



LE RAPPORT D'INFORMATION

« MÉTHANISATIONS : AU-DELÀ DES CONTROVERSES, QUELLES PERSPECTIVES ? »

Le mercredi 3 mars 2021 a été créée, à l'initiative du groupe Écologiste – Solidarité et Territoires, la mission d'information sur « La méthanisation dans le mix énergétique : enjeux et impacts », dont le président est Pierre CUYPERS (Seine-et-Marne – Les Républicains) et le rapporteur Daniel SALMON (Ille-et-Vilaine – Écologiste – Solidarité et Territoires).

Depuis lors, la mission a entendu 106 personnalités à l'occasion de 5 réunions plénières, 28 auditions et 3 déplacements sur le terrain, recueillant le point de vue de l'ensemble des parties prenantes.

Au terme de ces travaux, la mission a formulé 61 propositions, regroupées en 5 axes, pour favoriser l'émergence d'un « modèle français » de la méthanisation.

1. SI LA MÉTHANISATION EST UTILE À NOS TRANSITION ET SOUVERAINETÉ ÉNERGÉTIQUES, SON CADRE DE SOUTIEN EST AMBIGU, UN « MODÈLE FRANÇAIS » DE LA MÉTHANISATION PEINANT ENCORE À S'AFFIRMER

La production de biogaz¹, et singulièrement de biométhane², connaît, depuis plusieurs années, une forte croissance. Un cadre de soutien a promu la méthanisation³ depuis le début des années 2000, qui fait aujourd'hui l'objet d'une complète refonte. Du fait de ses ambiguïtés et de ses limites, ce cadre n'a pas encore permis de faire émerger un « modèle français » de la méthanisation.

A. UNE UTILITÉ POUR LA TRANSITION ET LA SOUVERAINETÉ ÉNERGÉTIQUES

a) Une forte croissance de la production de biogaz, en particulier dans le domaine de l'injection

La production de biogaz a connu en France une très forte croissance, passant d'environ 1 à près de 7 térawattheures (TWh) entre 2007 et 2019. Ses usages sont la production de chaleur pour 62 % (dont 16 % directement injectés dans les réseaux de gaz) et 38 % pour l'électricité.

Le biométhane injecté a connu le dynamisme le plus récent et le plus rapide entre 2012 et 2019, en partant d'un niveau de l'ordre de zéro pour atteindre plus de 1,2 TWh.

Fin 2020, 1075 installations de production de biogaz sont en fonction :

- 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 3,91 TWh/an ;

¹ Le **biogaz** est un gaz renouvelable produit à partir d'une biomasse fermentescible.

² Le **biométhane** est un biogaz épuré et odorisé, composé majoritairement de méthane.

³ La **méthanisation** est un procédé de production de biogaz par digestion anaérobie, c'est-à-dire sans oxygène, distinct d'autres modes de production de gaz renouvelables ou de récupération (pyrogazéification, gazéification hydrothermale, power-to-gas).

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

Ces installations sont de petites unités : 52 % de celles liées à l'injection ont une capacité de moins de 15 GWh/an et 71 % de celles liées à l'électricité ont une capacité de moins de 0,5 MW.

Ces installations sont de nature agricole, à hauteur de 86 % pour l'injection et de 79 % pour celles produisant de l'électricité.

Les trois premières régions en termes de densité sont, pour les installations liées à l'injection, le Grand Est, les Hauts-de-France et la Bretagne et, pour celles produisant de l'électricité, le Grand Est, la Bretagne et la Normandie.

b) Une diversification du mix conjuguée à la réduction des émissions de gaz à effet de serre

Renouvelable, non intermittente et stockable, **la production de biogaz concourt à diversifier notre mix énergétique.**

Le biogaz représentait déjà 3,4 % de la consommation d'énergie renouvelable en 2019.

De plus, **cette production contribue à réduire nos émissions de gaz à effet de serre (GES).**

Selon Gaz réseau distribution France (GrDF), le bilan carbone du biométhane injecté s'établit **entre 23,4 et 44 gCO₂eq/kWh PCI¹**, soit un niveau 5 à 10 fois moindre que celui du gaz naturel. Ce bilan est de 18 gCO₂eq/km pour le bioGNV² et de 11 gCO₂eq/kWh pour l'électricité issue du biogaz.

c) Une réduction des importations favorable à la souveraineté énergétique, accompagnée de création d'emplois

La production de biogaz concourt également à renforcer notre souveraineté énergétique.

Quasiment 100% du gaz fossile consommé en France est importé : dès lors, la production de biogaz **permet d'améliorer notre balance commerciale.**

De plus, **la production de biogaz est pourvoyeuse d'emplois peu délocalisables.**

Le Syndicat des énergies renouvelables (SER) estime que **la filière génère 860 M€ de chiffre d'affaires et 10 300 emplois en 2019.** L'atteinte des objectifs énergétiques de la PPE induirait 2,1 Mds€ de valeur ajoutée et 26 500 emplois d'ici 2028.

B. UN CADRE DE SOUTIEN PRÉSENTANT DES LIMITES ET DES AMBIGUÏTÉS

a) Un cadre de soutien ayant permis l'amorçage de la filière

Engagée depuis 20 ans, pour l'électricité et la cogénération, et 10 ans, pour l'injection, **la politique française de soutien à la méthanisation a été formalisée dans le cadre 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 des dispositions réglementaires relatives à la planification énergétique** – la PPE³ – **et climatique** – la SNBC⁴.

Elle a été enrichie d'une dimension européenne, avec l'introduction de critères de durabilité par les directives « EnR⁵ I et II » de 2011 et 2018, **mais aussi d'une dimension territoriale**, avec les SRADDET⁶ élaborés par les conseils régionaux.

Si ce cadre de soutien a permis d'obtenir des résultats probants, **plusieurs difficultés subsistent.**

Les dispositions législatives n'ont pas reçu une parfaite transcription réglementaire. C'est le cas pour les objectifs fixés dans l'article L. 100-4 du code de l'énergie prévoyant une cible de

¹ Grammes d'équivalents en dioxyde de carbone par kilowattheure en pouvoir calorifique inférieur.

² Le **bioGNV** est la forme renouvelable du gaz naturel pour véhicules (GNV), utilisé sous forme gazeuse – gaz naturel comprimé (GNC) – ou liquéfiée – gaz naturel liquéfié (GNL).

³ Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE).

⁴ Stratégie nationale bas-carbone (SNBC).

⁵ L'acronyme « EnR » signifie « énergies renouvelables ».

⁶ Schémas régionaux d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires (SRADDET).

10 % de gaz renouvelable, contre 7 à 10 % assortis d'importantes baisses de coûts pour la PPE. Il en va de même pour les dispositifs de soutien : les décrets ou arrêtés prévus pour l'appel d'offres des installations de plus de 300 Nm³/h, comme l'appel d'offres destiné à la mobilité ou le « contrat d'expérimentation », sont encore attendus.

Les mécanismes de soutien font l'objet d'une refonte complète. Les « tarifs d'achat » sont devenus moins favorables, 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 la TICGN¹ sur le biogaz injecté, par la loi de finances pour 2020. 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. En outre, se pose la question de la capacité des producteurs de se saisir des aides à la constitution de fonds propres remboursables – les prêts sans garantie de Bpifrance – ou non – aides à l'investissement de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe), de l'Agence nationale de la recherche (ANR) ou des régions.

La dynamique des projets s'inscrit au-delà des objectifs poursuivis. L'évolution des capacités de production actuelle se situe dans la trajectoire fixée par la PPE. Pour autant, le nombre de projets en « file d'attente » apparaît en grand développement : 164 en électricité et 1 164 en injection. Pour la Commission de régulation de l'énergie (CRE), « *la dynamique actuelle semble montrer que ces objectifs seront rapidement dépassés* » et, pour l'Ademe, « *les objectifs de la PPE sont clairement inférieurs au potentiel de développement* ». Les critiques de la méthanisation considèrent *a contrario* que l'on assiste à un emballement de la filière.

b) Des coûts de production et de soutien élevés, à appréhender dans le cadre d'une approche globale

Selon le comité de prospective de la CRE, **le coût de production moyen de la méthanisation oscille aujourd'hui entre 90 et 100 €/MWh**, contre 25 €/MWh pour le gaz naturel. Les coûts d'investissement représentent 40 % et ceux de fonctionnement 60 %.

S'il apparaît élevé, **ce coût de production doit être remis en perspective.** La comparaison avec le gaz fossile mérite d'être considérée avec précaution, **en raison des externalités existantes**, estimées entre 40 et 70 €/MWh. Il convient de préciser que le coût de production des différentes installations n'est pas homogène : ainsi, selon l'Association française du gaz (AFG), il serait estimé entre 50 €/MWh pour le biogaz de décharge et 135 €/MWh pour la petite méthanisation agricole. Ce coût devrait baisser : la PPE a fixé une cible de 60 €/MWh PCS en 2028. Sur la base des technologies existantes, les autres modes de production de gaz renouvelable ou de récupération – la pyrogazéification ou le power-to-gas – ont un coût plus élevé que la méthanisation.

Au total, **l'effort public en faveur de la méthanisation apparaît significatif et en évolution.** La PPE a prévu, d'ici à 2028, un effort de 9,7 Mds€ pour les « tarifs d'achat » sur l'injection et de 6,5 Mds€ pour ceux sur la production d'électricité à partir du biogaz. Au demeurant, à titre d'illustration, les charges de gestion du service public de l'énergie (CSPE), qui sous-tendent les dispositifs de soutien aux EnR, ont été estimées, au total, par la PPE entre 122,3 et 136,4 Mds d'euros d'ici à 2028. Aux « tarifs d'achat » s'ajoutent le taux de réfaction tarifaire (13 M€ en 2020), les prêts sans garantie de Bpifrance (175 M€ au total), les aides de l'Ademe (425 M€ en 10 ans) et de l'ANR (22 M€ en 10 ans).

c) Un effort de diversification

La diversification du cadre de soutien dans les usages a été promue avec l'électricité et la cogénération au début des années 2000, puis l'injection au milieu des années 2010 et les carburants à la fin de cette même décennie. Ainsi, les « tarifs d'achat » sur l'électricité et la cogénération ont été institués en 2000 et révisés en 2016. L'injection a été favorisée par des « tarifs d'achat » établis en 2011 et modifiés en 2020. Un taux de réfaction a été institué en 2017 et élargi en 2021. Un « droit à l'injection » a été reconnu en 2019. Quant aux carburants, l'appel d'offres sur la mobilité prévu en 2019 n'est toujours pas opérationnel.

¹ Taxe intérieure sur la consommation de gaz naturel (TICGN).

Une diversification également à l'œuvre pour les technologies encouragées : des appels à projets de l'Ademe et de l'ANR ont soutenu la pyrogazéification et le power-to-gas, dans le cadre notamment du programme « d'investissements d'avenir » de 2009.

Une diversification aussi perceptible sur le plan des acteurs : les professionnels évoluent. En cinq années seulement, la proportion des méthaniseurs territoriaux agricoles est passée de 10 à 28 % et celle des méthaniseurs territoriaux industriels de 0 à 11 %. Les financeurs changent : au-delà de la puissance publique, il est fait appel à un financement privé *via* les établissements bancaires, ou le secteur gazier lui-même. La filière se professionnalise comme en témoignent le label « Qualiméthà », créé en 2018, ou le comité stratégique de filière « Industries des nouveaux systèmes énergétiques », institué en 2019.

Une diversification des principes d'action : la politique de soutien apparaît plus globale, poursuivant des objectifs tant agricoles, environnementaux qu'énergétiques. Alors que le plan EMAA¹ de 2013 a identifié la méthanisation comme un complément de revenus pour les agriculteurs, les lois « Transition énergétique » et « Énergie-Climat » en ont fait un outil de valorisation des déchets et de décarbonation du gaz. La politique de soutien intègre une dimension de plus en plus environnementale. La loi de « Transition énergétique » a ainsi fixé un seuil de 15 % de cultures dédiées, tandis que l'ordonnance du 3 mars 2021² a institué des critères de durabilité.

C. UN « MODÈLE FRANÇAIS » ENCORE LARGEMENT À DÉFINIR

a) *Un cadre de soutien bien établi, spécifique à la France*

Par rapport aux autres pays européens, **la France dispose d'un cadre de soutien spécifique**. Il s'agit d'un cadre ancien, privilégiant désormais l'injection, mobilisant sur des tarifs d'achat, reposant sur de petites unités et promouvant les effluents d'élevage, les cultures intermédiaires et les résidus de culture.

b) *Un cadre de soutien distinct des dispositifs danois et allemand*

La France peut sembler en retard sur un plan quantitatif, car le biogaz représente moins de 1 % de la consommation de gaz, contre plus de 20 % au Danemark. Parmi les facteurs explicatifs, figure le caractère plus exigeant de la **politique française sur le plan qualitatif, car elle prévoit, depuis 2015, un plafond de 15 % des cultures dédiées sur le tonnage brut annuel des intrants**, alors que l'Allemagne les a promues *via* un bonus jusqu'en 2012.

c) *Un « modèle français » accordant une attention accrue aux impacts des installations*

Si ce « modèle français » n'a jamais été défini dans son approche globale, et n'est pas exempt de contradictions – entre agriculture et énergie, environnement et économie –, **il tient sa singularité de l'attention portée aux impacts des installations**, qui demande encore à être approfondie.

2. SOURCE D'EXTERNALITÉS POSITIVES COMME NÉGATIVES, LA MÉTHANISATION EST L'OBJET DE DÉBATS

Le fort développement de la méthanisation constitue une nouveauté dont les impacts – positifs ou négatifs – ne sont que partiellement identifiés. Convaincue de la nécessité d'établir un état des lieux des connaissances actuelles, prérequis au développement apaisé et mesuré de la filière, la mission s'est donné pour objectif de dresser un bilan de la méthanisation, objectif et complet, sans pouvoir être exhaustif et encore moins définitif.

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

Énergétiques, climatiques, environnementales, agronomiques, économiques..., les externalités positives induites par la méthanisation sont nombreuses.

¹ Énergie méthanisation autonomie azote (EMAA).

² Autorisée par la loi « Énergie-Climat » de 2019 et ratifiée par celle « Climat et résilience » de 2021.

- Un outil important pour la **décarbonation** de notre énergie : alors que le **gaz renouvelable** ne représente que **0,50 % de la consommation** de gaz naturel en France, la méthanisation doit permettre d'amorcer la nécessaire diminution de l'empreinte carbone de notre système énergétique ;
- Un levier du renforcement essentiel de la **souveraineté et de l'indépendance** énergétique de notre pays : le biométhane produit en France se substitue au gaz fossile intégralement importé ;
- Un mode de production s'articulant autour de boucles **d'économie circulaire** (boucles du carbone et de l'azote) qui en font à la fois l'intérêt et la singularité ;
- Un levier de la transition vers **l'agro-écologie** : le digestat issu de la méthanisation permet de réduire la quantité d'engrais azotés de synthèse et favorise l'augmentation des rendements agricoles en agriculture biologique ; la méthanisation favorise également le développement des cultures intermédiaires – les CIVE – dont les externalités positives sont nombreuses (protection des sols, captation de l'azote, préservation de la biodiversité...) ;
- Un soutien à l'**économie rurale** et à l'**aménagement du territoire** : en 2018, **4 000** emplois directs et indirects seraient générés par la filière biogaz : à horizon 2030, ces chiffres pourraient atteindre **53 000** dans le cas le plus favorable.

B. La méthanisation source de débats, en raison de risques environnementaux et agricoles

1. Des risques environnementaux associés à la méthanisation

- **Les émissions de gaz à effet de serre** : la méthanisation induit des émissions de gaz à effet de serre : fuite de méthane, émissions de protoxyde d'azote. Pour autant, les émissions évitées surpassent les émissions induites : selon les estimations disponibles, en analyse de cycle de vie, le biométhane émettrait de cinq à dix fois moins de CO₂ que le gaz fossile, se situant à cet égard au même niveau que les autres énergies renouvelables en ordre de grandeur. Le bilan carbone de la méthanisation peut toutefois largement différer selon le type d'unité et de modèle développés.
- **Des risques industriels spécifiques, dont la maîtrise apparaît indispensable à l'acceptabilité de la méthanisation dans les territoires**. L'essor de la filière méthanisation s'accompagne d'une augmentation sensible du nombre d'accidents et d'incidents, dont certains ont fait l'objet d'une ample couverture du fait de leurs impacts. Cette hausse de l'accidentologie doit toutefois être mise en corrélation avec l'augmentation du nombre d'installations.
- **Des impacts du digestat sur les eaux et les sols ?** Des risques de pollution des eaux apparaissent en cas de volatilisation non maîtrisée de l'azote contenue dans le digestat, pouvant mener à une sur-fertilisation des sols. L'épandage de digestat est par ailleurs susceptible de présenter un risque de pollution des sols par des matières telles que les microplastiques. Ces sources de pollution sont cependant liées à la nature des intrants utilisés. La législation des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE), applicable à la méthanisation, doit en tout état de cause prévenir ces risques, en imposant une sélection et une traçabilité strictes des matières entrantes.

2. Des risques agricoles associés à la méthanisation

- **La méthanisation accapare-t-elle de la surface agricole utile ?** Selon les estimations disponibles, les cultures dédiées à la méthanisation restent minoritaires, loin du seuil réglementaire de 15 % fixé en 2016 (5 % en 2020, pour l'Ademe) : le risque d'un accaparement massif des surfaces à vocation alimentaire semble donc aujourd'hui limité, mais une vigilance s'impose dans un contexte de densification du nombre d'unités de méthanisation. Un état des lieux actualisé devrait être mené pour objectiver les inquiétudes, légitimes au regard des risques environnementaux (changement d'affectation indirect des sols) et agricoles (recul de la souveraineté alimentaire).

- **La méthanisation conduit-elle à un changement des pratiques culturales par un développement des cultures intermédiaires à vocation énergétique (CIVE) ?** Il existe un risque que les CIVE deviennent, économiquement, un réel facteur de dépendance en termes de revenus pour certaines exploitations agricoles, au détriment des productions à destination de l'alimentation humaine ou animale : les rotations et les pratiques culturales seraient dans cette hypothèse revues pour favoriser le développement des CIVE. En la matière, « les conséquences de ces changements de systèmes de cultures restent à étudier » (Inrae).
- **Un impact agronomique du digestat ?** Le digestat présente des avantages en matière de fertilisation des sols largement établis par la littérature scientifique. Le bilan global de la méthanisation concernant les apports en carbone organique constitue, en revanche, un sujet de recherche plus largement ouvert. Le digestat contribue-t-il à l'augmentation de 4 pour 1000 par an du taux de carbone dans les sols ? Des études sont en cours : les premiers éléments disponibles ne suscitent pas, à ce stade, d'inquiétude, toutefois ces données mériteront d'être complétées, lorsque nous disposerons d'un recul suffisant.
- Lors des auditions menées par la mission d'information, des craintes ont enfin pu être émises quant aux **risques économiques** (perte de contrôle des agriculteurs aux dépens des industriels, pression de la méthanisation sur le prix du foncier agricole...) que ferait peser la méthanisation sur les agriculteurs. Au surplus, l'évolution récente de l'attitude des financeurs nécessitera de faire l'objet d'un suivi, lorsque nous disposerons du recul nécessaire, pour en analyser les conséquences.

C. Une acceptabilité contrariée

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 un sondage de 2018, seulement 2 % de la population connaissait la méthanisation, « *ne serait-ce que de nom* ».

Si le constat d'un problème d'acceptabilité général ne peut être dressé - faute notamment de données récentes à ce sujet - dans certains territoires, le développement de la filière suscite cependant des doutes, des inquiétudes allant parfois jusqu'à des oppositions frontales, qui doivent constituer des points d'alerte majeurs pour la filière, de même que pour les pouvoirs publics.

3. POUR UN « MODÈLE FRANÇAIS » DE LA MÉTHANISATION

La mission d'information plaide en faveur d'un « modèle français » de la méthanisation, fondé sur un développement maîtrisé, cohérent avec les territoires et leurs capacités propres, respectueux de l'environnement et utile aux agriculteurs.

À cette fin, l'effort de structuration et de professionnalisation de la filière doit être poursuivi.

Par ailleurs, le bilan environnemental, notamment carbone, de la méthanisation doit être mieux connu. Une culture de limitation des impacts et de gestion des risques doit enfin être diffusée.

Principales propositions et recommandations de la mission sénatoriale d'information sur la méthanisation

<p align="center">Axe 1 Clarifier les politiques publiques</p>	<p align="center">Axe 2 Structurer la filière pour améliorer les pratiques</p>	<p align="center">Axe 3 Territorialiser les projets</p>	<p align="center">Axe 4 Améliorer les pratiques pour renforcer leurs externalités positives</p>	<p align="center">Axe 5 Prévenir les risques</p>
<ul style="list-style-type: none"> • <u>Veiller à l'équilibre du mix énergétique :</u> <ul style="list-style-type: none"> – 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> <ul style="list-style-type: none"> – 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> <ul style="list-style-type: none"> – 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. 	<ul style="list-style-type: none"> • <u>Renforcer la gouvernance :</u> <ul style="list-style-type: none"> – 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> <ul style="list-style-type: none"> – Développer la pyrogazéification, la gazéification hydrothermale et le power-to-gas en complément de la méthanisation. • <u>Diversifier les usages :</u> <ul style="list-style-type: none"> – Utiliser le biogaz (bioGNV) pour la décarbonation des transports lourds de marchandises. 	<ul style="list-style-type: none"> • <u>Mobiliser les collectivités territoriales :</u> <ul style="list-style-type: none"> – 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> <ul style="list-style-type: none"> – Instituer un « guichet unique » pour les porteurs de projets de méthanisation. • <u>Renforcer la qualité des projets :</u> <ul style="list-style-type: none"> – Constituer une base de données pour l'ensemble des installations de production de biogaz, sous l'égide de l'Ademe. 	<ul style="list-style-type: none"> • <u>Exploiter les substrats non agricoles</u> • <u>Poursuivre l'acquisition de connaissances sur les impacts de la méthanisation :</u> <ul style="list-style-type: none"> – 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> <ul style="list-style-type: none"> – 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. 	<ul style="list-style-type: none"> • <u>Élaborer un cadre « risques » approprié et accompagner le secteur dans le développement d'une culture de la prévention du risque :</u> <ul style="list-style-type: none"> – 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> <ul style="list-style-type: none"> – 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> <ul style="list-style-type: none"> – Développer une information nationale « grand public » afin de diffuser une connaissance générale minimale de la méthanisation.



Pierre Cuypers
Sénateur
(Les Républicains)
de la Seine-et-Marne
Président



Daniel Salmon
Sénateur
(Écologiste – Solidarité et Territoires)
d'Ille-et-Vilaine
Rapporteur

MISSION D'INFORMATION SUR « LA MÉTHANISATION DANS LE MIX ÉNERGÉTIQUE :
ENJEUX ET IMPACTS »

Retrouvez l'actualité de la mission d'information sur le site internet du Sénat
[en suivant ce lien.](#)

Consulter le rapport [en suivant ce lien.](#)