lors de leur épandage ;
 - des pratiques agro-écologiques pour la culture de CIVE, dont la limitation du recours aux engrais et aux produits phytosanitaires.

¹ Source : Contribution écrite adressée par l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe).

- une performance de valorisation énergétique :

- de 50 % pour la cogénération ;
- de 75 % pour l'injection.

ANNEXE VIII – AIDES À L'INVESTISSEMENT VOIRE AU FONCTIONNEMENT ALLOUÉES PAR CERTAINS CONSEILS RÉGIONAUX AUX PROJETS DE MÉTHANISATION¹

À titre non exhaustif, **des aides budgétaires aux projets de méthanisation attribuées par les conseils régionaux peuvent être citées :**

- en région Bretagne, une aide à l'investissement – dans la limite de 60 % des dépenses et de 60 000 € –, et une aide au fonctionnement – sur les actions d'animation, d'instruction, de développement et de structuration – peuvent être accordées aux projets de microméthanisation – sous réserve d'une capacité d'injection de moins de 30 Nm³/h, de l'absence de cultures énergétiques, d'un approvisionnement dans un rayon de moins de 30 kilomètres, et d'une valorisation énergétique de plus de 60 % ;

- en région Île-de-France, une aide pour les unités de méthanisation consiste en un soutien aux études de faisabilité et de raccordement, dans la limite de 50 % des dépenses et de 50 000 € ;

- en région Grand Est, un soutien aux études de faisabilité de la méthanisation permet la prise en charge des études de faisabilité, d'injection et de raccordement, dans une limite de 50 à 70 % et de 300 000 € ;

- en région Nouvelle-Aquitaine, le dispositif « MéthaN-Action » comporte une aide à la décision – dans une limite de 50 à 70 % des dépenses liées aux études de faisabilité et d'injection – ainsi qu'une aide à l'investissement – dont le niveau est défini à l'issue de l'instruction du projet et d'une valorisation énergétique de plus de 60 % ;

- en région Pays de la Loire, un appel à projets pour les unités de méthanisation, avec une contribution variable du conseil régional, existe, sous réserve de 50 % de potentiel énergétique, 60 % d'effluents d'élevage et 90 % d'approvisionnement dans un rayon de moins de 30 kilomètres ;

- en région Normandie, le dispositif « Initiative Développement durable Énergie Environnement » apporte une aide couvrant 50 % des dépenses liées à l'amorçage des projets d'énergies renouvelables – études, assistance, conseil, expertise ou personnel – allant de 5 000 à 40 000 €, dès lors qu'ils ne bénéficient pas déjà d'une aide délivrée par l'Ademe ;

¹ Source : Sites institutionnels des conseils régionaux de Bretagne, d'Île-de-France, du Grand Est, de Nouvelle-Aquitaine, des Pays de la Loire, de Normandie et d'Auvergne-Rhône-Alpes, septembre 2021.

- **en région Auvergne-Rhône-Alpes**, un appel à projets méthanisation a été lancé – pour les projets de méthaniseurs agricoles en cogénération de 250 à 500 kW, les projets de méthaniseurs non agricoles en cogénération inférieurs à 500 kW, les projets de valorisation en injection ou en carburants sans limitation de puissance – permettant de couvrir les dépenses de ces projets – achat de foncier, frais bancaires, frais généraux, assurances, dépenses liées au digestat –, pour un montant de 800 à 5 000 €/kW et dans la limite de 200 000 à 500 000 € ;

- **en région Occitanie**, il existe une aide régionale aux missions d'accompagnement pour des démarches de communication ou concertation pour les projets de méthaniseurs supérieurs à 80 kW – dans la limite de 50 % des dépenses et de 50 000 € – et une aide à la réalisation de projets locaux de prévention, de gestion et de valorisation des déchets et de développement de l'économie circulaire – dans une limite de 20 à 50 % et de 50 000 € ;

- **en région Sud**, « Métha'synergie » réunit l'ensemble des acteurs locaux de la méthanisation – région SUD, Ademe, DREAL, chambres d'agricultures, professionnels – et offre un appui et des aides financières.

ANNEXE IX – INCITATIONS FISCALES APPLICABLES AUX ACTIVITÉS LIÉES À LA MÉTHANISATION

À titre non exhaustif, **plusieurs aides fiscales attribuées par l'État ou les collectivités territoriales ou leurs groupements en faveur de la méthanisation existent.**

Pour ce qui est de la phase amont de cette production :

- les installations et bâtiments de toute nature affectés à la production de biogaz sont exonérés de la **taxe foncière sur les propriétés bâties (TFPB)** (article 1382 du code général des impôts) ;

- les sociétés produisant du biogaz sont exonérées de la **cotisation foncière sur les entreprises (CFE) et donc de la cotisation sur la valeur ajoutée des entreprises (CVAE)**¹ (articles 1451 et 1586 *ter* du même code) ;

- les exploitations et coopératives agricoles sont exonérées, pour certaines surfaces ou locaux, de la **taxe d'aménagement (TA)** (articles L. 331-7 et L. 331-8 du code de l'urbanisme)² ;

- seules les installations de production d'électricité d'origine nucléaire ou thermique supérieures ou égales à 50 MW, les installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent ou des

¹ En effet, la CVAE trouve à s'appliquer « dans les conditions fixées » pour la CFE (article L. 1586 *ter* du CGI).

² Une exonération facultative peut, en outre, être adoptée par les collectivités territoriales ou leurs groupements pour ce qui concerne « les locaux à usage industriel ou artisanal » (article L. 331-9 du CGI).

courants ou d'origine hydraulique ou photovoltaïque supérieures ou égales à 100 kW ou les installations de production d'électricité d'origine géothermique supérieures ou égales à 12 MW sont soumises à **l'imposition forfaitaire sur les entreprises de réseaux (IFER)**¹ (articles 1519D, 1519E, 1519F, 1519HB du code des impôts) ;

- s'agissant plus spécifiquement des ISDND, **un tarif réduit**, de 30, 37 ou 47 euros par tonne en 2021, **est appliqué sur la taxe générale sur les activités polluantes (TGAP)**, dès lors qu'elles réalisent une valorisation énergétique de plus de 75 % du biogaz capté et/ou sont exploitées selon la méthode du bioréacteur et réalisent une valorisation énergétique du biogaz capté (article 266 *nonies* du même code)².

Concernant la phase aval de la méthanisation :

- le gaz naturel ou le méthane d'origine renouvelable utilisés comme combustible ou carburant dans les installations de cogénération, pour la fraction des consommations se rapportant à l'électricité, sont exonérés de la **taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques (TICPE)** (article 266 *quinquies* du code des douanes)³ ;

- **un taux réduit de taxe sur la valeur ajoutée (TVA) de 5,5 % est appliqué** à la fourniture d'électricité ou de gaz naturel⁴ ou de chaleur produite à partir de 50 % de production d'énergie renouvelable **ou un taux de 10 %** à la prestation de méthanisation ou la valorisation des digestats (articles 278-0 *bis* et 279 du même code général des impôts⁵) ;

- **une déduction**, de 20, 40 ou 60 %⁶, **sur les bénéfices industriels et commerciaux soumis à l'impôt sur le revenu des personnes physiques (IRPP)**, s'applique à l'acquisition de véhicules utilisant exclusivement le gaz naturel et le biométhane carburant (article 39 *decies A* du même code) ;

- **n'est pas assujetti à la redevance pour pollution de l'eau d'origine non domestique**, l'épandage du digestat issu de la méthanisation (article L. 213-10-2 du code de l'environnement).

¹ Pour le gaz, l'IFER s'applique toutefois aux « installations de gaz naturel liquéfié, aux stockages souterrains de gaz naturel, aux canalisations de transport de gaz naturel, aux stations de compression du réseau de transport de gaz naturel, aux canalisations de transport d'autres hydrocarbures et aux canalisations de transport de produits chimiques » (article 1519 HA du CGI).

² Les installations de combustion dont la puissance est comprise entre 20 et 50 MW sont également exonérées.

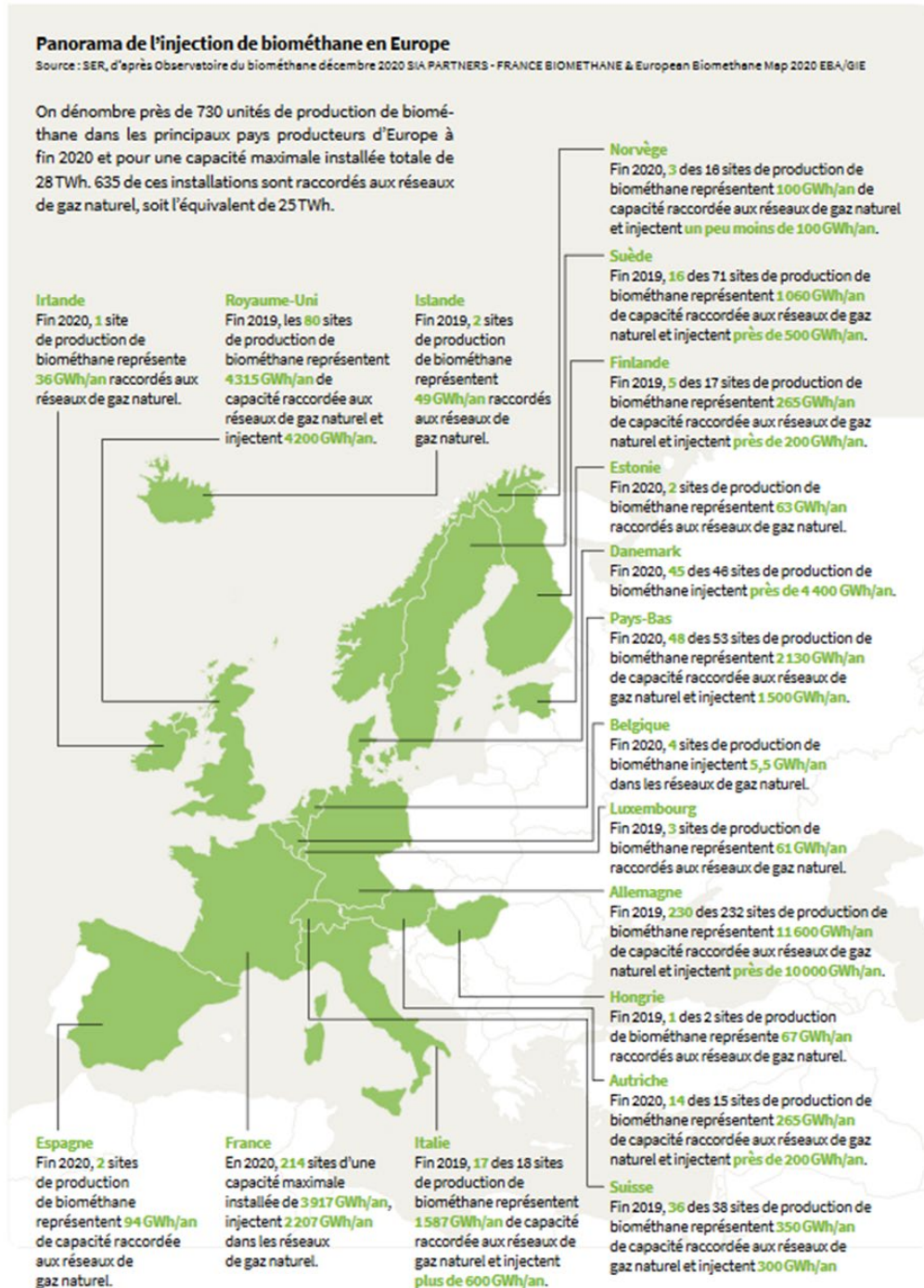
³ Selon ce même article, le tarif de 8,45 euros par mégawattheure (MWH) applicable au gaz naturel est « minoré à hauteur du rapport entre la quantité de biométhane injectée en France dans les réseaux de gaz naturel et la consommation de gaz fournie en France par les réseaux de gaz naturel ».

⁴ Qu'il soit de source renouvelable ou fossile.

⁵ Bulletin officiel des finances publiques (BOFIP), n° BOI-ANX-000 481, 19 mai 2021 : <https://bofip.impots.gouv.fr/bofip/12777-PGP.html/identifiant=BOI-ANX-000481-20210519>

⁶ Du 1^{er} janvier 2019 au 31 décembre 2024 pour les véhicules dont le tonnage est respectivement supérieur ou égal à 2,6 et inférieur à 3,5 tonnes, supérieur ou égal à 3,5 tonnes, supérieur ou égal à 3,5 tonnes et inférieur à 16 tonnes.

ANNEXE X – CARTOGRAPHIE DES POLITIQUES PUBLIQUES CONDUITES EN EUROPE EN MATIÈRE DE BIOGAZ INJECTÉ DANS LES RÉSEAUX DE GAZ NATUREL¹



¹ Gaz réseau distribution France (GrDF), Gaz réseau de transport (GRTgaz), Syndicat professionnel des entreprises gazières non nationalisées (SPEGNN), Syndicat des énergies renouvelables (SER), Teréga, Panorama du gaz renouvelable en 2020, 2021.

**ANNEXE XI – LISTE DES PROPOSITIONS DE LA MISSION D’INFORMATION
SUR LA MÉTHANISATION**

AXE 1 - CLARIFIER LES POLITIQUES PUBLIQUES

1. Reconnaître l’intérêt du biogaz dans les plans énergétiques et climatiques, notamment dans la stratégie nationale bas-carbone (SNBC).

2. Préserver la pluralité et la complémentarité des énergies renouvelables, gazières comme électriques.

3. Au-delà de l’injection, déjà prioritaire, accorder une attention complémentaire aux autres sources – installations de stockage de déchets non dangereux (ISDND), stations d’épuration des eaux usées (STEP) – et usages – cogénération, mobilité – du biogaz, notamment dans la programmation pluriannuelle de l’énergie (PPE).

4. Au-delà de la méthanisation, accorder une attention complémentaire aux autres technologies de production de gaz renouvelable et de récupération (pyrogazéification, power-to-gas, gazéification hydrothermale), notamment dans la programmation pluriannuelle de l’énergie (PPE).

5. Éviter un scénario « tout biogaz à l’allemande » et privilégier un essor réfléchi, maîtrisé, équilibré et progressif du biogaz, avec un point d’étape en 2023 à mi-parcours de l’application de la programmation pluriannuelle de l’énergie (PPE).

6. Renforcer la cohérence du portage ministériel de la politique de soutien au biogaz, entre les ministères de l’agriculture, de la transition écologique et de l’économie, ainsi que des réseaux territoriaux impliqués (services déconcentrés, Ademe, Bpifrance, agences de l’eau).

7. Donner une traduction réglementaire, notamment dans la PPE, cohérente avec les objectifs ou dispositifs de soutien prévus par la loi (loi « Transition énergétique » de 2015, ordonnance sur l’« Adaptation du système gazier » de 2016, loi « LOM » de 2019, loi « Énergie-climat » de 2019, loi « Climat et résilience » de 2021).

8. Préparer la « loi quinquennale » sur l’énergie de 2023, en prévoyant la réévaluation de l’objectif de 10 % de gaz renouvelable d’ici à 2030 et en y intégrant les technologies complémentaires à la méthanisation (pyroazéification, power-to-gas, gazéification hydrothermale).

9. Consacrer un « modèle français » de la méthanisation, sous l'égide de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe), la Commission de régulation de l'énergie (CRE), de Chambres d'agriculture France (CAF) et du Haut Conseil pour le climat (HCC) et constituer une « filière française » de la méthanisation, sous l'impulsion du CSF « Industries de nouveaux systèmes énergétiques ».

10. Consolider l'obligation d'achat et le complément de rémunération, attribués en guichet ouvert ou par appel d'offres, en veillant à la modération des coûts et à la rentabilité des installations :

a. Garantir une transparence dans le soutien apporté à la filière, en chargeant le ministère de la transition écologique (MTE), en lien avec la Commission de régulation de l'énergie (CRE), d'une évaluation du coût consolidé du soutien public à la filière du biogaz, par type d'installations et d'usages ;

b. Compenser la baisse des « tarifs d'achats » provisoires demandés à la filière en mettant en œuvre les mécanismes de soutien extra-budgétaires, à commencer par les « certificats de production de biogaz » ;

c. Mesurer les conséquences de la baisse des « tarifs d'achats » provisoires, en particulier le malus de 0,5 c€/kWh¹ en cas d'aide à l'investissement versé par l'Ademe ;

d. Instituer un appel d'offres sur les installations supérieures à 300 GWh, non mis en œuvre depuis l'ordonnance « Adaptation du secteur gazier » de 2016 ;

e. Instituer un appel d'offres sur le biogaz non injecté majoritairement destiné à des usages liés à la mobilité, non mis en œuvre depuis la loi « LOM » de 2019 ;

f. Prévoir un soutien à l'ensemble des installations de production de biométhane dans les « tarifs d'achat » définitifs.

11. Maintenir un plein soutien à la valorisation du biogaz par cogénération, en particulier dans le cadre des « tarifs d'achat ».

12. Maintenir un soutien spécifique à l'injection du biométhane issu des boues d'épuration (STEP).

13. Rendre plus effectif le « droit à l'injection » là où il trouve à s'appliquer, en permettant une annualisation de la capacité maximale des installations de production de biométhane (indice C_{max}).

14. Abaisser les coûts de raccordement, en appliquant le taux de réfaction tarifaire de 60 % issu de la loi « Climat et résilience » de 2021.

¹ Soit 5 €/MWh.

15. Répondre aux difficultés de la réforme du mécanisme des « garanties d'origine », issue de la loi « Énergie-Climat » de 2019, en évaluant ses modalités, corrigeant ses lacunes et anticipant ses évolutions.

16. Permettre un soutien à coût réduit pour les finances publiques en faveur du biogaz, en appliquant rapidement le mécanisme des « certificats de production de biogaz », issu de la loi « Climat et résilience » de 2021.

17. Maintenir un cadre fiscal et bancaire incitatif pour la filière du biogaz, *via* des réductions d'impositions nationales – sur la taxe intérieure sur la consommation de gaz naturel (TICGN) ou la taxe générale sur les activités polluantes (TGAP) – mais aussi des prêts sans garantie – comme ceux de Bpifrance.

18. Intégrer le biogaz dans le « Plan de relance », dès l'examen du projet de loi de finances pour 2022.

19. Corriger les distorsions de concurrence dans les dispositifs de soutien, notamment selon les types de méthaniseurs ou de technologies de production de gaz renouvelable et de récupération.

AXE 2 - STRUCTURER LA FILIÈRE POUR AMÉLIORER LES PRATIQUES

20. Consolider la « démarche qualité » portée par la filière, notamment par la diffusion du label « Qualimétha » et de l'institution d'un label « Exploitation ».

21. Consolider l'information et la formation disponibles, en envisageant l'institution d'un portail national du biogaz par la puissance publique.

22. Mieux structurer la gouvernance nationale de la filière, en instituant *a minima* un groupe dédié au sein du comité stratégique de filière (CSF) du Conseil national de l'industrie (CNI) « Industries des nouveaux systèmes énergétiques ».

23. Mobiliser la planification énergétique et climatique – stratégie nationale de mobilisation de la biomasse (SNMB), programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), stratégie nationale bas-carbone (SNBC) – en associant la filière du biogaz à son élaboration pour une prise en compte de tous les enjeux dans l'utilisation de la biomasse.

24. Mettre des moyens administratifs ou financiers d'ingénierie à la disposition des porteurs de projets de méthanisation.

25. Appliquer le « bac à sable réglementaire » et élargir les « contrats d'expérimentation » pour soutenir les différentes technologies innovantes de production de gaz renouvelable et de récupération.

26. Développer la pyrogazéification, la gazéification hydrothermale et le power-to-gas en complément de la méthanisation, en prévoyant des appels à projets dédiés par l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe) ou l'Agence nationale de la recherche (ANR) et en élargissant les prêts sans garantie de Bpifrance.

27. Développer une « co-digestion territoriale » pour permettre une valorisation des biodéchets des collectivités, des citoyens et des entreprises, aux côtés de ceux d'origine agricole.

28. Développer la captation et la valorisation du CO₂ issu du procédé de séparation des gaz.

29. Utiliser le biogaz - biogaz naturel pour véhicules (bioGNV), biogaz naturel comprimé (bioGNC), biogaz naturel liquéfié (bioGNL) - pour la décarbonation des transports lourds de marchandises, en appliquant un cadre de soutien adapté (« tarifs d'achat », « garanties d'origine », incitations fiscales).

AXE 3 - TERRITORIALISER LES PROJETS

30. Renforcer l'information préalable des élus locaux concernant les projets de méthanisation, à commencer par celle des maires des communes et des présidents des établissements publics de coopération intercommunale (EPCI) d'implantation, en appliquant aux projets d'énergies renouvelables gazières les outils prévus pour celles électriques.

31. Mieux associer les autorités organisatrices de la distribution d'énergie (AODE) à la mise en œuvre du « droit d'injection », en phase amont de la définition des zones de raccordement.

32. Ouvrir plus largement les transferts de « garanties d'origine » aux collectivités territoriales, en appliquant les avancées issues des lois « Énergie-Climat » et « Climat et résilience » et en prévoyant l'information des élus locaux par les services déconcentrés de l'État.

33. Structurer la gouvernance locale de la filière biogaz autour des comités régionaux de pilotage du schéma régional de biomasse (SRB), des schémas régionaux d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires (SRADDET) et des schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie (SCRAE).

34. Prévoir un axe lié au biogaz dans les stratégies régionales de valorisation de la biomasse (SRB) voire les schémas régionaux d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires (SRADDET), les schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie (SCRAE) et les plans climat-air-énergie territoriaux (PCAET).

35. Promouvoir une administration en « mode projet », avec une attention particulière des services déconcentrés de l'État en matière de délais, de procédures, de formations et d'échanges.

36. Instituer un « guichet unique » pour les porteurs de projets de méthanisation.

37. Consolider les moyens des services déconcentrés intervenant dans l'instruction, la gestion ou le contrôle des installations de méthanisation, à commencer par ceux des directions départementales de protection des populations (DDPP) et des directions régionales de l'environnement, de l'aménagement et du logement (DREAL).

38. Prévenir les contentieux par une attention accrue portée à la rédaction des actes administratifs et des études d'impact, en particulier sur la qualité de l'eau, d'une part, à l'association des parties prenantes en amont et au contrôle de l'application de la réglementation par les services déconcentrés de l'État, d'autre part.

39. Constituer une base de données pour l'ensemble des installations de production de biogaz, quel que soit leur mode de valorisation, y compris par injection ou sous forme de carburant, sous l'égide de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe).

40. Évaluer et contrôler l'application locale de la réglementation applicable aux projets de méthanisation, notamment en matière de conditions d'implantation, de prévention des fuites, de règles d'épandage ou de transport d'intrants.

41. Favoriser l'ancrage territorial des projets, en renforçant la place des acteurs du monde agricole dans la gouvernance locale et en mobilisant les réseaux territoriaux des chambres d'agriculture et des sociétés d'aménagement foncier et d'établissement rural (SAFER).

AXE 4 - AMÉLIORER LES PRATIQUES
POUR RENFORCER LEURS EXTERNALITÉS POSITIVES

42. Évaluer plus finement les impacts économiques du projet de décret MFSC concernant la méthanisation des boues d'épuration. Compenser, le cas échéant, les impacts économiques du projet de décret dans l'élaboration du dispositif de soutien à la méthanisation des boues d'épuration.

43. Identifier dans le plan régional de prévention et de gestion des déchets un maillage pertinent pour s'assurer de la valorisation optimale des biodéchets.

44. Poursuivre l'acquisition des connaissances sur l'impact agronomique de l'épandage du digestat.

45. Poursuivre les études afin d'estimer l'impact de la filière de méthanisation sur les agents pathogènes et les bactéries résistantes aux antibiotiques.

46. Développer une recherche pluridisciplinaire pour comprendre la réalité des projets, notamment dans leurs impacts socio-économiques. Mettre en place un outil d'observation associant les SAFER qui permettrait de mesurer les effets induits par la massification potentielle de la méthanisation agricole sur les prix du foncier et des matières premières.

47. Publier le rapport prévu par la loi « Énergie-Climat » sur les externalités positives de la méthanisation et l'étendre aux externalités négatives.

48. Conduire une évaluation environnementale continue pour un développement piloté de la filière.

49. Conserver le plafond de 15 % sur les cultures alimentaires ou énergétiques, cultivées à titre principal, auxquelles les installations de méthanisation peuvent avoir recours, et contrôler son application.

50. Préserver le modèle à la française, privilégiant la valorisation des déchets réels, encadrant l'exploitation énergétique de cultures à vocation alimentaire - en conservant une limite de cultures dédiées dans les intrants utilisés par la méthanisation - et autorisant la valorisation des CIVE.

51. Définir plus précisément les CIVE, tant dans la nature des cultures que dans leur ordre de succession dans la rotation culturale. Privilégier le développement des CIVE sans engrais minéral de synthèse ni traitement phytosanitaire. Concernant les CIVE d'été, réserver le

recours à l'irrigation à la sécurisation de la levée des plantes.

52. Déterminer une distance maximale de parcours des intrants, différenciée selon le type d'intrants et en fonction des territoires. Fixer cette distance maximale proportionnellement au pouvoir méthanogène des intrants.

53. Élaborer un guide des bonnes pratiques d'épandage des digestats, pour limiter les risques de sur-azotification et d'émissions de protoxyde d'azote.

**AXE 5 - PRÉVENIR LES RISQUES ET RENFORCER
LA CONNAISSANCE DE LA MÉTHANISATION
PAR LE GRAND PUBLIC**

54. Continuer à développer une approche empirique, fondée sur les précédents, pour faire évoluer le cadre réglementaire relatif aux risques. Développer une culture de la prévention des risques pour prévenir les difficultés en amont.

55. Évaluer la simplification du régime des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE).

56. Évaluer l'impact économique du nouveau régime ICPE et en tirer les conclusions en termes de compensation dans le cadre d'un maintien des objectifs.

57. Continuer à améliorer la conception des installations pour prévenir les risques, en pérennisant notamment le label Qualimétha.

58. Développer une culture de la prévention des risques parmi l'ensemble des acteurs de la méthanisation en renforçant les offres de formation continue. Familiariser les étudiants aux enjeux de la méthanisation dès la formation initiale au sein des établissements d'enseignement agricole.

59. Renforcer le cadre de concertation locale, notamment pour les installations simplement soumises à déclaration. Généraliser la communication en amont des projets, y compris pour ceux simplement soumis à déclaration.

60. Inciter les régions (ou les départements) à la mise en place d'outils de concertation locale visant à renforcer l'acceptabilité des projets.

61. Développer une information nationale « grand public » pour diffuser une connaissance générale minimale de la méthanisation. Soutenir des programmes d'information sur la méthanisation agricole dans les territoires, par exemple par l'organisation de journées portes ouvertes.

CONTRIBUTION DE GROUPES POLITIQUES

Contribution du groupe Écologiste – Solidarité et Territoires

L'essor très rapide de la méthanisation sur une grande partie du territoire national suscite de fortes interrogations et de vives inquiétudes, de la méfiance voire de l'hostilité, pour un nombre croissant d'élus locaux et de citoyens.

Ces questionnements ne se limitent pas aux projets d'installation manifestement surdimensionnés, à l'instar de celui de Corcoué-sur-Logne en Loire-Atlantique, ou aux conséquences de l'accident d'exploitation survenu à Châteaulin dans le Finistère, en août 2019. Un peu partout en France, des élus locaux, des scientifiques, des responsables associatifs, des collectifs de riverains, ou de simples citoyens soulèvent la question de la compatibilité même du développement de la méthanisation, au regard des problématiques de la protection de l'environnement, de la politique énergétique, ainsi que de l'avenir de notre agriculture.

Tous ces sujets doivent faire l'objet d'une analyse objective et être placés au cœur du débat public.

En demandant la constitution de cette mission commune d'information, consacrée à la méthanisation dans le mix énergétique, ses enjeux et ses impacts, le groupe Écologiste Solidarité et Territoires a souhaité répondre à ces attentes.

La mission sénatoriale a activement travaillé sur ces sujets durant une période de six mois : son rapport est le fruit d'un travail collectif considérable, associant 23 Sénateurs issus de tous les groupes politiques du Sénat. Son contenu, de même que l'ensemble des recommandations et des propositions a fait l'objet *in fine* d'un vote, qui reflète les équilibres politiques majoritaires du Sénat.

Le rapporteur Daniel Salmon, Sénateur écologiste d'Ille-et-Vilaine, s'est attaché, conformément à son rôle institutionnel à rapporter, non pas pour le compte de son seul groupe politique, mais pour l'ensemble des parlementaires composant la mission, tout en faisant valoir la sensibilité écologiste et environnementale qui est la sienne. Nous nous félicitons qu'il soit parvenu à trouver ce point d'équilibre et que le rapport de la mission d'information ait été adopté.

Il appartient désormais au groupe Écologiste Solidarité et Territoires de faire valoir ses propres orientations et propositions sur la méthanisation, lesquelles recouvrent, pour une part, les analyses de la mission d'information, mais les dépassent également sur plusieurs points importants, pour une autre part. Tel est l'objet de la présente contribution.

Pour ce qui concerne le groupe Écologiste Solidarité et Territoires il convient d'aller plus loin sur plusieurs points clé, en particulier sur la question de l'équilibre entre réglementation et incitation. Les membres de la mission d'information ont certes majoritairement choisi de privilégier cette dernière voie, en mettant l'accent sur les nombreuses bonnes pratiques à valoriser dans ce domaine. Nous souhaitons donc des règles et des moyens en conséquence pour les services de l'État afin d'effectuer un vrai contrôle des pratiques. Une demande partagée avec le monde agricole.

En préambule, alors que le dérèglement climatique nous oblige à limiter et à terme arrêter la consommation d'énergies fossiles, nous insistons sur le fait que si l'usage la biomasse a un rôle important à jouer en matière de production d'énergie, il faut veiller à ne pas bouleverser les équilibres entre ses différents usages. En effet, la biomasse est essentielle dans la production alimentaire humaine et animale, la production de fibres, de fumure ainsi que pour la faune et la flore. Sa contribution à satisfaire les besoins en énergie doit rester limitée, au risque de voir les sols agricoles privés de matières organiques, et ce faisant nécessitant un appel à de plus en plus d'intrants chimiques. De plus concernant la biomasse issue des forêts, il faut s'inscrire dans le temps long et ne pas prélever davantage que l'équivalent de la captation annuelle de carbone pour éviter un déstockage.

Nous ne développerons pas ici les problématiques de la méthanisation propre aux ISDND et aux STEP. Nous avons là à faire avec de véritables déchets pour lesquels la méthanisation est un exutoire positif.

Concernant les déchets bio-ménagers, le tri à la source permet d'ouvrir deux possibilités, compostage ou méthanisation qui doivent être étudiées en fonction des objectifs territoriaux.

Ici, comme en agriculture, le terme de déchet est impropre car ces matières organiques ont une réelle valeur agronomique.

Il est important de rappeler que les projets de méthanisation ne doivent pas concurrencer la production alimentaire. Tout usage d'une culture dédiée pour la méthanisation, vient se substituer à un autre usage et peut dans certains cas conduire à des importations. Nous reprenons ici les propos de Marc Dufumier qui invite à s'interroger à chaque fois sur l'usage le plus pertinent d'une matière organique. Ainsi, une diminution du pourcentage maximum de cultures dédiées doit selon nous être envisagée (aujourd'hui fixé à 15% de la matière brute mais correspondant en cas d'atteinte de ce plafond à environ 25% de la matière sèche).

Dans le même sens, nous préconisons de proscrire l'emploi d'engrais de synthèse pour développer les cultures intermédiaires à vocation énergétique, dans la mesure où cette pratique ajoute de l'azote et dégrade le bilan carbone de la méthanisation, bien entendu l'usage de produits phytosanitaires sur les CIVE doit être pros crit car il viendrait encore dégrader la qualité des eaux.

Nous sommes également préoccupés par le risque que la méthanisation vienne renforcer un modèle agricole trop intensif et prédateur, qu'elle vienne insidieusement participer à l'agrandissement des structures, voire industrialiser l'agriculture et nous éloigner davantage de l'agriculture familiale et paysanne. Il est indispensable que la méthanisation reste une activité secondaire, une diversification visant à s'inscrire dans une logique d'économie circulaire et d'autonomie énergétique. Elle doit donc permettre d'orienter l'agriculture vers des pratiques plus vertueuses : rotation des cultures, diminution assumée des cheptels dans certaines régions, suppression des engrais chimiques, sortie des pesticides, limitation de l'irrigation, diversification des assolements, retour vers une polyculture élevage généralisée synonyme de résilience.

Nous considérons tout aussi nécessaire de quantifier avec prudence, lors de l'instruction des dossiers d'agrément des installations de méthanisation par les autorités administratives, le niveau prévisionnel des intrants internes à l'exploitation. L'unité de méthanisation doit être territorialisée et sa capacité doit être prudentielle, fondée sur une étude approfondie du gisement d'intrants propres à la ou les exploitations concernées. Les CIVE d'été sont en particulier soumises aux aléas climatiques. La capacité de l'unité de méthanisation ne devrait pas dépasser 70 % du gisement moyen mobilisable. Une priorité devrait être donnée à l'utilisation des fourrages pour la nutrition animale en cas de raréfaction de la ressource. D'autre part, il conviendrait de mettre en place de véritables contrôles pour les CIVE, afin de garantir qu'elles assurent pleinement leur rôle d'interculture et ne soient pas des cultures dédiées dissimulées. L'idée générale consisterait ici à éviter qu'un plan d'activité (business plan) initial excessivement optimiste ne condamne par la suite les agriculteurs à acheter de manière significative des intrants à l'extérieur ce qui dégraderait le bilan comptable comme le bilan carbone.

Concernant les intrants externes à l'exploitation, ils ne devraient pas constituer plus de 10 % de la totalité. Il serait de plus indispensable de mettre en place des contrats sur 15 ans entre fournisseurs de « déchets » et gestionnaires des méthaniseurs afin d'assurer l'équilibre du projet.

Nous jugeons également nécessaire d'introduire des seuils réglementaires supplémentaires, en limitant la distance parcourue par les intrants à 5 km pour les effluents d'élevage et 20 km pour les déchets issus de l'industrie agro-alimentaire (distance indicative à moduler selon les territoires).

En matière d'agronomie et d'impacts sur le monde rural, nous soutenons l'obligation, pour les digestats, de retourner vers les exploitations d'origine au prorata des intrants. La question du digestat et de sa capacité à non seulement maintenir mais augmenter de 4 pour mille par an le stockage de carbone dans le sol est un élément essentiel. La réponse donnée par les études en cours sera un élément décisif pour qualifier le bilan carbone de la

méthanisation, son bilan agronomique et éventuellement réévaluer le soutien à la filière.

S'agissant du modèle économique, nous considérons que le plan d'activité des nouveaux projets d'unité de méthanisation soumis à l'agrément des pouvoirs publics devrait prévoir une limitation du recours à l'endettement sur 10 ans maximum, tandis que les tarifs sont garantis sur 15 ans. Nous souhaitons, là encore, protéger le cas échéant les agriculteurs en les préservant d'un *business plan* trop optimiste pouvant mettre à mal l'autonomie financière de leur exploitation.

En ce qui concerne la réglementation de la gestion des risques, le groupe Écologiste Solidarité et Territoires, juge nécessaire d'aller au-delà des trois arrêtés ICPE publiés en juin 2021, en envisageant une révision des seuils, par exemple avec la suppression du régime de déclaration, un régime d'enregistrement de 0 à 60 t/jour et une généralisation des autorisations au-dessus de ce seuil. Seuls la concertation et le débat démocratique sont à même d'éviter les oppositions frontales.

La formation des exploitants et la capacité à recruter du personnel qualifié sont également essentielles pour assurer la sécurité des installations.

En l'absence de méthaniseur, des systèmes de couverture des fosses existantes avec captation du biogaz émis sont très certainement à généraliser. Ils permettent avec un investissement modéré de récupérer du méthane - qui sans ce système part directement dans l'atmosphère - générant ainsi un bénéfice net pour l'environnement.

Un autre point de vigilance rarement évoqué : le bien-être animal. L'objectif de récupérer un maximum d'effluents d'élevage peut conduire à garder le cheptel en stabulation tout au long de l'année et le nourrir en permanence à l'auge. La vache dans le pré pourrait devenir un vague souvenir.

En définitive et d'une façon générale, il s'agit d'inscrire cette filière, plus fortement encore que cela est le cas aujourd'hui, dans une trajectoire réfléchie et durable sur le long terme avec l'affirmation que le regard des citoyens-contribuables sur ces dossiers est pleinement légitime. Chaque euro d'argent public doit être utilisé là où il est le plus efficace, dans la sobriété énergétique et/ou la production d'énergie renouvelable.

Comme le souligne le rapport de la mission d'information, l'objectif d'excellence environnementale apparaît effectivement « *comme une condition non négociable, un prérequis indispensable à l'avenir de la méthanisation en France* ». Mais nous devons être plus ambitieux encore, si nous voulons collectivement agréger les citoyens pour relever le défi de la transition écologique.

Telle est la voie que nous devons adopter pour parvenir à un modèle français de méthanisation agricole qui soit vertueux, respectueux de l'environnement, utile aux agriculteurs, utile aux citoyens.

Contribution de Jean-Claude Tissot, Thierry Cozic, Hervé Gillé
et Angèle Prévaille

Au nom du groupe Socialiste, Écologiste et Républicain

La méthanisation s'inscrit au cœur de plusieurs enjeux très importants : l'environnement, la gestion des déchets, la politique énergétique et l'avenir de notre agriculture. Le récent développement de cette filière doit être accompagné par une réflexion construite et adaptée aux conséquences et aux potentialités. Ainsi, il est nécessaire d'être vigilant sur plusieurs points afin que la méthanisation soit intégrée dans notre bouquet énergétique, sans être créatrice d'externalités négatives pour l'humain, pour l'environnement et pour d'autres secteurs d'activité.

Premièrement, concernant les relations entre la méthanisation et la pratique agricole, il faut être particulièrement prudent sur le modèle que l'on souhaite installer. Les cultures dédiées à la méthanisation ne doivent pas rentrer en concurrence avec la production principale de l'exploitation agricole, que ce soit pour l'alimentation humaine ou animale. Les surfaces agricoles françaises ne doivent pas être progressivement accaparées par les différents usages de la méthanisation. Le plafond de 15 % sur les cultures alimentaires ou énergétiques, cultivées à titre principal, auxquelles les installations de méthanisation peuvent avoir recours, doit être scrupuleusement contrôlé. A terme, une proposition innovante pourrait être de valoriser fortement la tarification du biogaz revendu si l'exploitant s'engage à limiter l'utilisation d'intrants.

Deuxièmement, les recettes provenant de la méthanisation peuvent venir compléter les revenus des agriculteurs, mais il est nécessaire d'être vigilant sur la substitution progressive des revenus agricoles par ces recettes fortement subventionnées. De même, il existe un enjeu important sur la garantie du prix de revente de la ressource, notamment lors de la transmission ou de la vente des exploitations agricoles. En effet, dès l'installation du méthanisateur, les prix de revente sont garantis durant les quinze prochaines années. Ainsi, quelles sont les garanties de prix de revente pour les futurs exploitants ? Cette réflexion doit être prise en considération dans la logique où les méthanisateurs sont souvent considérés comme une valeur ajoutée et source de revenus stables pour les exploitations.

Troisièmement, à l'image de l'ensemble des énergies renouvelables, la méthanisation ne doit pas être pleinement privatisée et gérée dans des réflexions purement économiques. Les collectivités territoriales et les élus locaux doivent être pleinement associés, pour bâtir des projets de méthanisateurs à proximité immédiate des villes où la consommation est la

plus importante. Nous rejoignons la proposition du rapport sur le renforcement de l'information des élus locaux sur les projets de méthanisation, à commencer par les maires des communes et les présidents des EPCI d'implantation. L'information des élus locaux, le plus en amont possible, est un impératif pour favoriser l'acceptabilité des projets dans les territoires.

Le développement de la méthanisation doit s'effectuer dans une logique de planification de notre politique énergétique et de respect de nos surfaces agricoles. Ainsi, il doit être progressif, conçu avec les acteurs locaux, adapté aux besoins territoriaux et doit prendre en compte les risques et les conséquences environnementales de cette filière. Les nombreuses incertitudes restantes sur cette filière justifient un développement raisonné et encadré de la méthanisation en France.

LISTE DES PERSONNES ENTENDUES

Lundi 8 mars 2021

- *Ministère de la transition écologique - Direction générale de l'énergie et du climat* : **Mme Sophie MOURLON**, directrice de l'énergie, **M. Étienne DENIEUL**, chef de bureau à la direction de l'énergie.

- *Ministère de l'agriculture et de l'alimentation - Direction générale de la performance économique et environnementale des entreprises* : **M. Sylvain RÉALLON**, sous-directeur filières forêt-bois, cheval et bioéconomie, **Mme Isabelle MELLIER**, adjointe au sous-directeur des filières forêt-bois, cheval et bioéconomie.

- *Ministère de la transition écologique - Direction générale de la prévention des risques* : **M. Philippe BODENEZ**, chef du service des risques sanitaires liés à l'environnement, des déchets et des pollutions diffuses.

Lundi 15 mars 2021

- *AMORCE* : **M. Nicolas GARNIER**, délégué général.

- *Association Négawatt* : **M. Christian COUTURIER**, président et directeur général de Solagro.

- *Assemblée permanente des chambres d'agriculture* : **M. François BEAUPÈRE**, second vice-président - président de la chambre d'agriculture des Pays-de-la-Loire.

Mardi 16 mars 2021

- *Syndicat des énergies renouvelables* : **M. Jean-Louis BAL**, président.

- *France gaz renouvelables* : **M. Jacques-Pierre QUAACK**, président, **M. Olivier DAUGER**, co-président.

Mercredi 17 mars 2021

- Table ronde :

GrDF : **M. Frédéric MARTIN**, directeur général adjoint ;

Engie : **M. Édouard SAUVAGE**, directeur général adjoint ;

GRTgaz : **M. Thierry TROUVÉ**, directeur général.

Lundi 22 mars 2021

- *Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe)* : **M. Fabrice BOISSIER**, directeur général délégué.

- *Commission de régulation de l'énergie* : **M. Dominique JAMME**, directeur général, **Mme Olivia FRITZINGER**, chargée des relations institutionnelles, **M. Romain CHARVET**, chargé de mission à la direction de la communication et des relations institutionnelles, **Mme Jeanne HOZA-OUFINON**, chargée de mission au département Dispositifs de soutien aux énergies renouvelables et aux consommateurs de la direction du développement des marchés et de la transition énergétique.

- Table ronde

Association des agriculteurs méthaniseurs de France (AAMF) : **M. Jean-François DELAITRE**, président ;

France biométhane (FM) : **M. Alain PLANCHOT**, président, **M. Aurélien LUGARDON**, secrétaire et porte-parole - président directeur général de Naskeo, **M. Arnaud BOSSIS**, membre du bureau ;

Association technique énergie environnement (ATEE) – Club biogaz : **M. Christian DECONNINCK**, président, **M. Marc SCHLIENGER**, délégué général du Club biogaz de l'ATEE ;

Association française du gaz (AFG) : **M. Patrick CORBIN**, président, **M. Thierry CHAPUIS**, délégué général, **Mme Laurence CONFORT**, directrice stratégie et communication, **M. Max-Erwann GASTINEAU**, responsable affaires publiques ;

Association française du gaz naturel pour véhicules (AFGNV) : **M. Gilles DURAND**, secrétaire général, **M. Jean-Claude GIROT**, président ;

Fédération des services énergie environnement (Fedene) : **M. Ghislain ESCHASSERIAUX**, délégué général, **M. Sébastien DESPONT**, membre de la Fedene Bioénergies.

Jeudi 25 mars 2021

- *France nature environnement (FNE)* : **M. Michel DUBROMEL**, président, **Mme Marie-Pascale DELEUME**, présidente FNE-Bretagne.

- *Association nationale des industries alimentaires (ANIA)* : **Mme Victoire PERRIN**, responsable des affaires publiques, **M. Xavier ASTOLFI**, directeur général adjoint de Cristal Union.

- *Institut national de l'environnement industriel et des risques (Ineris)* : **M. Laurence ROUÏL**, directrice de la stratégie, de la politique scientifique et de la communication, **Mme Marie-Astrid SOENEN**, coordinatrice de la cellule thématique sur la transition énergétique et l'économie circulaire au sein de la direction Stratégie, politique scientifique et communication,

Mme Karine ADAM, ingénieure au sein de l'unité Technologies propres et économie circulaire de la direction Sites et territoires.

Lundi 29 mars 2021

- *Bpifrance* : **M. Quentin CORNU-THÉNARD**, directeur du financement de l'immatériel, **Mme Pascale COURCELLE**, directrice du financement de l'immobilier et de l'énergie-environnement, **Mme Salomé BENHAMOU**, chargée de relations institutionnelles.

- *Collectif scientifique national sur la méthanisation raisonnée (CSNM)* : **M. Daniel CHATEIGNER**, professeur à l'université de Caën - coordonnateur du collectif scientifique national sur la méthanisation raisonnée, **M. Sébastien AMALGRO**, maître de conférences à l'université de Reims Champagne-Ardenne - membre du collectif scientifique national sur la méthanisation raisonnée.

Mardi 30 mars 2021

- Table ronde

FNSEA : **M. Olivier DAUGER**, membre du conseil d'administration, chargé des questions Énergie et climat ;

Jeunes agriculteurs : **M. Christophe CHATET**, membre du conseil d'administration ;

Confédération paysanne : **M. Georges BARONI**, responsable de la commission Énergie ;

Coordination rurale : **M. Alain SAMBOURG**.

Jeudi 1 avril 2021

- *Agences de l'eau* : **M. Guillaume CHOISY**, directeur général de l'agence de l'eau Adour-Garonne, **M. Marc HOELTZEL**, directeur général de l'agence de l'eau Rhin-Meuse, **MM. Martin GUTTON**, directeur général, et **Denis ROUSSET**, directeur des politiques d'intervention par intérim de l'agence de l'eau Loire-Bretagne.

Mardi 6 avril 2021

- Table ronde :

Inrae : **M. Nicolas BERNET**, directeur de recherche, **Mme Sabine HOUOT**, directrice de recherche ;

Agrocampus Ouest : **M. Pierre AUROUSSEAU**, professeur de sciences de l'environnement ;

Solagro : **M. Philippe POINTEREAU**, directeur du pôle environnement.

M. Marc DUFUMIER, agronome ;

M. Jean-Pierre JOUANY, ancien directeur de recherche à l'INRA.

Jeudi 8 avril 2021

- *Régions de France* : **M. Éric FOURNIER**, vice-président de la région Auvergne-Rhône-Alpes.

- *Association d'initiatives locales pour l'énergie et l'environnement (AILE)* : **M. Ronan LE BOURHIS**, président, **Mme Armelle DAMIANO**, directrice, **Mme Adeline HAUMONT**, chargée de mission Méthanisation, spécialiste digestat-sanitaire.

- *Tryon* : **M. Sébastien GACOUGNOLLE**, directeur général.

- *FranceAgriMer* : **M. Pierre CLAQUIN**, directeur Marchés, études et prospective, **M. Patrick AIGRAIN**, chef du service Analyses et fonctions transversales et multifilières, **Mme Lisa CHENERIE**, responsable de l'unité bio-économie.

- *Nénufar* : **M. Rémy ENGEL**, responsable commercial.

Lundi 12 avril 2021

- *Sublime énergie* : **M. Bruno ADHÉMAR**, co-fondateur et président, **M. Nicolas BRÉZIAT**, co-fondateur et directeur général, **M. François GIGER**, président du comité de mission de Sublime Énergie, ingénieur en chef des mines, consultant en stratégie dans le domaine de l'énergie, **M. Mathias MARTIN**, membre du conseil de surveillance de Sublime énergie et entrepreneur, **Mme Servane LECOLLINET**, co-gérante de Gazea.

- *Biogaz Vallée* : **M. Xavier JOLY**, président, **M. Frédéric FLIPO**, vice-président, **M. Grégory LANNOU**, directeur.

- Table ronde

Sous-préfecture de l'arrondissement du Gourdon : **Mme Hélène HARGITAL**, sous-préfète ;

Direction régionale de l'environnement, de l'aménagement et du logement (DREAL) : **M. Alain CHAMPEIMONT**, directeur territorial de l'unité interdépartementale Tarn-et-Garonne et Lot ;

Collectif national vigilance méthanisation-canal historique (CNVM-ch) : **M. François GILLET**, membre, **Mme Anne DANJOU**, membre.

- *Méthagriloué* : **M. Sylvain BEAUVAIS**, président.

- *Fédération nationale des Sociétés d'aménagement foncier et d'établissement rural (SAFER)* : **M. Emmanuel HYEST**, président, **Mme Muriel GOZAL**, directrice, **Mme Sabine AGOFROY**, responsable relations publiques, affaires européennes et internationales.

Mercredi 12 mai 2021

- *Ministère de la transition écologique* : **Mme Barbara POMPILI**, ministre.

- *Ministère de l'agriculture et de l'alimentation* : **M. Julien DENORMANDIE**, ministre.

Mardi 8 juin 2021

- *Préfecture du Finistère* : **M. Philippe MAHÉ**, préfet.

Mercredi 9 juin 2021

- *Mairie de Corcoué-sur-Logne* : **M. Claude NAUD**, maire.

Vendredi 11 juin 2021

DÉPLACEMENT EN SEINE-ET-MARNE

- *Assemblée nationale* : **M. Jean Louis THIÉROT**, député.

- *Communauté de communes de Brie, des Rivières et Châteaux* : **M. Christian POTEAU**, président.

- *Chambre d'agriculture de Seine-et-Marne* : **M. Thierry BONTOUR**, président.

- *Conseil départemental de Seine-et-Marne* : **M. Daisy LUCZAK**, conseillère départementale, **M. Jean-Marc CHAMUSSOT**, conseiller départemental.

- *Mairie de Chaumes en Brie* : **M. François VENANZUELA**, maire.

Lundi 14 juin 2021

DÉPLACEMENT EN ILLE-ET-VILAINE

- *Fougères agglomération* : **M. Patrick MANCEAU**, président.

- *Engie* : **M. Ollivier CHESNAIS**, responsable développement Engie BiOZ, **M. Clémentine MAZIÈRES**, chef de projets Engie BiOZ.

- *Ferme du P'tit Gallo* : **M. Yves SIMON**, agriculteur.

- *Nénufar* : **M. Geoffrey MONCORGER**, co-fondateur.

Vendredi 2 juillet 2021

- *Préfecture de la Loire-Atlantique* : **M. Pascal OTHEGUY**, secrétaire général.

Mercredi 1^{er} septembre 2021

- *La Coopération agricole* : **M. Marc BRAIDY**, président pour la région des Hauts-de-France.

Lundi 6 septembre 2021

DÉPLACEMENT À NANCY

- *Métropole du Grand Nancy* : **M. Olivier FULLY**, directeur de l'eau et de l'assainissement.

- *Veolia* : **Mme Marina DORIER**, directrice d'usine - station d'épuration des eaux usées (STEP) du Grand Nancy.

- *Association des maires de Meurthe-et-Moselle* : **Mme Rose-Marie FALQUE**, présidente, et maire d'Azerailles.

- *Chambre d'agriculture de Meurthe-et-Moselle* : **M. Laurent ROUYER**, président.

- *Direction régionale de l'environnement, de l'aménagement et du logement (DREAL) du Grand Est* : **M. Hervé VANLAER**, directeur.

- *École nationale supérieure d'agronomie et des industries alimentaires (ENSAIA)* : **M. Stéphane PACAUD**, directeur plateforme méthanisation, **M. Yves LEROUX**, professeur à l'université de Lorraine.

LISTE DE CONTRIBUTIONS

- Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe) ;
- Agence nationale de la recherche (ANR) ;
- Agences de l'eau Adour-Garonne, Rhin-Meuse et Loire-Bretagne ;
- Association d'initiatives locales pour l'énergie et l'environnement (AILE) ;
- Association française du gaz (AFG) ;
- Association Négawatt ;
- Association technique énergie environnement (ATEE) – Club biogaz ;
- Biogaz Vallée ;
- Bpifrance ;
- Collectif national vigilance méthanisation ;
- Collectif scientifique national sur la méthanisation raisonnée ;
- Commission de régulation de l'énergie (CRE) ;
- École nationale supérieure d'agronomie et des industries alimentaires (ENSAIA) ;
- Engie ;
- Fédération des services énergie environnement (Fedene) ;
- France biométhane (FM) ;
- France gaz renouvelables (FGR) ;
- France nature environnement (FNE) ;
- FranceAgriMer ;
- Gaz réseau distribution France (GrDF) ;
- Gaz réseau de transport (GRTgaz) ;
- Institut national de l'environnement industriel et des risques (Ineris) ;
- Institut national de recherche pour l'agriculture, l'alimentation et l'environnement (Inrae) ;
- La Coopération agricole ;
- M. Pierre AUROUSSEAU, professeur de sciences de l'environnement à Agrocampus Ouest ;
- M. Jean-Pierre JOUANY, ancien directeur de recherche à l'INRA ;
- Ministère de l'agriculture et de l'alimentation - Direction générale de la performance économique et environnementale des entreprises (DGPE) ;

- *Ministère de la transition écologique - Direction générale de la prévention des risques (DGPR) ;*

- *Ministère de la transition écologique - Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) ;*

- *Nénufar ;*

- *Parc naturel régional des Causses du Quercy ;*

- *Préfecture de Loire-Atlantique ;*

- *Préfecture du Finistère ;*

- *Solagro ;*

- *Sous-préfecture de l'arrondissement du Gourdon ;*

- *Sublime énergie ;*

- *Syndicat des énergies renouvelables (SER) ;*

- *Teréga ;*

- *Tryon.*

LISTE DES PRINCIPAUX SIGLES ET ACRONYMES UTILISÉS DANS LE RAPPORT

AAP : Appel à projets

ACV : Analyse de cycle de vie

AGEC (loi) : Loi n° 2020-105 du 10 février 2020 relative à la lutte contre le gaspillage et à l'économie circulaire

AMI : Appel à manifestation d'intérêt

AO : Appel d'offres

AODE : Autorités organisatrices de la distribution d'énergie

AQACIA : Amélioration de la qualité de l'air : comprendre, innover, agir

ASAP (loi) : Loi n° 2020-1525 du 7 décembre 2020 d'accélération et de simplification de l'action publique

ATEX : Atmosphère explosible

bioGNC : Gaz naturel comprimé biologique

bioGNL : Gaz naturel liquéfié biologique

bioGNV : Gaz naturel pour véhicules biologique

CAPEX : Dépenses d'investissement (de l'anglais *capital expenditure*)

Casdar : Compte d'affection spécial au développement agricole et rural

CEA : Commissariat général à l'énergie atomique et aux énergies alternatives

CFE : Cotisation foncière des entreprises

CGEDD : Conseil général de l'environnement et du développement durable

CH₄ : Méthane

CIPAN : Culture intermédiaire piège à nitrates

CIVE : Culture intermédiaire à vocation énergétique

CNH : Conseil national de l'hydrogène

CNI : Conseil national de l'industrie

CNRS : Centre national de la recherche scientifique

CO : Monoxyde de carbone

CO₂ : Dioxyde de carbone

COP : Conférence des Parties

CSF : Comité stratégique de filière

CSNM : Collectif scientifique national méthanisation raisonnée

CSR : Combustibles solides de récupération

CTBM : Centre technique national du biogaz et de la méthanisation

CVAE : Cotisation sur la valeur ajoutée des entreprises

DDAE : Demande d'autorisation d'exploiter

DDPP : Direction départementale de protection des populations

DGPR : Direction générale de la prévention des risques

DREAL : Direction régionale de l'environnement, de l'aménagement et du logement

DTIGA : Démonstrateurs et territoires d'innovation de grande ambition

EEG : *Erneuerbare Energien Gesetz* (en français, Loi sur les énergies renouvelables)

EETE : Entreprise engagée pour la transition écologique ou énergétique

Egalim (loi) : Loi pour l'équilibre des relations commerciales dans le secteur agricole et alimentaire et une alimentation saine, durable et accessible à tous

EMAA (plan) : Énergie méthanisation autonomie azote

EnR I et EnR II (directive) : Directive 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et modifiant puis abrogeant les directives 2001/77/CE et 2003/30/CE, dite « Énergies renouvelables I » ; Directive (UE) 2018/2001 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, dite « Énergies renouvelables II »

EPCI : Établissement public de coopération intercommunale

ESSOC (loi) : Loi n° 2018-727 du 10 août 2018 pour un État au service d'une société de confiance

ETI : Entreprise de taille intermédiaire

FCR : Fonds « Chaleur renouvelable »

FEADER : Fonds européen agricole pour le développement rural

FEC : Fonds « Économie circulaire »

FEDER : Fonds européen de développement régional

gCO₂eq/kWh : gramme d'équivalent en dioxyde de carbone par kilowattheure

GES : Gaz à effet de serre

GIEC : Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat

GNC : Gaz naturel comprimé

GNL : Gaz naturel liquéfié

GNV : Gaz naturel pour véhicules

GO : Garanties d'origine

GWh : Gigawattheure

H₂ : Dihydrogène

HCC : Haut Conseil pour le climat

IAA : Industrie agroalimentaire

ICPE : Installation classée pour la protection de l'environnement

Ineris : Institut national de l'environnement industriel et des risques

Inrae : Institut national de recherche pour l'agriculture, l'alimentation et l'environnement

Insee : Institut national de la statistique et des études économiques

IOTA : Installations, ouvrages, travaux et activités

ISDND : Installations de stockage de déchets non dangereux

K : Potassium

LBE : Laboratoire de biotechnologie de l'environnement

LOM : Loi d'orientation des mobilités

M€ : Million d'euros

MAA : Ministère de l'agriculture et de l'alimentation

Mds€ : Milliard d'euros

MFSC : Matière fertilisante et support de culture

MRSEI : Montage de réseaux scientifiques européens ou internationaux

MW : Mégawatt

N₂O : Protoxyde d'azote

Nm³/h : Normo mètre cube par heure

NPB : *National Policy on Biofuels* (en français, Politique nationale sur les biocarburants)

OFATE : Office franco-allemand pour la transition énergétique

ONRB : Observatoire national des ressources de la biomasse

OPECST : Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques

P : Phosphore

PAP : Projet annuel de performance

PCAE : Plans climat-air-énergie

PCI : Pouvoir calorifique inférieur

PCS : Pouvoir calorifique supérieur

PME : Petite et moyenne entreprise

PPE : Programmation pluriannuelle de l'énergie

PRC : Projet de recherche collaborative

PRODIGE : Programme d'acquisition et de diffusion de références sur le fonctionnement des unités de méthanisation agricoles en France

RCAI/KWe : Revenu courant avant impôts par kilowatt électrique

ROC : *Renewable Obligation Certificates* (en français, Certificats sur l'obligation relative aux énergies renouvelables)

SAS : Société par actions simplifiée

SATAT : *Sustainable Alternative Towards Affordable Transportation* (en français, Alternative durable vers des transports abordables)

SAU : Surface agricole utile

SCRAE : Schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie

SER : Syndicat des énergies renouvelables

SNB : Stratégie nationale de valorisation de la biomasse

SNBC : Stratégie nationale bas-carbone

SPAN : Sous-produit animal

SPEGNN : Syndicat professionnel des entreprises gazières non nationalisées

SRADDET : Schéma régional d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires

SRB : Schéma régional de biomasse

STEP : Station d'épuration des eaux usées

tCO₂eq : tonne d'équivalent en dioxyde de carbone

TFPB : Taxe foncière sur les propriétés bâties

TGAP : Taxe générale sur les activités polluantes

TICGN : Taxe intérieure de consommation sur le gaz naturel

tEL : Tonne équivalent liquide

tMB : Tonne de matière brute

tMS : Tonne de matière sèche

TWh : TéraWattheure

UM : Unité de méthanisation

UMA : Unité de méthanisation agricole