

RAPPORT D'ÉTUDE

20/02/2015

INERIS-DRC-14-141736-12606A

Etat des lieux des connaissances des émissions de CH₄ et de N₂O des installations de méthanisation :

- émissions sur l'ensemble de l'installation et aux différentes étapes de production et de valorisation du digestat et du biogaz et
- techniques de mesurage et surveillance du méthane

INERIS

maîtriser le risque |
pour un développement durable |

Etat des lieux des connaissances des émissions de CH₄ et de N₂O des installations de méthanisation :

- émissions sur l'ensemble de l'installation et aux différentes étapes de production et de valorisation du digestat et du biogaz et**
- techniques de mesurage et surveillance du méthane**

Rapport réalisé pour le Ministère en charge de l'écologie.

PRÉAMBULE

Le présent rapport a été établi sur la base des informations fournies à l'INERIS, des données (scientifiques ou techniques) disponibles et objectives et de la réglementation en vigueur.

La responsabilité de l'INERIS ne pourra être engagée si les informations qui lui ont été communiquées sont incomplètes ou erronées.

Les avis, recommandations, préconisations ou équivalent qui seraient portés par l'INERIS dans le cadre des prestations qui lui sont confiées, peuvent aider à la prise de décision. Etant donné la mission qui incombe à l'INERIS de par son décret de création, l'INERIS n'intervient pas dans la prise de décision proprement dite. La responsabilité de l'INERIS ne peut donc se substituer à celle du décideur.

Le destinataire utilisera les résultats inclus dans le présent rapport intégralement ou sinon de manière objective. Son utilisation sous forme d'extraits ou de notes de synthèse sera faite sous la seule et entière responsabilité du destinataire. Il en est de même pour toute modification qui y serait apportée.

L'INERIS dégage toute responsabilité pour chaque utilisation du rapport en dehors de la destination de la prestation.

	Rédaction	Vérification	Approbation
NOM	Karine ADAM	Rodolphe GAUCHER	Martine RAMEL
Qualité	Ingénieur de l'unité Technologies Procédés Propres et Durables	Responsable de l'unité Technologies Procédés Propres et Durables	Responsable du pôle Risque et technologies Durables
Visa			

TABLE DES MATIÈRES

1. RESUME.....	4
2. CONTEXTE ET OBJECTIFS.....	9
3. DEFINITIONS UTILISEES.....	11
4. METHODOLOGIE SUIVIE.....	11
4.1 Informations recherchées.....	11
4.2 Origine des données étudiées et sélection des données analysées.....	12
5. ETAT DES LIEUX DES CONNAISSANCES VIS A VIS DES EMISSIONS DE CH₄ ET DE N₂O	13
5.1 Présentation des données d'émissions collectées par étape.....	13
5.2 Emissions globales et données par filière.....	17
5.3 Contribution relative de différentes sources et conditions d'exploitations au travers d'études spécifiques.....	19
5.4 Analyse de l'INERIS.....	22
5.5 Conclusion.....	25
6. MAITRISE DES EMISSIONS DE CH₄ ET DE N₂O	27
6.1 Bonnes pratiques dans différents pays.....	27
6.2 réduction des émissions lors du stockage des lisiers.....	28
6.3 Enjeux identifiés par les pays européens et encadrement réglementaire ou volontaire des émissions de méthane.....	31
6.4 Analyse de l'INERIS.....	33
6.5 Conclusions.....	35
7. METHODES DE MESURAGE DES EMISSIONS DE METHANE	37
7.1 méthodes de mesurages.....	37
7.2 Difficultés associées aux mesures sur site de méthanisation.....	41
7.3 Avis et commentaires.....	43
8. CONCLUSIONS	44
9. LISTE DES ANNEXES	47

1. RESUME

Cette étude, basée sur une recherche bibliographique, a été réalisée en vue d'améliorer la connaissance vis-à-vis des émissions des installations de méthanisation de deux puissants gaz à effet de serre : méthane et N₂O. Elle vise notamment à identifier dans quelle mesure les niveaux d'émissions potentiels estimés ou mesurés sont transposables au plan national et à recenser les bonnes pratiques pour réduire ces émissions.

Les données collectées sont majoritairement européennes et notamment des pays nordiques : Allemagne, Danemark, Suède. Cependant des données nord-américaines ont également été prises en compte en raison des informations complémentaires qu'elles fournissaient et des méthodes de mesures employées.

Emissions de N₂O

Les données collectées dans le cadre de cette étude concernent majoritairement le méthane. Les oxydes nitreux sont peu étudiés directement par mesures ; des facteurs d'émissions ont été établis pour différentes conditions de stockage de lisiers bruts. Les émissions de N₂O d'une installation de méthanisation sont principalement rencontrées au niveau du stockage des intrants, du stockage du digestat (et ensuite par épandage, étape non prise en compte dans cette étude), et pour une combustion incomplète du biogaz. Bien que peu étudiées, ces émissions ne sont pas pour autant à négliger. Si on se réfère à la proportion CH₄/N₂O au niveau des stockages, le N₂O pourrait représenter jusqu'à 20 – 30 % des émissions de GES exprimées en CO₂ équivalent pour ces étapes.

Emissions de méthane

D'une manière générale, toutes filières confondues, les émissions de méthane identifiées dans la littérature présentent une variabilité importante comprise entre moins de 1% et 25 % du méthane produit.

Les informations disponibles dans la littérature ne permettent pas de corréliser précisément ces émissions aux caractéristiques des sites (âge et conception des installations, étapes confinées ou non, niveau de maîtrise des émissions, intrants et leur variabilité dans le temps...). Par ailleurs, les variations d'émissions dans le temps sont liées aux conditions de fonctionnement de l'installation.

Les sources d'émissions de méthane actuellement identifiées comme pouvant être les sources majeures sont les étapes de :

- stockage des intrants (la majorité des études recensées concernent les lisiers et fumiers),
- digestion (soupapes, interventions suite à incident, maintenance),
- stockage du digestat,
- valorisation du biogaz (systèmes d'épuration du biogaz en biométhane principalement où les pertes de méthane sont variables en fonction des technologies choisies).

Les émissions de méthane des moteurs de cogénération sont peu décrites mais les données collectées dans les différentes études concordent. Ces émissions représentent entre 1 et 3% de la production de méthane.

Concernant les torchères, l'efficacité réelle peut se situer bien en-dessous de l'efficacité attendue. Bien que des torchères soient implantées en poste fixe dans les pays nordiques (dès lors que la puissance de production est supérieure à 100kW), leurs émissions n'ont pas été prises en compte dans les études européennes sur la méthanisation.

Dans les différentes études consultées, les émissions diffuses et fugitives d'équipements ne sont pas considérées. Elles devraient cependant prendre une importance croissante dans la vie de l'installation en fonction des matériaux choisis et de leur vieillissement dans le temps. Ces émissions peuvent être spécifiques à certaines installations : défauts de conception, types de matériaux utilisés, âge de l'installation. Le retour d'expérience en France est faible du fait d'un parc français relativement récent.

Maîtrise des émissions

Concernant les installations agricoles, la maîtrise des émissions doit être considérée pour l'ensemble de l'installation donc en intégrant la partie élevage. En effet, les émissions au niveau du stockage des lisiers sont liées à la gestion et à la qualité des lisiers. L'évacuation des lisiers frais à plus fort pouvoir méthanogène et la couverture des différents stockages – ce point étant aujourd'hui une meilleure technique disponible du BREF élevage intensif - sont maintenant identifiées comme bonnes pratiques pour l'optimisation de la production de biogaz.

L'Etude met en évidence que la maîtrise des émissions est liée :

- A la conception des installations : implantation de certaines étapes du procédé en bâtiment (ex : gestion des intrants), couverture ou non des ouvrages, type de couverture et récupération ou non du biogaz à ces étapes, mise en place d'une post-digestion, choix des matériaux en fonction des intrants, étapes supplémentaires à prévoir (ex : élimination des indésirables, prétraitement supplémentaire des fumiers pour éviter la prise en masse) et des équipements associés ;
- A la connaissance des situations et des événements possibles sur certains équipements susceptibles d'être à l'origine des émissions ;
- A la conduite de l'installation notamment une bonne connaissance des intrants et de leur réactivité seuls et en mélange, dans un contexte où la compétition sur les intrants pourraient aller croissante et induire plus de difficultés de pilotage des installations ;
- A la présence ou non de système de traitement du biogaz pour limiter les rejets directs à l'atmosphère lors de dysfonctionnements ; dans les pays nordiques, le raccordement des points de rejet (ex : soupapes) semble courant dans les cas où la torchère est en poste fixe ;
- Aux programmes de maintenance, de surveillance et de réparation des équipements et à l'identification des équipements vitaux (i.e. nécessitant d'être disponibles en stock sur site) et des équipements sensibles (i.e. nécessitant une surveillance accrue car fortement sollicités, potentiellement

agressés ou susceptibles de se boucher). L'objectif est de garantir un fonctionnement de l'installation continu et constant dans le temps.

La surveillance des émissions

Les émissions diffuses et fugitives ont principalement été étudiées dans le cadre d'études scientifiques. Les suivis mis en place en Europe de Nord sont basés sur une surveillance volontaire de l'exploitant et ont conduit, par exemple en Suède, à réduire de plus de 80% sur 6 ans les émissions dans le meilleur des cas d'étude. Les méthodes de mesures simples et peu onéreuses sont en cours de définition pour développer cette surveillance.

Application à la situation française et recommandations

La transposition directe à la situation française des niveaux d'émissions identifiés dans la littérature est délicate car les études publiées ne fournissent pas de description précise des installations et des intrants. Cependant, les événements et situations recensés à l'origine des émissions sont susceptibles de se produire sur tout type d'installation où qu'elle soit implantée.

Le retour d'expérience actuel sur le parc installé en France ne permet pas à ce jour d'évaluer si les niveaux d'émissions sont cohérents avec ceux identifiés dans ce rapport. Il n'y a en effet aucune surveillance obligatoire (et sans doute pas nécessaire) et très peu de travaux pour quantifier les émissions de ces polluants. De même, ce retour d'expérience ne permet pas d'évaluer si les différents moyens de maîtrise des émissions identifiés comme pertinents, sont ou non pratiques courantes ou s'ils sont aujourd'hui intégrés à la conception des nouvelles installations en déploiement sur le territoire. Les visites réalisées par l'INERIS dans le cadre de ses missions laissent penser que des progrès sont réalisables tant sur la conception (ex : couverture des équipements, choix des matériaux) que sur la maîtrise des émissions en phase d'exploitation/maintenance.

Ces différents constats conduisent l'INERIS à formuler plusieurs recommandations afin d'améliorer à court/moyen termes la gestion des émissions de méthane et conséquemment la production des biogaz :

- Le recensement des situations susceptibles de générer des émissions ainsi que des principales mesures de prévention (techniques mais aussi organisationnelles : surveillance, consignes...) devrait être consolidé et partagé avec les différents acteurs sur la base des enseignements de cette étude et de l'expérience issue du terrain. La mise en perspective de l'importance de ces situations par rapport aux contraintes croissantes sur la disponibilité (et donc la plus grande variabilité à l'avenir) des intrants et les conséquences possibles au niveau des installations devrait être intégrée à la réflexion.
- Plus spécifiquement, afin de confirmer ou d'infirmer les niveaux d'émission importants reportés dans les études (jusqu'à 10% du méthane produit), il conviendrait d'évaluer les émissions liées :
 - o aux soupapes de sécurité ; dans un premier temps, des approches simplifiées par corrélation à la pression pourraient être envisagée ;
 - o aux opérations d'intervention sur le digesteur.

- La mise en place de torchères soit à demeure soit mobiles posent différentes questions (disponibilité des matériels – notamment pour les torchères mobiles -, efficacité de la combustion, contraintes d'exploitation, raccordement ou non des différentes sources d'émission notamment soupapes du digesteur) qui mériteraient d'être investiguées plus avant afin de formuler des préconisations de mise en place conditionnelle selon les types d'installations.
- La post-digestion et la couverture des stockages des digestats sont a priori la règle de l'art aujourd'hui pour une nouvelle installation de méthanisation. Il pourrait s'avérer opportun d'identifier la proportion d'installations existantes dont le stockage est ouvert avant toute investigation pour estimer les émissions de cette étape.
- Des travaux de quantification des émissions de CH₄ et de N₂O sur un panel de sites permettraient de mieux appréhender les niveaux d'émission réels. Le choix des sites devrait dans ce cas être défini d'une part en fonction de la typologie des installations (agricole, collective...) et, d'autre part, en fonction des objectifs poursuivis : sites mettant en œuvre les bonnes pratiques afin d'évaluer les émissions résiduelles ; sites ne mettant pas en œuvre les bonnes pratiques pour apprécier la production de biogaz perdue et par conséquent, évaluer la pertinence technico-économique des mesures envisageables au regard également de l'impact sur l'environnement.
- A ce stade, la quantification des émissions des sites par la mesure dans le cadre de l'autosurveillance ne semble pas justifiée au regard des incertitudes sur les niveaux d'émission. A l'inverse, il convient de poursuivre les travaux de développement d'outils simples de détection de fuites et la définition des stratégies de surveillance adaptées à la typologie des installations afin de permettre aux exploitants une meilleure maîtrise de celles-ci. Il conviendrait alors d'organiser la remontée des données de terrain pour capitaliser des informations relatives aux fuites et actions correctives menées.
- La question du vieillissement des installations se pose bien qu'on puisse imaginer que les concepteurs aient intégré le retour d'expérience acquis depuis plusieurs années dans des pays ayant fait très tôt le choix de la méthanisation. Il conviendrait d'échanger en ce sens avec les acteurs pour identifier les enjeux en la matière. Il conviendrait également de s'assurer que le retour d'expérience profite bien aux concepteurs des installations via par exemple des cahiers des charges types.
- Le besoin de fiches/guides pratiques à destination des exploitants (voire plus largement aux différents acteurs de la filière), en particulier dans le monde agricole, est identifié depuis quelques temps déjà comme une action essentielle pour la maîtrise des risques et des émissions liés à la méthanisation et des travaux sont engagés en ce sens par les différents acteurs (profession, organisations professionnelles, MEDDE, INERIS). Les bonnes pratiques qui seront issues des travaux en application des recommandations ci-avant pourront logiquement être valorisées à travers ces outils de dissémination.

Les approfondissements proposés pourraient s'appuyer principalement sur la capitalisation du retour d'expérience lors de visites de terrain et d'échanges avec les acteurs (concepteurs, exploitants, réseaux professionnels), voire, lorsque l'information n'est pas disponible au niveau national, par des échanges au niveau européen

La présente étude montre que la connaissance et la maîtrise des émissions de méthane reste un enjeu fort dans le cadre du développement de la méthanisation sur le territoire. Au-delà d'être un gaz à effet de serre, c'est aussi le parfait traceur du biogaz non valorisé qui représente autant de manque à gagner pour les exploitants et de l'émission d'autres substances pouvant présenter des risques pour la santé et l'environnement.

2. CONTEXTE ET OBJECTIFS

Cette étude a été initiée en vue d'évaluer la connaissance vis-à-vis des émissions de méthane et de N₂O des installations de méthanisation, et d'identifier si les niveaux d'émissions représentaient un enjeu environnemental. Le CH₄ et le N₂O sont deux puissants gaz à effet de serre (GES) et ont des potentiels de réchauffement respectivement 21 et 298 fois plus importants que le CO₂ pour une période de 100 ans (selon le GIEC 2006)¹. Le méthane doit également être vu comme un traceur du biogaz. Il permet donc d'évaluer les fuites ou les émissions non maîtrisées d'une installation, émissions pouvant avoir des conséquences environnementales, sanitaires mais également économiques. Les pays menant des investigations sur ce sujet ont pour objectif de réduire au maximum les émissions de méthane pour assurer une rentabilité économique aux installations.

Des données sur les émissions de méthane et d'oxyde nitreux ont été recherchées avec pour objectifs de :

- évaluer les connaissances actuelles sur ces émissions,
- identifier au niveau français l'intérêt de produire des données spécifiques au contexte national et les faire reconnaître à l'échelle européenne,
- identifier les bonnes pratiques et consignes pour réduire ces émissions, pratiques jugées pertinentes pour les installations françaises ;
- à terme, estimer les niveaux d'émissions maximaux acceptables pour garantir / conserver le bénéfice environnemental associé aux installations de méthanisation.

L'étude se base sur une recherche bibliographique en vue d'identifier :

- les connaissances actuelles et disponibles dans la littérature scientifique concernant les émissions de CH₄ et de N₂O aux différentes étapes de production et de valorisation du digestat et du biogaz,
- les émissions totales de méthane sur différentes installations (à associer aux intrants et aux capacités des installations),
- les sources identifiées comme majoritaires,
- les méthodes de quantification utilisées pour produire les données publiées,
- les solutions ou les moyens de réduction proposés ou éventuellement transposés en obligations réglementaires,
- les questionnements, les développements scientifiques et les objectifs de différents pays.

¹ On peut poser que 1kg CH₄ = 21 kg équivalent CO₂ (kg éq CO₂) et 1kg N₂O = 298 kg équivalent CO₂

Les données d'émissions aux différentes étapes doivent également permettre de définir les leviers d'actions. L'analyse des raisons et des conditions d'émission, doit permettre de déterminer si elles sont corrélées :

- à des évolutions non maîtrisées des équipements. Ce point nécessite des investigations complémentaires pour identifier les raisons de ces modifications et si ces constats sont généralisables à d'autres installations et méritent donc de faire l'objet d'une information aux exploitants et aux fournisseurs ou ;
- à la gestion, au management de l'installation. Dans ce cas, différentes actions peuvent être mises en place : des formations aux bonnes pratiques et aux consignes, l'information et le partage du retour d'expériences d'autres exploitants pour gérer l'amélioration continue et notamment améliorer la prévention des émissions.

L'ensemble de ces données, émissions globales et émissions par étape dans le procédé, doit permettre :

- de prendre conscience et faire prendre conscience aux exploitants des émissions potentielles des installations et des variabilités possibles au cours du temps,
- d'identifier les actions à mener pour prévenir, réduire ces émissions. L'objectif est ici d'inciter les exploitants à en discuter entre eux et à comparer et mettre en commun les actions qu'ils peuvent mener,
- d'identifier si des émissions sont généralisables aux différentes filières ou doivent être associées à une filière en particulier ou à des situations spécifiques d'exploitation. Les bonnes pratiques associées ont-elles été identifiées ? Et comment peuvent-elles être partagées ?

Cette opération poursuit l'état des lieux entamé en 2013² en élargissant la recherche aux émissions de N₂O et aux différentes étapes depuis le stockage des matières premières jusqu'à la valorisation du biogaz et du digestat.

La recherche de données concerne toutes les filières de méthanisation. Cependant, les informations collectées concernent majoritairement la méthanisation :

- agricole à la ferme ou centralisée,
- de déchets organiques divers (agricole, agro-alimentaires, ménagers, boues),
- de déchets solides ménagers et assimilés (biodéchets).

² Rapport INERIS- DRC-13-125385-00216A, Emissions non maîtrisées de méthane : état des lieux bibliographique concernant les étapes de digestion et d'épuration du biogaz en biométhane - Rapport d'étape

Les données collectées concernent les émissions directes, i.e. les émissions directement corrélées aux activités sur l'installation comme la combustion, les émissions fugitives au niveau des équipements et des canalisations, les émissions issues de l'utilisation du biogaz (Moller and *al.*,(2009)).

Après une présentation de la méthodologie suivie, le rapport est structuré en deux grandes parties traitant des données d'émission et des méthodes de mesure du méthane en fonction des objectifs et des informations recherchées (quantification, identification des paramètres influents,...).

3. DEFINITIONS UTILISEES

Les terminologies **émissions de méthane**, **pertes de méthane** sont souvent utilisées dans la littérature. Ces termes sont employés dans ce rapport selon la terminologie suivante :

- Emissions diffuses, fugitives, non maîtrisées : pour les installations et équipements ;
- Pertes de méthane : pour les systèmes d'épuration du biogaz en biométhane. Le terme « **perte** » correspond à la traduction de « slip » en anglais et s'applique surtout à l'épuration du biogaz en biométhane pour laquelle les produits sont le biométhane et le gaz résiduaire. Le taux de méthane dans le gaz résiduaire correspond aux pertes de méthane et est lié à l'efficacité du système d'épuration / concentration.

4. METHODOLOGIE SUIVIE

4.1 INFORMATIONS RECHERCHEES

Deux approches complémentaires ont été utilisées dans cette étude pour atteindre les différents objectifs fixés, à savoir :

- Rechercher des **données d'émissions globales**.
Ces émissions globales permettent de déterminer les enjeux et par conséquent les objectifs de réduction des émissions pour ces installations. L'idéal est d'obtenir des données d'émission de l'installation à différentes saisons ce qui permet de prendre en compte l'influence des conditions météorologiques (les mesures étant souvent réalisées dans l'environnement) ; les conditions de fonctionnement de l'installation doivent être décrites. En fonction des conditions de mesurage, ces méthodes peuvent également permettre de déterminer les sources majoritaires du site, sources à réduire en priorité ;
- Rechercher des **données d'émissions pour les différentes étapes** du processus de méthanisation
Ces données permettent d'identifier la variabilité des émissions à différentes étapes et pour différentes conditions de fonctionnement. Ces

émissions sont directement liées à l'installation, aux intrants (type, qualité, quantité) ; elles rendent compte des spécificités des installations.

Ces données permettent d'affiner le plan de surveillance et de réduction des émissions et de l'adapter en fonction des caractéristiques des installations. Par exemple les émissions fugitives peuvent évoluer en fonction des équipements et des matériaux choisis, de leur vieillissement dans le temps, des intrants utilisés et des conditions météorologiques.

Remarque : En fonction des filières, certaines étapes n'existent pas systématiquement. Par exemple l'étape d'hygiénisation est obligatoire uniquement pour les installations traitant des sous-produits animaux (SPAN).

Par contre, il est délicat d'estimer les émissions globales du site en sommant les émissions aux différentes étapes ; les méthodes employées pouvant être diverses en fonction des équipements à surveiller et des types d'émission (canalisées, diffuses (surfaciques, volumiques,...), fugitives). Les incertitudes associées peuvent être très variables.

4.2 ORIGINE DES DONNEES ETUDIEES ET SELECTION DES DONNEES ANALYSEES

Les données collectées sont majoritairement européennes et notamment des pays nordiques : Allemagne, Danemark, Suède. Cependant des données nord-américaines ont également été prises en compte pour plusieurs raisons :

- les méthodes de mesures employées ont été prises comme exemples et reproduites en Allemagne,
- ces études ont permis d'analyser l'influence de différents paramètres sur les émissions : saisons, conditions de fonctionnement du site et opérations réalisées,
- ces mesures ont permis de quantifier les émissions de méthane pour l'ensemble d'un site et de déterminer l'importance relative de différentes sources dans ces émissions globales.

Les données proviennent de sources diverses où les émissions ont été estimées, calculées ou mesurées. Elles sont donc obtenues dans des conditions différentes et dans le cadre d'études dont les objectifs étaient également différents. Les résultats sont rapportés dans des unités différentes : en % du biogaz produit ; en % du méthane produit, en kg éq CO₂/KWh produit ; en kg éq CO₂/ tonne de matière sèche ou brute,... Il s'avère parfois difficile de les comparer car les informations nécessaires pour exprimer les émissions dans une même unité ne sont pas systématiquement fournies dans les articles.

Dans le cas où les informations ne permettaient pas de convertir les données pour pouvoir les comparer aux autres données collectées, les articles correspondants n'ont pas été pris en compte.

5. ETAT DES LIEUX DES CONNAISSANCES VIS A VIS DES EMISSIONS DE CH₄ ET DE N₂O

Ce chapitre présente :

- les données d'émissions comparables, données identifiées dans la bibliographie ;
- les conditions de fonctionnement, les situations et les opérations qui permettent d'expliquer certaines variations d'émissions au cours du temps ;
- L'analyse réalisée afin d'identifier dans quelle mesure ces données sont applicables aux installations françaises.

5.1 PRESENTATION DES DONNEES D'EMISSIONS COLLECTEES PAR ETAPE

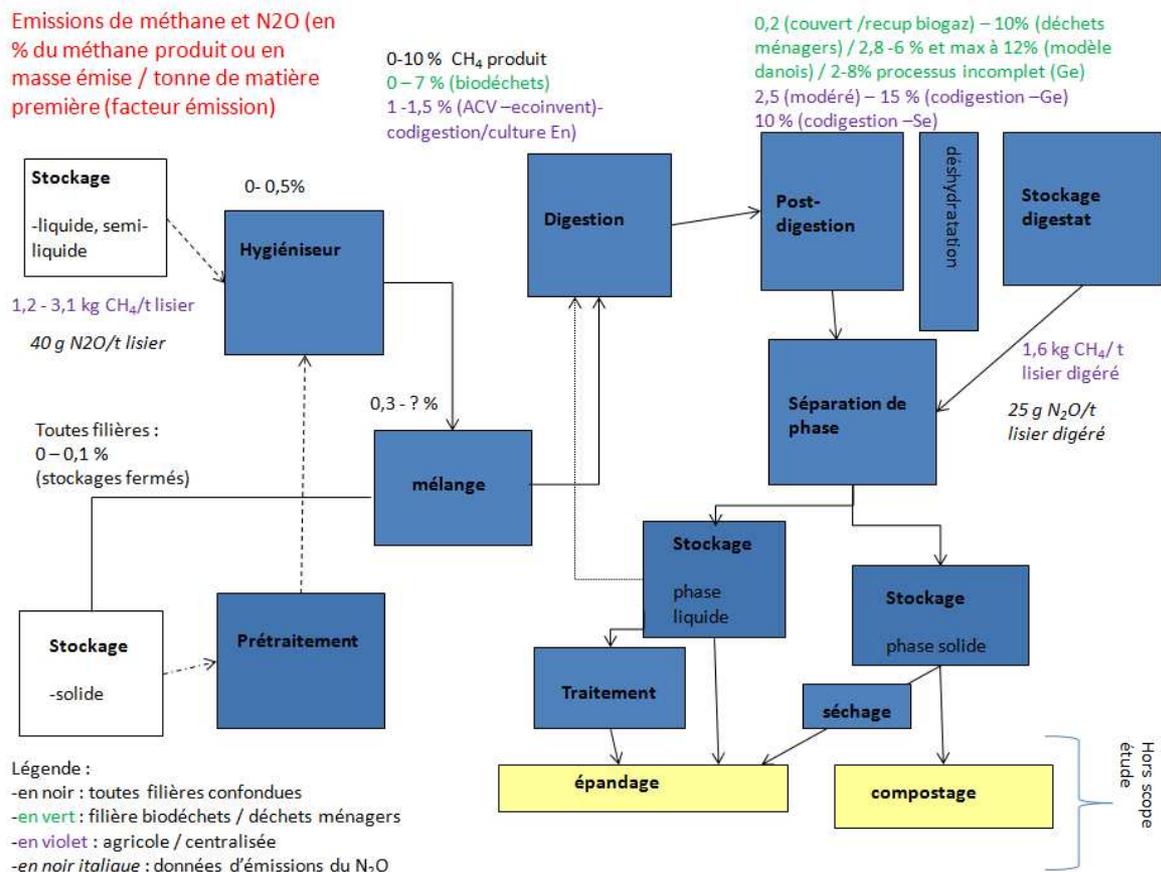
L'INERIS a collecté et évalué la fiabilité des données (sources bibliographiques, informations sur les données,..). Une présentation schématique intégrant les différentes étapes potentielles d'une installation de méthanisation a été élaborée afin de présenter les données compilées (données exprimées sous forme d'intervalles d'émission) par étape et par filière. Cette représentation a uniquement l'objectif d'afficher la variabilité des données collectées et d'identifier les sources majoritairement ciblées. Les données utilisées et leurs références sont présentées en Annexe 1 et en Annexe 2.

Les filières pour lesquelles des données ont été recensées sont les filières des déchets ménagers et assimilés, agricole et centralisée (co-digestion). Les données obtenues « toutes filières confondues » intègrent également les boues de station d'épuration urbaine.

La 1^{ère} figure concerne les émissions au niveau de la production de biogaz et jusqu'à la valorisation du digestat. La 2^{ème} figure présente les émissions lors de la valorisation du biogaz.

5.1.1 EMISSIONS ASSOCIEES AUX ETAPES DE PRODUCTION DE BIOGAZ ET DE VALORISATION DU DIGESTAT

Emissions de méthane et N₂O (en % du méthane produit ou en masse émise / tonne de matière première (facteur émission)



Sigles utilisés : culture En : culture énergétique ; Ge : Allemagne, Se : Suède

Figure 1 : données d'émissions de CH₄ et N₂O associées aux étapes de production de biogaz et de production et valorisation du digestat ; données recensées dans la littérature et présentées schématiquement pour faciliter la comparaison

Les émissions directes de méthane pour la partie production de biogaz ont été estimées :

- entre 0 et 10% du méthane produit, d'après l'IPCC (2006), toutes filières confondues. Ces émissions sont très variables d'une installation à une autre et sont considérées comme nulles lorsqu'elles sont torchées. L'Intergovernmental Panel on Climate Change prend par défaut une valeur de 10% pour le digesteur. Des valeurs de 0-5% seront prises en compte pour des lagunes couvertes et avec la mise en œuvre de moyens de compensation ;

- à 15% de la quantité totale de méthane produit par l'US EPA³ (Environmental Protection Agency) : c'est la valeur par défaut à utiliser dans les études à moins que des émissions plus faibles puissent être démontrées. Cette valeur s'appuie sur les valeurs par défaut conseillées dans le California Climate Action Registry (2008) ;
- entre 2 et 15% du biogaz produit en fonction de l'efficacité des installations⁴. Les mesures réalisées à plusieurs saisons sur une installation importante au Canada (IMUS) ont permis de calculer une émission moyenne annuelle de méthane de 2,8% du méthane produit. Cette valeur intègre les périodes de torchage et de maintenance ;
- pour la filière boues, à 10% du méthane produit⁵ avec une installation performante en termes de récupération du méthane pour valorisation énergétique.

Les émissions non maîtrisées de méthane (Moller et al., 2009)⁶ lors d'opérations sur les installations de digestion anaérobie sont estimées entre 0 et 47 kg éq CO₂/tonne déchets bruts.

Pour l'étape de digestion, les émissions de méthane sont :

- comprises entre 0 et 10% du méthane produit (valeur de référence à 5% comme présenté précédemment). La base de données Ecolnvent utiliserait une valeur de 1% (analyse de sensibilité à 1,5%) ;
- à 15% du méthane produit pour les émissions fugitives provenant du digesteur Cette valeur par défaut est fournie par le Clean Development Mechanism (CDM) ;
- liées aux émissions **ponctuelles** au niveau des valves de sécurité qui peuvent atteindre 60 kg méthane/h pour une production de méthane d'environ 140- 150 kg/h ;
- liées aux opérations de maintenance, aux fuites par la structure du digesteur (toit et murs) ;
- liées à la conception des installations et à leur conduite. Aucun document de conception, de vérification de la conception n'a été identifié à ce stade.

Pour le stockage du digestat, les estimations présentent des émissions 0,2 – 10% du méthane produit pour les installations de biodéchets ménagers et jusqu'à 15% pour les installations de codigestion.

³ T.K.Flesh, R.L.Desjardins, D.Worth, "Fugitive methane emissions from an agricultural biodigester", Biomass and Bioenergy 35 (2011) 3927-3935

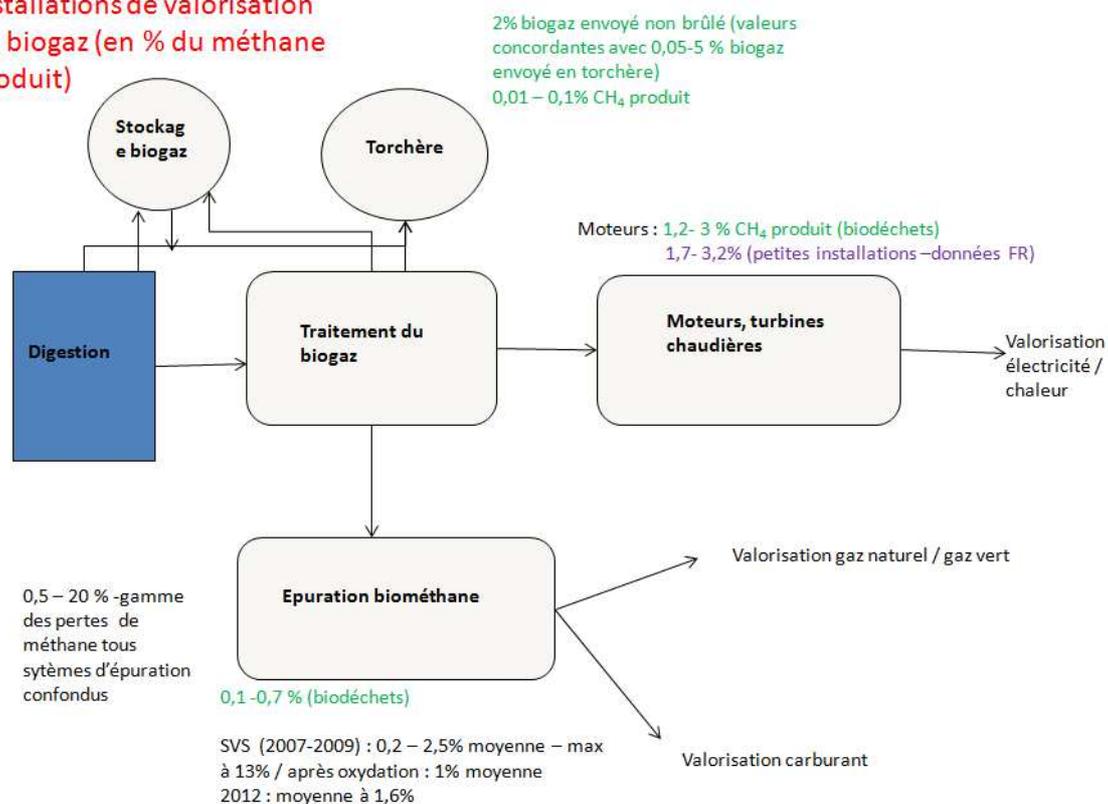
⁴ Desjardins, Flesch, Quantifying fugitive methane emissions from biodigesters, Presentation dans le cadre de Methane to Market, New Delhi, 2-5 mars 2010

⁵ Denmark's National Inventory Report 2010, Emission Inventories 1990-2008, – Submitted under the United Nations Framework Convention on Climate Change and the Kyoto Protocol

⁶ Moller et al., "Anaerobic digestion and digestate use: accounting of greenhouse gases and global warming contribution", Waste Management and Research, 2009:27: 813-824

5.1.2 EMISSIONS ASSOCIEES A LA VALORISATION DU BIOGAZ

Emissions de méthane des installations de valorisation du biogaz (en % du méthane produit)



Légende :

- en noir : toutes filières confondues
- en vert : filière biodéchets / déchets ménagers
- en violet : agricole / centralisée
- en noir italique : données d'émissions du N₂O

Figure 2 : données d'émissions de CH₄ et de N₂O associées à la valorisation du biogaz. Données recensées dans la littérature et présentées schématiquement pour faciliter la comparaison

Le schéma volontaire initié dès 2007 en Suède afin de quantifier et de réduire les émissions de méthane s'est déroulé en deux phases:

- En 2007-2009, 20 installations d'épuration en biométhane volontaires ont participé ;
- Puis en 2010-2012, 6 installations d'épuration en biométhane supplémentaires se sont proposées.

Le rapport de l'IEA présente les émissions de méthane mesurées lors des campagnes de la 2nde phase du schéma volontaire (période 2010-2012) pour différentes technologies d'épuration en biométhane :

- scrubber aux amines : les émissions sont inférieures à 1% du méthane produit ;
- traitement complémentaire du gaz résiduaire issu des systèmes d'épuration (oxydation thermique) : les émissions se situent entre 0,1 et 3,1 % du méthane produit ;
- PSA (adsorption par variation de pression) : les émissions se situent entre 1 et 6% du méthane produit ;
- scrubber à eau : les émissions sont entre 1 et 5% du méthane produit.

Les émissions de méthane pour les installations de valorisation du biogaz en biométhane qui ont participé au programme volontaire suédois (SVS) ont diminué significativement entre les deux phases de l'étude.

En 2011, M.Holmgren publie les calculs et les mesures à réaliser pour l'évaluation des pertes de méthane dans le cadre du suivi volontaire des émissions « Frivilligt °atagande ».

Les émissions non maîtrisées de méthane (Moller et al., 2009)⁷ ont été identifiées, pour les installations de biodéchets ménagers, lors des étapes :

- de combustion du biogaz (méthane imbrûlé 15-24 kg éq CO₂/ t déchets bruts soit 1,25 – 3% du CH₄ produit) ;
- de l'épuration du biogaz pour produire du carburant véhicule (perte en méthane de 1,0 à 4,7 éq CO₂/t déchets bruts soit 0,1 – 0,7 % CH₄ produit).

Des mesures réalisées sur l'ensemble d'une installation de co-digestion (1 MW_{th}) au Canada montrent que les torchères pour brûler le biogaz peuvent présenter des efficacités de seulement 50% (cf. chapitre 5.3).

Sur les émissions des moteurs, peu de données ont pu être collectées. Cependant les résultats sont concordants et notamment avec les résultats des campagnes françaises en installations agricoles⁸.

5.2 EMISSIONS GLOBALES ET DONNEES PAR FILIERE

Données identifiées et sources bibliographiques :

Les émissions globales n'ont été estimées que pour le méthane ; aucune information sur le N₂O n'a été identifiée.

Les données d'émissions globales de méthane proviennent d'études dont les objectifs peuvent être variés :

- estimer les différences entre les filières de méthanisation dans un pays (cf. cas suédois) ;
- évaluer l'importance des émissions de GES par comparaison à une filière de référence (logique ACV⁹) ;

⁷ Moller et al., "Anaerobic digestion and digestate use: accounting of greenhouse gases and global warming contribution", Waste Management and Research, 2009:27: 813-824

⁸ Rapport INERIS- DRC-08-94520-12555A - Campagnes de mesures sur des unités de méthanisation utilisant des sous produits de l'agriculture et de l'élevage

- déterminer les sources prépondérantes / hiérarchiser les sources : études spécifiques sur sites ou études placées dans un objectif de justification réglementaire (ex études allemandes pour imposer la couverture des stockages de digestats) ;

Emissions estimées

- Différentes filières de production de biogaz et valorisation en biométhane (majoritairement carburant)

Le rapport suédois¹⁰ pour l'IEA présente le bilan des émissions globales de méthane pour **différentes filières** de méthanisation ; bilan réalisé à partir de diverses études menées depuis 2003 en Suède et ciblant les installations produisant du biométhane carburant. Les émissions globales de méthane atteignent :

- 22 - 26 % du méthane produit pour les installations traitant des effluents d'élevage ;
- 12 - 17 % pour les installations traitant des déchets organiques ménagers (biodéchets) et
- 8 - 16% pour les installations utilisant des résidus de cultures (herbe, paille, fanes de plantes,...).

Les émissions de GES associées à la codigestion avec des cultures énergétiques et à la production de biométhane et l'injection dans le réseau¹¹ sont comprises entre 67 (installations employant des technologies performantes) et 97 kg éq CO₂/ kWh dans les ACV ce qui correspondrait à des émissions à hauteur de 9 -14 % du CH₄ produit. Ces données sont établies sur la base d'installations de grande capacité avec des productions de biogaz supérieures à 1 000 m³/h. Cet article présente également les données de base d'une ACV pour les émissions de méthane au niveau du digesteur : 1% pour une installation « standard » et 0,5% pour une installation performante.

Un suivi volontaire des émissions de méthane a été initié dès 2007 en Suède afin de quantifier et de réduire les émissions. Deux phases ont été réalisées : 2007-2009 (18 installations de production de biogaz et 20 installations d'épuration en biométhane volontaires) puis 2010-2012 (6 installations d'épuration en biométhane supplémentaires). Le rapport de l'IEA ¹² présente les émissions de méthane mesurées lors des campagnes de la 2^{nde} phase du schéma volontaire (période 2010-2012) pour différentes filières de production de biogaz à partir de :

⁹ ACV : Analyse du Cycle de Vie

¹⁰ Anneli Petersson, « The swedish voluntary system for control of methane emissions », IEA Bioenergy Task 37, mai 2012

¹¹ K.Arnold, Greenhouse Gas balance of biomethane – which substrates are suitable ?, Energy Science and Technology, vol 1 n° 2, 2011, pp 67 - 75

¹² Anneli Petersson, « The swedish voluntary system for control of methane emissions », IEA Bioenergy Task 37, mai 2012

- Déchets organiques divers (7 installations) : la majorité des installations présentent des émissions < 1% du méthane produit mais une installation présente des émissions > 7% du méthane produit;
- Déchets ménagers (biodéchets) (7 installations) : les émissions varient entre 0,1 et 5,2 % du méthane produit ;
- Boues de station d'épuration urbaines (4 installations) : les émissions varient entre 0,1 et 2,6 % du méthane produit;

- Installation de biodéchets et valorisation par cogénération

Les émissions de méthane associées aux installations de méthanisation de biodéchets ménagers avec valorisation du biogaz par cogénération sont estimées par Moller et al. en 2009 à 0,4 – 11% du méthane produit.

- Installations agricoles et centralisées

Les émissions de méthane pourraient représenter jusqu'à 10 -20 % du biogaz produit (6 -12%¹³ du méthane produit) voire 30 % (soit 18% méthane produit) dans le cas d'une production à partir du lisier, avant que le bilan GES ne soit supérieur à celui du système de référence. Il s'agit de comparer deux installations de grande capacité, l'une « traditionnelle » à l'état de l'art construite en 2008 (référence) et l'autre, une installation récente (de très grande capacité) qui emploie les technologies optimisées. Dans le cas d'une alimentation uniquement avec de la biomasse, les émissions de GES sont toujours inférieures pour le système de référence par rapport à une installation de méthanisation avec lisier, même sans perte de méthane¹⁴.

Les mesures réalisées en Allemagne sur 10 installations agricoles montrent que les émissions majoritaires de méthane proviennent du stockage des digestats ouverts (jusqu'à 11 % du méthane produit) et du rejet des installations de cogénération (0,4 -3,3 %).

Les émissions de GES estimées par Solagro¹⁵ seraient en premier lieu liées aux fuites de méthane au niveau des installations de méthanisation (150 t éq CO₂/ an) donc avant le transport et l'épandage du surplus de digestat.

5.3 CONTRIBUTION RELATIVE DE DIFFERENTES SOURCES ET CONDITIONS D'EXPLOITATIONS AU TRAVERS D'ETUDES SPECIFIQUES

En fonction des objectifs des études mais également des filières, la hiérarchisation des sources peut connaître quelques différences. En premier lieu, les sources d'émissions considérées dans les différentes études ne sont pas identiques (prise

¹³ Base de calcul : Biogaz contient 60% de méthane (valeur CDM/UNFCCC)

¹⁴ Pal Börjesson, Maria Berglund, "Environmental systems analysis of biogas systems – Part II : the environmental impact of replacing various reference systems", Biomass and Bioenergy 31 (2007) 326-344

¹⁵ E.Devauchelle, Intérêt environnemental et bilan gaz à effet de serre des unités de méthanisation Agricoles, présentation du 27 avril 2013, le biogaz au coeur de nos fermes

en compte ou non de sources canalisées ou utilisées ponctuellement comme dans le cas de la torchère,...). De plus, comme décrit dans le chapitre 7, les conditions de mesurage, les durées des campagnes permettent ou non l'identification de l'importance de certaines situations ou activités d'exploitation.

En intégrant les différentes informations, les émissions directes majoritaires de méthane / biogaz / GES pourraient être présentées comme suit :

- les émissions diffuses et fugitives (Moller and *al*, 2009¹) se produisent principalement lors de l'ouverture du digesteur pour maintenance, ou proviennent de fuites au niveau des canalisations, des valves et des connections/ raccords depuis la production, le stockage du biogaz jusqu'à sa valorisation ;
- des émissions importantes proviennent des soupapes de sécurité quand le réacteur est en surpression ;
- les émissions liées à l'utilisation du biogaz sur site sont principalement des imbrûlés (dont le méthane) et des oxydes nitreux (N₂O) produits pendant la combustion. Les émissions de méthane sont liées aux types de moteurs ; les moteurs à mélange pauvre, généralement employés sur les installations de digestion anaérobie, présentent les facteurs d'émissions de méthane les plus importants ;
- les pertes de méthane varient en fonction des techniques utilisées et de la présence ou non de système de post-traitement ;
- les émissions liées au stockage de digestat non couvert ont également fait l'objet de nombreuses mesures dans les pays nordiques.

En général, les différentes études s'intéressent exclusivement aux sources identifiées « a priori » comme les plus importantes avec une visée réglementaire (exemple de la couverture du stockage de digestat).

Des études canadiennes, tentent d'évaluer les émissions d'un site dans son ensemble et leur évolution au cours du temps et des saisons. Les méthodes employées sont à l'origine de mesures réalisées en Allemagne notamment. C'est pourquoi les conclusions des études canadiennes sont présentées ci-après.

Les campagnes de mesures canadiennes sur le site de l'IMUS¹⁶ sur des installations agricoles de grande capacité, ont mis en évidence :

- Pour les émissions globales :
 - des émissions beaucoup plus faibles lors des périodes de maintenance (1/10^{ème} des émissions habituelles) où l'introduction de matières premières est réduite ;
 - des émissions moyennes habituelles entre 3 (été) et 4,2 kg méthane /h (automne) (variations entre 3 et 10 kg/h) soit 2- 3% du méthane produit ;
- Au niveau de certaines étapes du process :

¹⁶ Desjardins, Flesch, Quantifying fugitive methane emissions from biodigesters, Presentation dans le cadre de Methane to Market, New Dehli, 2-5 mars 2010

- des émissions ponctuelles importantes au niveau des digesteurs (valves de sécurité) qui peuvent atteindre 60 kg méthane /h (pour environ 140-150 kg CH₄ produit/h) ;
- des émissions des bassins aux alentours de 0,2 kg/h ;
- des émissions lors du torchage – émissions sur de courtes durées (quelques heures), moins d'une fois par jour pouvant atteindre 90 kg méthane /h. D'autres périodes de torchage présentent des émissions entre 10 et 20 kg/h. L'efficacité du torchage sur les émissions de méthane a été estimé comme pouvant atteindre 50%, bien inférieure à l'efficacité attendue de 90% et utilisée dans les calculs (soit 15 kg/h pour une production en été de 150 kg méthane/h) ;
- que la source principale est associée au chargement des matières premières dans le système de mélange avant introduction dans le digesteur. Sur cette installation le chargement se fait par un chargeur à godets.

Par contre ces campagnes de mesurage ne permettent pas d'identifier pour une étape la part relative des émissions fugitives (canalisations, pompes, matériaux,...).

Au Danemark, un projet entre DGC et Agrotech est en cours pour évaluer les fuites sur différentes installations afin d'identifier les fuites les plus courantes et leur importance. Les mesures ont été réalisées sur 2 types d'installations : à la ferme et centralisées. Les premiers résultats (1^{ère} phase de l'étude) présentés¹⁷ montrent que :

- Les installations à la ferme (entre 0,1 et 1,2.10⁶ m³ biogaz/an) peuvent présenter entre 0 et 5 points d'émissions fugitives représentant entre 0 et 1,2% du méthane produit annuellement ;
- Les installations centralisées (entre 1,2 et 4,9.10⁶ m³ biogaz produit /an) représentent entre 3 et 14 points d'émissions fugitives soit 2 à 11 % du méthane produit ;
- 15% des points d'émissions fugitives connus ou présentés dans la littérature représentent 85% des émissions fugitives de méthane ;
- Les installations les plus récentes présentent les émissions fugitives les plus faibles. Les installations à la ferme ont été construites entre 1998 et 2009 et les installations centralisées entre 1986 et 2001.

¹⁷ Jorgensen et al., Methane Emission from Danish Biogas Plants, présentation dans le cadre de IBBA Workshop, Kiel septembre 2014

5.4 ANALYSE DE L'INERIS

5.4.1 ANALYSE DES DONNEES ET DE LEUR PROVENANCE :

Les données d'émissions recensées par source correspondent soit :

- à des facteurs d'émission servant dans le calcul des émissions de GES. C'est souvent le cas pour les émissions des stockages sur les installations agricoles,
- à des mesures spécifiques sur site. Ces études ciblent certaines sources dans un objectif de quantification et de réduction des émissions ou dans un objectif de développement de méthodes de mesurage.

Les données collectées concernent majoritairement le méthane. Les oxydes nitreux sont peu étudiés directement par mesures ; des facteurs d'émissions ont été établis pour différentes conditions de stockage de lisiers bruts. Les émissions de N₂O d'une installation de méthanisation sont principalement rencontrées au niveau du stockage des intrants, du stockage du digestat (et ensuite par épandage, étape non prise en compte dans cette étude), et pour une combustion incomplète du biogaz. Cependant, si on se réfère à la proportion CH₄/N₂O au niveau des stockages, le N₂O pourrait représenter jusqu'à 20 – 30 % des émissions de GES pour ces étapes.

Comme montré précédemment, des données d'émissions de méthane existent pour certaines étapes. Cependant ces émissions n'intègrent pas ou n'identifient pas clairement certaines émissions fugitives (détectables mais plus difficilement quantifiables) comme par exemples :

- les fuites au niveau des canalisations, des membranes de stockage du biogaz des digesteurs et post-digesteurs qui peuvent se produire sur des surfaces importantes et dont les flux sont de fait délicats à estimer,
- les émissions issues des soupapes de sécurité en fonctionnement normal i.e. sans effet de sous ou surpression mais également lors des phénomènes de sous ou surpression. Ces émissions sont difficiles à quantifier et seul un ordre de grandeur peut être déterminé compte tenu des incertitudes associées. Ces émissions sont en cours d'évaluation au niveau européen afin d'identifier spécifiquement leur importance.

Les données collectées fournissent des informations sur les émissions de certaines étapes, ces étapes ayant été investiguées car identifiées ou attendues comme pouvant être responsables d'émissions majeures comme la digestion et le stockage du digestat. Par contre des données sur le stockage des intrants sont difficiles à obtenir. Les études partent souvent du principe, dans le cas d'installations agricoles, que ces émissions sont moindres en comparaison des émissions sans installation de méthanisation. L'argument utilisé est lié à la nécessité d'alimenter en continu le digesteur ce qui implique un stockage de plus courte durée donc a priori conduisant à des phénomènes de fermentation plus réduits. Pour les installations agricoles, les émissions liées au stockage du lisier sont estimées à partir de facteurs d'émission. Ces facteurs varient en fonction des lisiers / fumiers stockés, de la durée et des températures de stockage. Ces

données sont issues d'estimation à partir des stockages sur des élevages sans installation de méthanisation.

Les étapes les plus étudiées concernent l'étape de digestion, la post-digestion, le stockage du digestat et la valorisation du biogaz.

Peu d'articles présentent des informations sur la corrélation entre les émissions et les conditions de fonctionnement. En effet, seules des études menées sur des périodes relativement longues (probabilité de couvrir différentes conditions de fonctionnement) ou répétées, permettent d'atteindre cet objectif.

Les pertes de méthane associées aux installations d'épuration du biogaz en biométhane ont été largement étudiées compte tenu des certifications et/ou réglementations dans différents pays.

Les émissions de méthane des moteurs de cogénération sont peu décrites mais les données collectées concordent. Concernant les torchères, certaines données concordent car elles sont calculées en prenant en compte une efficacité de la torchère. Par contre, l'étude canadienne montre que cette efficacité peut atteindre seulement 50% donc se situer bien en-dessous de l'efficacité attendue. Ces calculs ne tiennent pas compte non plus du type, du fonctionnement et de l'entretien de la torchère (flamme visible, à allumage automatique ou manuelle, le délai nécessaire avant d'atteindre l'efficacité théorique,...). La torchère reste un sujet d'étude qu'il semble intéressant d'investiguer tant les émissions sont liées à son efficacité. Pourtant elle n'a pas été considérée comme prioritaire par les pays nordiques qui ont des torchères sur leurs sites.

Aucune donnée concernant les fuites au niveau des étapes de purification du biogaz avant moteur (étapes de déshumidification, épuration de H_2S , NH_3 ,...) n'a été identifiée. Les émissions recherchées concernent en 1^{er} lieu les sources à l'air libre avec des rejets directs à l'atmosphère. D'une manière générale, les fuites à différentes étapes sont difficilement identifiées dans ces études parce que ces dernières :

- ciblent certaines installations ou équipements et pas forcément l'ensemble des sources diffuses et fugitives par ailleurs difficiles à quantifier ou,
- ont pour objectif une quantification globale et une identification des sources majeures. De ce fait, ces émissions diffuses ou fugitives (canalisations, membranes,...) sont peut-être indirectement comptabilisées dans les émissions globales sans être spécifiquement identifiées comme contributrices.

Les fourchettes d'émissions aux différentes étapes sont relativement étendues et intègrent diverses situations. D'une part, les intrants et leur spécificité sont déjà en partie pris en compte dans la conception des installations. Par exemple pour certaines filières, des étapes du procédé sont placées dans des bâtiments avec extraction et traitement d'air ce qui limite les émissions liées à ces étapes. D'autre part, la variabilité des intrants et de leur qualité au cours du temps, l'utilisation d'intrants à haut pouvoir méthanogène, etc. sont des éléments clefs influençant le comportement du mélange et donc impliquant des conduites d'exploitation plus délicates qu'il faut adapter au cas par cas et pouvant conduire à des émissions variables dans le temps et dans la durée.

5.4.2 TRANSPOSITION DES DONNEES A LA SITUATION FRANÇAISE

Les données prises en compte dans ce rapport sont comparables et jugées comme fiables. La fiabilité a été évaluée à partir du niveau d'information fourni dans les études sélectionnées concernant les méthodes de production de ces données.

La pertinence des données est évaluée en tenant compte de :

- la typologie des installations françaises. Ce critère a été utilisé en première approche dans la recherche de données et d'études afin obtenir des données représentatives des différentes filières et capacités. C'est d'autant plus important qu'on cherche également à établir si cet enjeu doit être considéré toutes filières confondues ou concerne une ou plusieurs filières en particulier. Les données collectées ne représentent malheureusement pas toutes les filières, elles concernent les filières agricoles, centralisées, de déchets ménagers et dans une moindre mesure les boues de stations d'épuration urbaines. Elles ne couvrent pas les installations traitant les effluents agroalimentaires ou industriels directement sur leur site,
- l'identification des situations conduisant aux émissions. En effet, les données sont présentées sous forme d'une fourchette d'émissions globales ou par étape. La pertinence de ces données pour les installations françaises a été évaluée d'après le retour d'expériences de l'INERIS quant aux situations rencontrées par les sites.

La pertinence a été évaluée sur le qualitatif et non pas sur le quantitatif. En effet, en l'absence de données propres aux installations françaises, les niveaux d'émissions ont été pris en compte lorsque l'étude (description des sources, moyens employés pour la production de données, objectifs,..) était suffisamment décrite et les résultats jugés fiables. Il est donc difficile d'évaluer si la gamme d'émission serait possible sur les installations françaises. L'analyse réalisée met en lumière que les données ne présentent pas d'écarts importants entre les filières ni pour les différentes étapes étudiées.

Considérant les sources majeures à observer, les conclusions des différentes études peuvent être appliquées à la situation française de manière qualitative comme précisé précédemment. Les sources principales retenues sont les suivantes :

- lors de la méthanisation : les étapes de stockages des intrants et du digestat et l'étape de digestion. L'étendue des émissions est variable entre les installations. La fréquence d'occurrence des situations et leur durée étant très variables comme les débits émis, ces émissions doivent être corrélées aux conditions de fonctionnement du site, de l'équipement et la conduite de l'installation,
- lors de la valorisation du biogaz : les systèmes d'épuration du biogaz en biométhane. Les émissions des moteurs et des turbines ont été peu étudiées pour ces polluants. Les émissions sont liées au réglage des moteurs,
- le torchage : cette source a été peu étudiée également pourtant elle peut représenter des émissions ponctuelles importantes en fonction

de son efficacité et de son taux d'utilisation. Ce système permet pourtant de réduire les émissions dans le cas de situations inhabituelles de fonctionnement. Il est également important de noter que de nombreux pays européens connectent les soupapes de sécurité à la torchère ; cette pratique est peu appliquée en France. Le taux d'utilisation et de présence de torchères en France est difficile à connaître, le taux de biogaz torché annuellement n'étant pas réglementairement obligatoire. Cet aspect mériterait d'être étudié à l'échelle nationale en tenant compte des autres systèmes de gestion sélectionnés par les exploitants.

Remarques :

- Les émissions importantes constatées lors d'études nord-américaines au niveau du chargement des matières premières par godets est difficilement applicables en France sur des installations de cette capacité, où le chargement se ferait soit en bâtiment ou dans des conditions différentes.
- Les émissions les plus importantes ont été constatées au niveau des digesteurs (soupapes de sécurité) et du stockage du digestat en lien avec l'utilisation de cultures énergétiques en Allemagne. Même si l'emploi de cultures énergétiques n'est pas autorisé en France, l'emploi d'autres « boosteurs » de production de biogaz peut conduire aux mêmes conséquences sur les installations françaises en raison d'une production de biogaz difficile à gérer sur l'ensemble du procédé (émissions par les soupapes et durée du processus de méthanisation plus long à stabiliser).

5.5 CONCLUSION

L'absence de données sur les émissions mesurées de N₂O des installations de méthanisation est constatée. Les émissions sont estimées à partir de facteurs d'émission à certaines étapes de stockage des intrants, de stockage du digestat et d'épandage. Les autres émissions potentielles de N₂O sont issues d'une combustion incomplète du biogaz.

Par contre, de nombreuses études sur les émissions de méthane à certaines étapes existent ou sont en cours. D'une manière générale, toutes filières confondues, les émissions de méthane sont comprises entre moins de 1% et 25 % du méthane produit soit une variabilité importante de ces émissions. La transposition à la situation française ne peut se faire directement compte tenu des différences constatées notamment en termes d'intrants cependant, aucun élément ne permet d'écarter totalement certaines valeurs comme non atteignables en France ; les différentes situations décrites étant potentiellement des situations rencontrées en France.

D'après la bibliographie et son analyse, les sources majeures actuelles d'émissions de méthane des installations de méthanisation sont les étapes de :

- stockage des intrants,
- digestion,
- stockage du digestat,
- valorisation du biogaz : principalement les systèmes d'épuration du biogaz en biométhane où les pertes de méthane sont variables en fonction des technologies choisies,
- torchage.

Sont considérées ici les sources majeures sur lesquelles il convient prioritairement d'agir. Les émissions estimées et cumulées de ces étapes (intégrant différentes situations potentielles) sont concordantes avec les émissions globales proposées. Comme discuté précédemment, les variations d'émissions sont liées à des situations identifiées pour lesquelles des consignes et des bonnes pratiques peuvent permettre de réduire leur occurrence. Cet aspect est discuté dans le chapitre suivant.

Les émissions diffuses et fugitives d'équipements ne sont pas considérées ici et pourtant il ne faut pas les omettre. Elles vont en effet prendre une importance croissante dans la vie de l'installation en fonction des matériaux choisis et de leur vieillissement dans le temps. Ces émissions peuvent être spécifiques à certaines installations : défauts de conception, au niveau de matériaux installés, ..ou liés à l'âge de l'installation. Le parc français est relativement récent ce qui implique peu de retour d'expérience sur le vieillissement des installations.

Les situations ou équipements qui mériteraient d'être investigués en France sont : la torchère, le digesteur et les situations où les digesteurs nécessitent d'être vidangés (problèmes de prise en masse, remise en culture en raison de la présence d'inhibiteurs, ...).

6. MAITRISE DES EMISSIONS DE CH₄ ET DE N₂O

6.1 BONNES PRATIQUES DANS DIFFERENTS PAYS

Les bonnes pratiques et les éléments de conduite identifiés par les rédacteurs des différentes études et articles analysés, sont les suivants :

- Au niveau du digesteur : adapter le régime de charge du digesteur pour éviter une surpression induisant des fuites par les valves de sécurité et assurer un stockage de biogaz suffisant pour éviter de rejeter le surplus de production directement à l'atmosphère (dysfonctionnements, maintenance valorisation) ;
- Réduire le temps de stockage des matières premières ; si stockage sur plusieurs jours, une aération des matières peut être envisagée ;
- Stocker en bâtiments fermés, ventilés avec traitement d'air (émissions de biogaz et réduction des nuisances associées) ;
- Adapter le temps de séjour en fonction des substrats dans digesteur et post-digesteur pour assurer une dégradation optimale et la collecte du méthane produit ;
- Mettre en place un stockage couvert du digestat avec récupération du biogaz produit ;
- Assurer un fonctionnement continu ;
- Implanter une torche en poste fixe ;
- Mettre en place une surveillance des émissions et des fuites ;
- Limiter les pertes des systèmes d'épuration du biogaz en biométhane.

En Suède, pour toutes les installations de méthanisation, la publication du BGA 2012 (Anvisningar för biogasanläggningar – Instructions pour les installations de méthanisation publiées par ENERGIGAS SVERIGE¹⁸) établit les règles minimales du plan de surveillance. Certaines fuites aux installations doivent être contrôlées régulièrement :

- 3 fois/an : au niveau de l'axe de rotation du mélangeur mécanique du digesteur ; au niveau des ventilateurs et compresseurs à gaz ; au niveau des valves, pompes ; des canalisations et des raccords associés à une inspection visuelle et une vérification du fonctionnement des équipements,
- 1 fois/an : évaluation des fuites sur l'ensemble du site, test de fonctionnement des valves de sécurité.

¹⁸ K Jonerhold and al., Methane losses in the biogas system, Balbic Biogas Bus, 2012-06-05

6.2 REDUCTION DES EMISSIONS LORS DU STOCKAGE DES LISIERS

6.2.1 ETUDES REALISEES PAR LA PROFESSION

Pour les installations agricoles, la réduction des émissions des stockages de lisiers et de digestats selon l'IFIP et Agrifood^{19, 20} passent par :

- Une évacuation rapide des lisiers depuis les bâtiments d'élevage ;
- Le nombre d'épandage par an.

L'étude IFIP montre également que :

- Les émissions de GES sont estimées à 800 t éq CO₂/an pour un élevage classique naisseur- engraisseur de 200 truies depuis l'alimentation jusqu'à l'épandage du lisier (sans méthanisation). Les animaux sont élevés sur caillebotis et le lisier est stocké en fosse extérieure. Les émissions de GES sont réparties comme suit : 42% des émissions se produisent dans le bâtiment au niveau des préfosse, 33% lors du stockage extérieur en fosse et 10% lors de l'épandage. Les 15% restant proviennent d'autres sources mineures ;
- La couverture de la fosse extérieure non chauffée et la récupération du biogaz pour le brûler en torchère permet de réduire de 29% ces émissions ;
- La méthanisation des effluents et la production de chaleur, permettent de réduire ces émissions de 25% ;
- Le raclage en V sous caillebotis du lisier à l'engraissement et la méthanisation des effluents permettent de réduire de plus de 50% les émissions de GES par rapport à un élevage classique. Le raclage en V a pour objectif de récupérer la fraction solide fraîche.

L'action concertée d'une évacuation rapide du lisier frais des bâtiments d'élevage et de la mise en place de la méthanisation des lisiers permet de réduire les émissions de méthane et d'azote (N₂O et NH₃). L'évacuation rapide des lisiers frais permet de réduire les émissions dans les bâtiments d'élevage, au niveau des stockages en fosses extérieures et de maximiser le potentiel méthanogène des lisiers. En effet, ce potentiel diminue rapidement. Par exemple, le potentiel méthanogène par porc à l'engraissement (30-115 kg)²¹ est estimé à :

- à 10,8 Nm³ méthane pour le lisier frais,
- entre 5 et 8 Nm³ pour du lisier stocké en pré-fosse.

Les émissions au niveau des bâtiments varient entre 0,7 kg éqC / porc pour le lisier frais à 1,4 – 2,6 kg éqC/ porc pour le lisier stocké dans le bâtiment. Le comportement et la cinétique de fermentation varient également en fonction :

¹⁹ IFIP, « Maîtrise des bilans environnementaux – Méthanisation à la ferme et évacuation du lisier frais », Bilan d'activité IFIP 2011 – Fiche n°43

²⁰ Soren Hojgard and Fredrick Wilhelmsson, « Biogas production from manure », working paper 2012 :1, Agrifood

²¹ Pierre Quideau et Solene Lagadec, Effets conjugués d'une évacuation rapide des déjections porcines et de leur méthanisation sur le devenir de la matière organique et les émissions de méthane, 2013, journées recherche porcine, 45, 129-134

- des lisiers. Les fumiers pailleux connaissent une baisse rapide du potentiel méthanogène (1% par jour) en raison de leur compostage spontané,
- des conditions de la pré-fosse : une pré-fosse jamais totalement vidée associée à une dilution des lisiers et une température estivale sont favorables à une fermentation spontanée alors que des pré-fosses lavées et des lisiers riches en matières sèches génèrent de faibles émissions de méthane et des lisiers à fort potentiel méthanogène.

L'influence de l'alimentation animale sur le comportement et le potentiel méthanogène du lisier mériterait d'être approfondie selon Moller²². Des essais ont montré par exemple que le complément de matières grasses dans l'alimentation a une influence positive sur le potentiel de production de biogaz sans augmenter les émissions de méthane au stockage. Dans leurs essais comparatifs, ils considèrent une durée de stockage du lisier de 9 mois pour un élevage classique sans méthanisation. Les émissions de CH₄ calculés selon l'IPCC (1996) pour le stockage et la digestion représentent 3% du méthane produit. Ils concluent qu'au niveau du stockage les émissions de méthane estimées par l'IPCC sont supérieures à celles constatées lors des essais avec un complément alimentaire de matières grasses.

Afin de réduire les émissions lors du stockage du lisier sur les élevages, certaines pratiques ont été identifiées comme positive²³ :

- augmenter la fréquence d'évacuation du lisier ;
- limiter la hauteur de lisier restant dans la fosse de stockage après épandage (à 30cm au lieu de 60 cm habituellement) ; le lisier restant est source d'inoculum.

Les émissions de méthane d'un lisier sont liées au type de lisier, à l'alimentation animale, à la litière et donc au pH et teneurs en acides gras volatils et en ammoniac, à la température de stockage,... L'ammoniac est un inhibiteur de la réaction de fermentation. La teneur en Matières sèches²⁴ du lisier influe sur l'intensité de la dégradation organique et la formation d'une croûte en surface. La méthanisation permet de réduire de 50% le taux de Matières sèches et de carbone. Une baisse du taux de matières sèches réduit également les émissions de N₂O lors de l'épandage.

L'utilisation de cultures intermédiaires à vocation énergétique (CIVE)²⁵ et de menues pailles conduit à une augmentation des émissions de GES au niveau du stockage du digestat et lors de l'épandage principalement liées aux émissions de N₂O car les teneurs en azote dans le digestat augmentent. En contre-partie la

²² H.B.Moller et al., Quantification of methane production and emission from anaerobic digestion of cattle manure derived from different feeding, Aarhus University, 2011

²³ DI Massé et al., Methane emissions from manure storage, American Society of Agricultural and Biological Engineers, Vol. 51(5): 1775-1781, 2008

²⁴ B.Amon, Methane, nitrous oxide and ammonia emissions during storage and after application of dairy cattle slurry and influence of slurry treatment, Agriculture, Ecosystems and Environment, 112 (2006), 153-162

²⁵ P. Levasseur and co, Effets conjugués d'une évacuation rapide des déjections porcines et de leur méthanisation sur le devenir de la matière organique et les émissions de méthane, 2013, Journées Recherche Porcine, 45, 135-136

production électrique augmente mais elle ne compense pas cette émission supplémentaire de GES.

Les gains sur les petites installations sont principalement liés au captage et à la valorisation du biogaz plus qu'à la production d'énergies renouvelables mais les coûts d'investissement restent importants et la rentabilité de l'exploitation reste difficile à établir et à garantir.

6.2.2 MEILLEURES TECHNIQUES DISPONIBLES (MTD) RELATIVES A L'ELEVAGE (BREF IRPP)

Les conclusions relatives aux MTD du BREF IRPP (élevages intensifs de volailles et de porcs) définies fin 2014 dans le cadre des travaux conduits par la Commission Européenne et avant validation finale en vue de leur publication indiquent quelques éléments sur le stockage du lisier (pour les installations visées par la Directive 2010/75/UE relative aux émissions industrielles) :

- l'évacuation du lisier des bâtiments pour l'épandage ou pour un stockage extérieur est réalisée le plus souvent possible et a minima tous les deux mois à moins de restrictions techniques ;
- plusieurs solutions d'évacuation sont proposées : les bâtiments avec un sol avec caillebotis partiel avec des extracteurs à bandes en V de lisier font partie des MTD pour les porcs ; l'extraction est effectuée au moins 2 fois par jour et le lisier stocké en fosse couverte ; l'évacuation fréquente du lisier en utilisant le lisier liquide ou de l'eau (1 à 2 fois/jour) ;
- les MTD générales pour réduire les émissions liées au stockage le lisier de porc solide :
 - stockage direct sur le sol à une distance suffisamment éloignée des cours d'eau, et passage des eaux souterraines ; stockage temporaire à déplacer au moins tous les ans ;
 - réduire le ratio entre la surface de stockage émettrice et le volume de stockage (lisier compacté ou stocké entre 3 murs) ;
 - couvrir le stockage avec bâches plastiques résistantes aux UV, autres matériaux de type tourbe, sciures ... ;
 - stocker le lisier séché en hangar
 - stocker en silo en béton ;
 - stocker sur un sol imperméable avec système de drainage et collecte des effluents
- Les MTD pour réduire les émissions odorantes : couvrir le stockage des lisiers solides et liquides durant la période de stockage, implanter le stockage en fonction des conditions météorologiques du site (vitesse et direction du vent).

6.3 ENJEUX IDENTIFIES PAR LES PAYS EUROPEENS ET ENCADREMENT REGLEMENTAIRE OU VOLONTAIRE DES EMISSIONS DE METHANE

Plusieurs orientations d'action vis à vis des émissions de méthane sont proposées en Europe. Certains pays s'orientent ou se sont orientés vers un encadrement volontaire comme la Suède ou le Danemark qui développe actuellement des méthodes simples de mesurages sur site, techniques que les exploitants pourraient s'attribuer. Au Danemark, seulement 8% du lisier est méthanisé. Donc la méthanisation a un potentiel de développement important dans le secteur agricole.

Les émissions de méthane ont été considérées par la Suède comme un enjeu pour les installations de méthanisation. Dès 2007, un suivi volontaire des émissions en vue d'améliorer leur maîtrise a été mis en place. Ce schéma a fait l'objet de deux phases de 3 années chacune pendant lesquelles des mesures étaient réalisées par l'exploitant et une fois par an par un laboratoire extérieur. La seconde phase s'est finalisée en 2013 et les conclusions montrent :

- Une prise de conscience des exploitants quant à ces émissions ;
- Une réduction notable des émissions pour les installations volontaires : par exemple entre 2007 et 2012, les émissions de méthane d'une des installations surveillées ont été réduites de 7,5% à < 0,1% pour la production de biogaz et de 12% à 2 % pour l'épuration en biométhane.

La Suède réfléchit actuellement à la manière d'inciter les autres exploitants à intégrer cette démarche (volontaire ou réglementaire). Il s'agit de réduire l'empreinte carbone de l'installation mais également d'améliorer la rentabilité des installations par une production énergétique plus importante.

Les premières études sur les émissions de méthane ont concerné les pertes issues des systèmes d'épuration du biogaz en biométhane. A l'échelle européenne, des consignes, des valeurs d'émissions réglementaires et des certifications ont été proposées. Les consignes ne peuvent être considérées comme réglementaires mais incitent indirectement les fournisseurs à respecter ces valeurs présentées ci-dessous.

Les émissions de méthane des **systèmes d'épuration du biogaz en biométhane** font l'objet d'évaluation, de réglementations ou de certifications :

- Si les émissions de méthane excèdent 2% du débit de méthane produit le bénéfice environnemental du procédé est annulé (Biogasmax) et un système de traitement final des gaz avant rejet doit être implanté ;
- Les pertes de méthane sont réglementées en Allemagne depuis plusieurs années (< 1% jusqu'à 2011) , à partir de 2011 (< 0,5%). Elles ont été abaissées à 0,2 % avec la révision de la TA-Luft en 2014 ;
- En Suisse, le label « Nature made » pour le biométhane, impose des pertes de méthane < 1%.

Compte tenu de ces contraintes, les fabricants présentent des garanties sur les pertes de méthane. Cependant comme les valeurs autorisées à l'émission diminuent progressivement, les exploitants doivent prévoir des systèmes de traitement du gaz résiduaire pour pouvoir les respecter.

Green Gas Grid présentait en 2013, un bilan des mesures réalisées dans le cadre du suivi volontaire des émissions de GES menées en Suède depuis 2007²⁶. Les conclusions concernant les GES sont les suivantes :

- La contribution aux GES la plus importante des installations d'épuration du biogaz en biométhane provient des fuites de méthane ;
- Chaque pourcentage de perte correspond à peu près à 20 kg eq CO₂/MWh de biométhane. Pour une installation de méthanisation classique avec des émissions de l'ordre de 100 kg eq CO₂/MWh il faut ajouter 20% par pourcentage de perte. Ce niveau doit être comparé à l'objectif de 60% GES en Europe soit 125 kg eq CO₂/MWh biométhane.
- Les rejets de méthane dans les gaz résiduaires peuvent être éliminés par des systèmes de post-traitement.

Les émissions du méthane représentent un enjeu en Europe pour les installations de méthanisation. Cependant les seules valeurs ou consignes chiffrées concernent les pertes de méthane des systèmes d'épuration du biogaz en biométhane. En effet, ces émissions sont canalisées et donc plus faciles à gérer. Ces pertes ont également été ciblées en Europe du Nord en raison de la valorisation majoritaire du biogaz en biométhane. Les préconisations sur les installations de méthanisation concernent :

- Les configurations des installations (couverture ou non des installations de stockage),
- Les conditions de mise en œuvre des installations,
- Les conditions de suivi des équipements (maintenance),
- La présence ou non d'équipements de traitement en cas de maintenance ou de dysfonctionnements (torche) / capacité suffisante de stockage,
- Les intrants, dans une moindre mesure (notamment cultures énergétiques).

²⁶William Mezzulo ,« Measures to reduce GHG emissions in the biomethane supply-chain », , présentation

6.4 ANALYSE DE L'INERIS

Digestion

Les variations d'émissions sont majoritairement liées aux émissions non maîtrisées au niveau des soupapes de sécurité. Elles sont liées à une alimentation inadaptée en intrants, à la présence d'éléments indésirables, à la présence de mousse et à son entraînement dans les canalisations, à une maintenance insuffisante de la soupape en hiver (garde hydraulique) ou suite à une ouverture de l'électrovanne, etc...

Les émissions concernent également d'autres événements :

- La nécessité d'intervenir sur le digesteur en situation d'urgence peut conduire à des émissions importantes mais rares qui peuvent être limitées par l'utilisation de procédures adaptées. Ces procédures méritent d'être établies en commun avec d'autres exploitants pour intégrer les retours d'expérience.
- Des fuites existent si l'étanchéité de la soupape avec la structure et au niveau de l'axe de rotation du mélangeur mécanique n'est pas correctement assurée ou contrôlée.

Stockage

Les émissions au niveau du stockage des intrants sont variables en fonction des matières premières et de leur comportement et cinétique de dégradation. Les durées et les conditions de stockages sont donc à adapter en fonction des matières premières.

Les émissions au niveau du stockage des digestats sont liées à la durée de stabilisation du digestat. Elles sont réduites si les durées à chaque étape sont respectées. Les installations agricoles en France mettent de plus en plus en œuvre une post-digestion qui garantit une première étape de stockage avec une récupération du biogaz. Donc les situations les plus critiques telles que présentées sur certaines installations allemandes pourraient être moins intenses en France. Mais cette conclusion mérite d'être vérifiée sur différentes installations qui notamment utilisent un stockage ouvert. D'après les quelques retours de l'INERIS, le stockage de digestat est généralement couvert sur la plupart des filières. Par contre le biogaz n'est pas forcément extrait. La réglementation française impose uniquement pour les installations à autorisation la couverture du stockage du digestat liquide avec récupération du biogaz produit. Il faut également prendre en compte le fait que la production d'énergie devient un objectif majeur pour garantir la rentabilité des installations ce qui conduit à l'utilisation de matières qui améliorent et accélèrent la production de biogaz mais qui du coup sont responsables d'une stabilisation plus lente du digestat et d'émission aux soupapes de sécurité telles que discutées plus haut.

Valorisation du biogaz

Les systèmes d'épuration du biogaz en biométhane ont été majoritairement étudiés. Les conclusions vont vers une réduction des rejets des pertes de méthane à l'atmosphère en intégrant un système de post-traitement. Les émissions des moteurs et des turbines ont été peu étudiées. Elles sont liées au réglage des moteurs.

Torchage

Cette source a également été peu étudiée. Pourtant, elle peut représenter des émissions ponctuelles importantes en fonction de son efficacité et de son taux d'utilisation. Ce système permet pourtant de réduire les émissions dans le cas de situations inhabituelles de fonctionnement. Il est également important de noter que de nombreux pays européens connectent les soupapes de sécurité à la torchère. En France, les visites de sites et les interviews de l'INERIS laissent à penser que le taux d'utilisation et de présence de torchères est difficile à connaître comme le taux de biogaz torché annuellement qui n'est pas réglementairement obligatoire. Cet aspect mériterait d'être approfondi en tenant compte des autres systèmes de gestion choisis par les exploitants.

Pour les installations agricoles :

Gestion amont du lisier

L'action concertée d'une évacuation rapide du lisier frais des bâtiments d'élevage et de la mise en place de la méthanisation des lisiers permet de réduire les émissions de méthane et d'azote (N_2O et NH_3). L'évacuation rapide des lisiers frais permet de réduire les émissions dans les bâtiments d'élevage, au niveau des stockages en fosses extérieures et de maximiser le potentiel méthanogène des lisiers. Ce potentiel diminue rapidement.

L'intérêt pour l'exploitant est de conserver le potentiel méthanogène de son lisier et ainsi de garantir une production énergétique suffisante pour assurer son autonomie énergétique et sa rentabilité.

L'influence de différents paramètres doit être considérée dans la maîtrise des émissions. L'influence des intrants est bien-sûr majeure et doit être identifiée notamment la qualité et la quantité des intrants. Mais d'autres paramètres sont également à considérer comme le taux d'alimentation du digesteur, le comportement des intrants en mélange et leur vitesse de dégradation. L'influence de la graisse ou des cultures énergétiques est déjà connue au niveau de la digestion et du digestat en termes de durée de stabilisation. L'utilisation de CIVE et de menues pailles permet également d'augmenter la production de biogaz mais conduit à des émissions supérieures de N_2O notamment au niveau du stockage du digestat et de l'épandage.

Maintenance

D'une manière générale, un fonctionnement continu de l'installation doit être garanti pour limiter les émissions non maîtrisées ainsi qu'un suivi / surveillance des fuites des équipements au cours du temps. Tout arrêt engendre la nécessité de gérer le biogaz produit en limitant le recours au rejet à l'atmosphère et plus la durée de l'événement augmente plus cette gestion est difficile. Il est donc nécessaire d'identifier les situations particulières susceptibles d'impliquer de telles conséquences et d'envisager les moyens de les réduire dès la conception ou au fur et à mesure de l'exploitation. Ces situations peuvent également être identifiées grâce à la mise en commun du retour d'expériences avec d'autres exploitants. La maintenance préventive s'avère également essentielle ainsi que l'identification des équipements vitaux qui seront stockés sur le site. Faciliter les interventions, les changements de matériel à des étapes clés du procédé sont également essentiels : vannes de segmentation, possibilité d'isoler des parties de l'installation pour pouvoir intervenir, utiliser des pompes qui fonctionnent en double sens pour

pouvoir déboucher certaines canalisations sensibles à ces situations, en amont et aval du digesteur et post-digesteur.

Suivi des émissions

La surveillance des émissions et des fuites doit être prévue car elle permet de vérifier l'évolution de certains équipements au cours du temps et d'établir un plan de maintenance corrective. En fonction des émissions et des objectifs recherchés, différentes méthodes seront à prévoir : nécessité d'avoir des équipements spécifiques de mesures et du personnel qualifié (suivi réglementaires ou de sources nécessitant une quantification) ou besoin d'identifier les fuites sur l'ensemble de l'installation où des techniques plus légères, moins spécifiques peuvent être directement mises en œuvre par l'exploitant. Certaines méthodes sont présentées au chapitre 7. Ces éléments doivent être associés au suivi de paramètres de procédé comme par exemple le suivi de la pression dans le digesteur permet de détecter l'ouverture de la soupape.

Les échanges entre les exploitants doivent se maintenir voire augmenter pour asseoir le retour d'expériences et établir des procédures adaptées aux situations rencontrées. L'expérience suédoise est intéressante dans cet objectif.

6.5 CONCLUSIONS

Les consignes et les bonnes pratiques identifiées pour les différentes sources peuvent être classées en consignes associées :

- A des événements sur certains équipements,
- A la nécessité d'intervenir sur la conception d'ouvrages (exemple du stockage de digestat) qui permet de réduire à la source les émissions diffuses de grandes surfaces en limitant le contact à l'air de matières et l'impact des conditions météorologiques ;
- A la conception des installations de manière plus générale comme l'implantation de certaines étapes en bâtiment. Ce sont des consignes générales pour réduire l'impact environnemental d'un site. Bien-sûr, elles permettent de gérer les émissions de CH₄, de N₂O, mais également de biogaz et leurs impacts (odeur, santé,..) Vont être intégrées ici des consignes quant au choix des matériaux en fonction des matières entrantes, des types de couverture des ouvrages, des équipements en fonction des intrants....Ce ne sont pas a fortiori des consignes spécifiques au émissions de méthane et de N₂O ;
- A la conduite de l'installation notamment une bonne connaissance des intrants et de leur réactivité seul et en mélange ;
- Au plan de maintenance, de surveillance et de réparation des équipements par l'identification des équipements vitaux pour l'installation mais également des équipements sensibles car fortement sollicités ou potentiellement agressés ou susceptibles de se boucher par les matières utilisées.

L'implantation d'une torchère en poste fixe doit clairement être regardée spécifiquement au niveau français.

L'expérience de la Suède est intéressante à deux niveaux :

- l'importance des associations professionnelles dans la formation, la mise en commun des difficultés et des solutions et
- l'intérêt de la mise en œuvre d'un schéma volontaire de suivi des émissions de méthane qui permet de fournir à l'exploitant des méthodes d'identification des fuites qui lui font prendre conscience des sources potentielles et de la nécessité de trouver des solutions de réduction.

Compte tenu de ce qui a été énoncé précédemment plusieurs leviers d'action existent :

- le levier réglementaire : s'assurer que les consignes existantes sont claires tant en terme d'objectif (ce qu'elles apportent à l'exploitation également) que de résultat escompté et la manière de les mettre en œuvre. La réglementation établit les consignes minimales à respecter ;
- le levier opérationnelle : donner les méthodes permettant aux exploitants de faire un état des lieux et un bilan régulier de leurs émissions (prendre conscience des sources et de l'évolution des fuites au cours de la vie de l'installation) pour pouvoir établir les mesures à prendre et les échéanciers financiers associés ;
- le levier échanges intraprofessionnels : mettre en commun les situations identifiées, les difficultés rencontrées pour en partager l'analyse et les solutions pouvant être mises en œuvre. Les solutions comprendront des actions préventives et des actions curatives. On pourrait en effet imaginer que des procédures adaptées à des situations d'urgence soient partagées pour intégrer les différents retours d'expérience. Ces échanges doivent également aborder le vieillissement des équipements, des matériaux pour aider les exploitants dans leurs choix. En effet, le retour d'expérience est essentiel pour la prévention des émissions et des risques au sens plus large.

7. METHODES DE MESURAGE DES EMISSIONS DE METHANE

Ce chapitre a plusieurs objectifs :

- présenter succinctement le panel de techniques ;
- présenter les différentes techniques en fonction des objectifs des mesures : quantification, identification des sources, évolutions au cours du temps, corrélation des émissions aux conditions de fonctionnement, aux matériaux employés,... ;
- identifier les techniques à employer ou à développer dans le cas où la production de données françaises s'avérerait nécessaire.

Les données collectées proviennent de calculs, d'estimations ou de mesures sur site. Un récapitulatif des techniques possibles pour détecter, quantifier les émissions de méthane est présenté ci-après. Les objectifs des mesures définissent les techniques employées et donc permettent l'accès ou non à certaines informations. Quelles que soient les mesures mises en œuvre, une exhaustivité des conditions d'émissions ne peut être garantie. Il est donc souvent nécessaire de travailler par approche successive en employant des méthodes différentes. L'important est d'en connaître les limites.

L'étude montre que certaines informations manquent dans la bibliographie réalisée. Il peut s'avérer nécessaire de produire des données spécifiques aux installations françaises. Dans ce cas, les techniques seront sélectionnées en fonction des objectifs et des sources étudiées. Les méthodes présentées ici sont majoritairement des méthodes complexes, pointues qui nécessitent une technicité du personnel. Dans l'objectif de permettre aux exploitants d'identifier eux-mêmes leurs sources et les évolutions au cours du temps, des méthodes simplifiées seraient à envisager. Les quelques méthodes simples présentées ici proviennent d'études réalisées spécifiquement sur des installations de méthanisation. Le tableau récapitulatif n'est pas exhaustif des techniques possibles. Cette partie méritera d'être approfondie une fois les objectifs fixés.

7.1 METHODES DE MESURAGES.

Les méthodes peuvent être classées en deux grandes catégories :

- les mesures en ligne directes ou indirectes qui permettent une surveillance continue ou semi-continue et fournissent des informations en lien avec les conditions de fonctionnement du site ;
- les prélèvements et analyses en différé qui permettent une quantification des émissions. Cette méthode fournit une concentration ou un flux moyen sur la période de prélèvement. Elle est principalement utilisée dans le cadre d'un contrôle réglementaire où les incertitudes doivent être maîtrisées. Les techniques employées sont les suivantes : canisters (chambres hermétiques mises en dépression au préalable), sacs Tedlar et analyse GC/TCD (détecteur à conductimétrie thermique). Cette catégorie n'est pas présentée plus en détail dans ce qui suit.

D'une manière générale, pour comprendre et identifier les émissions de méthane d'une installation de méthanisation, la première catégorie sera préférée. En effet,

ces techniques permettent de s'affranchir des différentes incertitudes liées à la collecte d'échantillons des méthodes extractives (prélèvement d'échantillons avant analyses). Plusieurs techniques existent : méthodes directes et méthodes indirectes.

Les méthodes directes suivent directement les émissions d'une ou plusieurs sources. Certaines techniques permettent des mesures directes de l'ensemble du site comme les techniques par long trajet optique.

Les méthodes indirectes correspondent à des mesures réalisées dans l'environnement du site et qui permettent par modélisation inverse de recalculer les flux émis. Elles permettent également de cibler certaines zones du site.

Dans les deux cas, il est nécessaire d'enregistrer les données météorologiques précises sur le site si on surveille plusieurs sources ou l'installation dans son ensemble.

Mesures directes et indirectes :

Technique de mesurage	Mesures à la source (concentrations et flux)	Intégration de plusieurs sources (directes - concentrations)	Dans l'environnement (indirectes - concentrations et flux)	Emissions globales	objectif
FID (détecteur à ionisation de flamme) Système méthane / non méthane	X (EN 25140; EN 25139-CG)				Quantification directe à la source
OFCEAS (spectroscopie d'absorption par cavité optique avec rétroaction optique (IR))			X (cartographie des concentrations)		Identification et hiérarchisation des sources – intègre les émissions diffuses et fugitives
FTIR	X – émissions canalisées (FTIR and NDIR); EN ISO 25140 (cf ci-dessus)				Quantification directe à la source
Open path FTIR		X	X		Quantification sur le trajet optique
Camera IR –	X				Identification des sources et comparaison relative – méthode de détection – permet identification sources fugitives

Tableau 1 : techniques de mesures du méthane classées en fonction des données obtenues et objectifs des études

Techniques de mesurage	Mesures à la source (concentrations et flux)	Intégration de plusieurs sources (directes - concentration)	Dans l'environnement (indirectes- concentrations et flux)	Emissions globales	objectif
SOF (solar Occultation Flux)		X		X	Quantification indirecte des émissions globales du site ou d'une zone d'un site
DIAL (Differential Absorption Lidar)- IR		X		X	Quantification indirecte
TDLAS (Tunable Diode Laser Absorption Spectroscopy)		X		X	Quantification indirecte
RPM (Radial Plume Mapping)			X	X	Permet identification émissions fugitives importantes
Modélisation inverse			X	X	Détermination de flux

Tableau 1 (suite) : techniques de mesures du méthane classées en fonction des données obtenues et objectifs des études

Pour le méthane, les longueurs d'onde dans l'infra-rouge se situent à : 1653 et 2300 nm.

Mesures à la source en ligne et en direct : méthodes FTIR et camera IR

La caméra IR permet

- l'identification des sources
- une hiérarchisation relative des sources observées.

Cette technique est utilisée pour identifier les sources d'un site. La quantification des émissions est délicate car fortement influencée par la distance à la source, le type de source et les conditions météorologiques. Généralement la camera est utilisée par campagne de mesures sur un site sur une ou plusieurs journées. Les conditions de fonctionnement du site peuvent être prises en compte mais les durées de mesure par point sont trop faibles pour expliquer l'influence de ces informations sur les émissions. Elle est donc principalement utilisée dans une logique de cartographie des émissions relatives d'un site et de comparaison au cours du temps qui permet de mettre en évidence l'influence des actions menées.

Le FTIR permet de quantifier les émissions à la source et de les corrélérer aux conditions de fonctionnement de l'installation dans le cas d'un suivi des émissions sur une durée suffisamment longue ou de manière répétée.

Méthodes par long trajet optique :

Méthodes directes

En intégrant les concentrations sur la longueur totale du faisceau, les méthodes par long trajet optique prennent en compte l'ensemble des contributions des différentes sources présentes sur une surface importante. Ces techniques permettent de suivre plusieurs composés en parallèle, cas du FTIR (la seule limite étant leurs propriétés optiques dans l'IR).

La portée des instruments est cependant limitée. Si les FTIR (Open path FTIR) permettent de suivre plusieurs composés, leur portée est souvent limitée à 500 m. Les TDLAS ont, quant à eux, une portée pouvant aller jusqu'à 2 000 mètres, mais ils sont bien souvent spécifiques à un seul composé.

L'avantage de ces méthodes est de fournir des données dynamiques et en continu sur de longues périodes. Les pas de mesures sont en effet relativement courts (quelques minutes à quelques secondes). La faible maintenance en opération et les coûts de fonctionnement faibles autorisent l'utilisation de ces techniques sur des périodes importantes, ce qui renforce la représentativité temporelle des campagnes de mesure. Les concentrations mesurées correspondent à la moyenne sur la totalité de la longueur du faisceau. Quelques interférents sont à noter sur ces techniques : vapeur d'eau, CO₂, etc.

Ces techniques sont bien adaptées pour la surveillance en continu des concentrations en limite de propriété des sites industriels ainsi qu'à la caractérisation des émissions diffuses de sources surfaciques importantes, tels les centres d'enfouissement, les stations d'épuration des eaux usées, les complexes industriels ou agricoles, etc. Elles permettent de réaliser des mesures de concentrations intégrées sur une distance (FTIR, TDLAS) ou une surface (SOF, LIDAR). Les résultats de mesures combinés avec des mesures des vitesses de déplacement de l'air dans le panache permettent d'estimer le flux des émissions diffuses d'une source. L'utilisation du FTIR est en cours de normalisation CEN (respectivement TC264/WG18/N130 et TC264/WG18/N117).

La technique LIDAR est une autre technique à long trajet optique qui permet de mesurer des concentrations de polluants dans l'atmosphère par l'analyse de l'écho d'impulsions laser se propageant dans l'atmosphère. Cette technique est utilisée aujourd'hui pour la mesure dans l'air ambiant et présente un potentiel intéressant dans le cas des émissions diffuses. DIAL en anglais est l'acronyme de Differential Absorption Lidar. L'utilisation d'un DIAL pour mesurer des polluants atmosphériques gazeux fait l'objet d'une norme en Allemagne (VDI 4210 Part 1).

Afin de pallier les artefacts de mesure liés au fait que les mesures FTIR sont réalisées au niveau du sol et peuvent de ce fait être difficilement représentatives de l'ensemble du panache émis, (Piccot, Masemore et al. 1996) a proposé une version améliorée de cette méthode: la mesure intégrative sur un plan orthogonal au panache à l'aide de faisceaux multiples. Si l'intégralité du panache est contenue dans la section de mesure, alors le flux total émis peut être déterminé à partir des mesures FTIR et des paramètres météorologiques. Par contre, si une partie du panache est en dehors de la section de mesure, alors elle doit être estimée afin de calculer le flux total émis. Si une majorité du panache est incluse dans la mesure, alors les flux déterminés correspondent aux flux émis avec une précision de l'ordre de 20 à 30 %.

Méthodes indirectes :

L'OP-FTIR (Open Path FTIR) permet de distinguer différentes sources contigües et d'en déterminer les flux respectifs moyennant un positionnement judicieux des instruments. La méthode utilise une technique d'inversion couplée à la modélisation de la dispersion atmosphérique afin de reconstruire la distribution des émissions.

Le Radial Plume Mapping (RPM) est une méthode qui a été développée par l'US EPA. Elle permet, à partir de mesures optiques à distance (Path-Integrated Optical Remote Sensing), de dessiner des distributions de concentrations dans un plan et ainsi de localiser des fuites "spot" et/ou de quantifier les flux émis. Les instruments susceptibles d'être utilisés via cette méthode sont les OPFTIR, les TDLAS par exemples. L'énergie lumineuse est émise entre un émetteur et un récepteur, séparés d'une distance de 100 à 500 mètres.

Certaines techniques de surveillance (surtout pour les COV) sont également présentées dans les documents BREF avec les limites d'applicabilité et les conditions minimales à respecter pour assurer la production de données fiables ou comparables. Pour compléter, d'autres méthodes de mesures du méthane pour les installations de stockage de déchets non dangereux sont présentées dans le projet de norme FD X 43-319.

7.2 DIFFICULTES ASSOCIEES AUX MESURES SUR SITE DE METHANISATION

Agrotech et DGC (Danish Gas Technology Centre) mène un projet²⁷ avec l'objectif de développer une méthode simple, pas chère, flexible et précise pour la détection et la quantification des fuites et pertes de méthane sur les installations de méthanisation. Cette méthode doit également pouvoir être utilisée dans le cadre de maintenance préventive. Dans ce projet sont abordés différents aspects pour définir la méthode :

- La détermination des facteurs d'émissions de méthane des installations danoises exprimées par rapport à l'énergie associée lors de la production de gaz (g méthane /GJ)

²⁷ Jorgensen et al., Methane Emission from Danish Biogas Plants, présentation dans le cadre de IBBA Workshop, Kiel septembre 2014

- La rédaction d'un guide de maintenance abordant les fuites les plus rencontrées, leur importance et les moyens de les résoudre ;
- L'amélioration de la rentabilité économique des installations de production de biogaz en réduisant les fuites de méthane.

A partir d'une 1^{ère} campagne de mesures sur 9 sites (5 à la ferme et 4 centralisés) ils évaluent les émissions diffuses, non maîtrisées qu'ils peuvent quantifier (émissions ponctuelles de sources surfaciques planes ou non, canalisées, débits de ventilation, jonctions, sources pouvant être encapsulées...). Seules les émissions diffuses de grande surface ne sont pas considérées dans ce projet comme les stockages ouverts.

Projet GERG

L'INERIS a intégré le comité de pilotage d'un projet GERG (European Gas Research Group) pour identifier les méthodes employées, échanger sur les techniques et également l'interprétation des résultats.

Le projet GERG 1.76 a pour objectifs :

- d'établir les techniques de mesurage du méthane applicables en installations de méthanisation. Il se base sur des équipes qui ont menées des mesures dans leurs pays. Notamment, les campagnes réalisées en Allemagne et en Suède ont utilisé les techniques suivantes :
 - Par source : Détection fuite par caméra IR / quantification par encapsulage et FID (sur site)/ CG (en labo), laser portable
 - Pour estimer les émissions globales, techniques par long trajets optiques : LIDAR embarqué en hélicoptère, TDLAS – des méthodes de type au vent/ sous le vent et modélisation inverse.
- D'évaluer certaines de ces méthodes sur un ou plusieurs sites. Une campagne (3 jours de mesures) a été réalisée fin 2014 sur un site en Suède. Les résultats seront présentés et discutés en 2015.

Les méthodes de mesures employées se sont inspirées des campagnes réalisées au Canada ²⁸ où les teneurs en méthane ont été mesurées par techniques lasers à long trajet optique (distance émetteur/récepteur 200 m). Les appareils ont été déplacés pour suivre les directions de vent durant les 6 jours de la 1^{ère} phase de la campagne (en automne) et évaluer les émissions du site et ensuite 7 jours (en été) pour cibler certaines sources (installation de méthanisation, les bassins de stockage des eaux, le stockage des lisiers, le stockage des déchets d'abattoirs en extérieur). Ces mesures ont été associées à un suivi des conditions météorologiques (vitesse, direction, turbulence) par anémomètre sonique 3D.

²⁸ Desjardins, Flesch, Quantifying fugitive methane emissions from biodigesters, Presentation dans le cadre de Methane to Market, New Dehli, 2-5 mars 2010

7.3 AVIS ET COMMENTAIRES

Les mesures réalisées sur de longues périodes mettent en œuvre différentes techniques complémentaires et plus ou moins sophistiquées (technicité et coûts associés). Ces études ont pour objectif de quantifier les émissions. Cette étape est nécessaire pour évaluer le niveau actuel des émissions de méthane et identifier les objectifs de réduction. Les données collectées proviennent principalement du nord de l'Europe où des campagnes et des développements de méthodes sont encore en cours à l'heure actuelle. En fonction de la nécessité de produire des données françaises, différentes techniques présentées dans le tableau récapitulatif peuvent être mises en œuvre. Elles sont en effet, d'ores et déjà utilisées par des organismes français.

Mais ce choix implique de se poser la question des données recherchées et pour quelle raison. Comme présenté tout au long de ce rapport, les méthodes, les mises en œuvre seront différentes en fonction des objectifs :

- Quantification des émissions globales du site ;
- Quantification de sources diffuses/fugitives ciblées ou des émissions pour certaines situations de fonctionnement.

Les autres techniques moins abordées dans ce bilan sont des techniques d'identification et de comparaisons relatives des émissions de certaines sources entre elles et dans le temps. Elles sont intéressantes car elles sont souples d'utilisation et demandent moins de technicité ce qui les rend pertinentes pour une mise en œuvre directement par les exploitants. Ces techniques ne permettent pas de quantifier les émissions mais permettent de prendre conscience des sources et de la variabilité des émissions (en intensité, spatiale).

8. CONCLUSIONS

Les données collectées dans le cadre de cette étude concernent majoritairement le méthane. Les oxydes nitreux sont peu étudiés directement par mesures ; des facteurs d'émissions ont été établis pour différentes conditions de stockage de lisiers bruts. Les émissions de N₂O d'une installation de méthanisation sont principalement rencontrées au niveau du stockage des intrants, du stockage du digestat (et ensuite par épandage, étape non prise en compte dans cette étude), et pour une combustion incomplète du biogaz. Bien que peu étudiées, ces émissions ne sont pas pour autant à négliger. Si on se réfère à la proportion CH₄/N₂O au niveau des stockages, le N₂O pourrait représenter jusqu'à 20 – 30 % des émissions de GES exprimées en CO₂ équivalent pour ces étapes.

D'une manière générale, toutes filières confondues, les émissions de méthane identifiées dans la littérature présentent une variabilité importante comprise entre moins de 1% et 25 % du méthane produit.

La transposition directe à la situation française des niveaux d'émissions identifiés dans la littérature est délicate car les études publiées ne fournissent pas de description précise des installations et des intrants. Cependant, les événements et situations recensés à l'origine des émissions sont susceptibles de se produire sur tout type d'installation où qu'elle soit implantée.

Le retour d'expérience actuel sur le parc installé en France ne permet pas à ce jour d'évaluer si les niveaux d'émissions sont cohérents avec ceux identifiés dans ce rapport. Il n'y a en effet aucune surveillance obligatoire (et sans doute pas nécessaire) et très peu de travaux pour quantifier les émissions de ces polluants. De même, ce retour d'expérience ne permet pas d'évaluer si les différents moyens de maîtrise des émissions identifiés comme pertinents, sont ou non pratiques courantes ou s'ils sont aujourd'hui intégrés à la conception des nouvelles installations en déploiement sur le territoire. Les visites réalisées par l'INERIS dans le cadre de ses missions laissent penser que des progrès sont réalisables tant sur la conception (ex : couverture des équipements, choix des matériaux) que sur la maîtrise des émissions en phase d'exploitation/maintenance.

Ces différents constats conduisent l'INERIS à formuler plusieurs recommandations afin d'améliorer à court/moyen termes la gestion des émissions de méthane et conséquemment la production des biogaz :

- Le recensement des situations susceptibles de générer des émissions ainsi que des principales mesures de prévention (techniques mais aussi organisationnelles : surveillance, consignes...) devrait être consolidé et partagé avec les différents acteurs sur la base des enseignements de cette étude et de l'expérience issue du terrain. La mise en perspective de l'importance de ces situations par rapport aux contraintes croissantes sur la disponibilité (et donc la plus grande variabilité à l'avenir) des intrants et les conséquences possibles au niveau des installations devrait être intégrée à la réflexion.
- Plus spécifiquement, afin de confirmer ou d'infirmer les niveaux d'émission importants reportés dans les études (jusqu'à 10% du méthane produit), il conviendrait d'évaluer les émissions liées :
 - o aux soupapes de sécurité ; dans un premier temps, des approches simplifiées par corrélation à la pression pourraient être envisagée ;

- aux opérations d'intervention sur le digesteur.
- La mise en place de torchères soit à demeure soit mobiles posent différentes questions (disponibilité des matériels – notamment pour les torchères mobiles -, efficacité de la combustion, contraintes d'exploitation, raccordement ou non des différentes sources d'émission notamment soupapes du digesteur) qui mériteraient d'être investiguées plus avant afin de formuler des préconisations de mise en place conditionnelle selon les types d'installations.
- La post-digestion et la couverture des stockages des digestats sont a priori la règle de l'art aujourd'hui pour une nouvelle installation de méthanisation. Il pourrait s'avérer opportun d'identifier la proportion d'installations existantes dont le stockage est ouvert avant toute investigation pour estimer les émissions de cette étape.
- Des travaux de quantification des émissions de CH₄ et de N₂O sur un panel de sites permettraient de mieux appréhender les niveaux d'émission réels. Le choix des sites devrait dans ce cas être défini d'une part en fonction de la typologie des installations (agricole, collective...) et, d'autre part, en fonction des objectifs poursuivis : sites mettant en œuvre les bonnes pratiques afin d'évaluer les émissions résiduelles ; sites ne mettant pas en œuvre les bonnes pratiques pour apprécier la production de biogaz perdue et par conséquent, évaluer la pertinence technico-économique des mesures envisageables au regard également de l'impact sur l'environnement.
- A ce stade, la quantification des émissions des sites par la mesure dans le cadre de l'autosurveillance ne semble pas justifiée au regard des incertitudes sur les niveaux d'émission. A l'inverse, il convient de poursuivre les travaux de développement d'outils simples de détection de fuites et la définition des stratégies de surveillance adaptées à la typologie des installations afin de permettre aux exploitants une meilleure maîtrise de celles-ci. Il conviendrait alors d'organiser la remontée des données de terrain pour capitaliser des informations relatives aux fuites et actions correctives menées.
- La question du vieillissement des installations se pose bien qu'on puisse imaginer que les concepteurs aient intégré le retour d'expérience acquis depuis plusieurs années dans des pays ayant fait très tôt le choix de la méthanisation. Il conviendrait d'échanger en ce sens avec les acteurs pour identifier les enjeux en la matière. Il conviendrait également de s'assurer que le retour d'expérience profite bien aux concepteurs des installations via par exemple des cahiers des charges types.
- Le besoin de fiches/guides pratiques à destination des exploitants (voire plus largement aux différents acteurs de la filière), en particulier dans le monde agricole, est identifié depuis quelques temps déjà comme une action essentielle pour la maîtrise des risques et des émissions liés à la méthanisation et des travaux sont engagés en ce sens par les différents acteurs (profession, organisations professionnelles, MEDDE, INERIS). Les bonnes pratiques qui seront issues des travaux en application des recommandations ci-avant pourront logiquement être valorisées à travers ces outils de dissémination.

Les approfondissements proposés pourraient s'appuyer principalement sur la capitalisation du retour d'expérience lors de visites de terrain et d'échanges avec les acteurs (concepteurs, exploitants, réseaux professionnels), voire, lorsque l'information n'est pas disponible au niveau national, par des échanges au niveau européen

La présente étude montre que la connaissance et la maîtrise des émissions de méthane reste un enjeu fort dans le cadre du développement de la méthanisation sur le territoire. Au-delà d'être un gaz à effet de serre, c'est aussi le parfait traceur du biogaz non valorisé qui représente autant de manque à gagner pour les exploitants et de l'émission d'autres substances pouvant présenter des risques pour la santé et l'environnement.

9. LISTE DES ANNEXES

Repère	Désignation	Nombre de pages
Annexe 1	Données collectées sur les émissions de méthane de l'étape de digestion et des pertes de méthane lors de l'épuration du biogaz en biométhane	4
Annexe 2	Données d'émissions de CH ₄ et de N ₂ O et les références associées pour différentes filières de méthanisation	4

Annexe 1 :

Données collectées sur les émissions de méthane de l'étape de digestion et des pertes de méthane lors de l'épuration du biogaz en biométhane

Référence	Emission de CH ₄ en % du CH ₄ produit	Installation concernée	Autre expression des résultats	Données de référence prise en compte pour expression des résultats
IPPC - 2006	0 -10%	Ensemble du site		
Moller 2003	0-3%	Moyenne à considérer de 3% pour ensemble du site	0 – 2,6Nm ³ /tonne de déchets bruts 0 – 1,9kg CH ₄ 0-48kg éq CO ₂	Potentiel réchauffement CH ₄ : 25 Densité du méthane 0,718 kg/Nm ³ Production méthane : 50 -85 Nm ³ /t
Inventaire danois 2008	10% de la production de biogaz	Boues épuration Ensemble du site Emissions majeures des lagunes et collecte et transport eaux usées		
IPCC 2006	0 – 10% CH ₄ produit IPPC conseille de prendre 5% comme référence	Emissions non intentionnelles – dysfonctionnement installations ou autre événements		Si réglementation impose de brûler ces émissions – les pertes s’approchent de zéro
Moller 2009		Déchets ménagers Opération sur de installation de digestion	0 – 47 kg éq CO ₂ / t déchets bruts	

Référence	Emission de CH ₄ en % du CH ₄ produit	Installation concernée	Autre expression des résultats	Données de référence prise en compte pour expression des résultats
UNFCCC/CDM		Fuites issues des digesteurs : opérations de maintenance, fuites issues de la couverture et des murs et émissions des valves de sécurité	Facteur d'émission par défaut 1 kg CH ₄ /t déchets bruts (entre 0 et 8) - valeur faible par rapport aux autres valeurs proposées	
UNFCCC/CDM	10% du CH ₄ produit comme facteur par défaut sinon 2,8% si digesteur en acier ou béton avec revêtement, fibres de verre de construction monolithique 5 % pour le système UASB avec couverture flottante (pas étanchéité à eau)	Fuites issues des digesteurs : opérations de maintenance, fuites issues de la couverture et des murs et émissions des valves de sécurité		Fraction méthane dans le biogaz : 0,6 Nm ³ /Nm ³ de biogaz Densité du méthane 0,67 kg CH ₄ /Nm ³ CH ₄ (conditions normales : 1 atm, 20°C) Pouvoir réchauffant 21t éq CO ₂ / t CH ₄
Silsoe (UK)	3,4 % du biogaz produit	Digesteur lisiers (porcs et bovins laitiers) -	7,3 m ³ /j biogaz surtout soupape de sécurité	
Silsoe (UK)	8,4% biogaz produit En fonctionnement optimal – 2,4% biogaz produit.	Digesteur lisier (vaches laitiers)	3,2 m ³ /j quand arrêt chaudière ou besoin eau chaude moindre Fuites dues défaut de construction négligeables	

Référence	Emission de CH ₄ en % du CH ₄ produit	Installation concernée	Autre expression des résultats	Données de référence prise en compte pour l'expression des résultats
Moller 2009	0,2%	Epuration en biométhane	0,1 – 0,17 Nm ³ / soit 1,4 – 2,3 kg éq CO ₂ /t déchets bruts	
Hogg et al, 2008 (UK)	0,2%	Epuration biométhane – déchets ménagers		

Tableau 2: émissions de méthane non maîtrisées de l'étape de digestion et de l'épuration du biogaz en biométhane (pertes de méthane) – données collectées par recherche bibliographique

Annexe 2 :

Données d'émissions de CH₄ et de N₂O et les références associées pour différentes filières de méthanisation

Filière de méthanisation	Etape	Emissions de CH4 (% CH4 produit)	Emissions de CH4 - autres expressions	Emissions de N2O	référence	Emissions de GES
Toutes	Ensemble installation	0 - 10			IPCC (2006)	
biodéchets ménagers	Ensemble installation	0,4 - 11			Moller et al. 2009	5 -76 kg éq CO2/ t déchets entrants
biodéchets ménagers	Digestion	0 - 6,7	0 – 47 kg éq CO2/t déchets bruts		Moller et al. 2009	
biodéchets ménagers	Combustion biogaz (moteurs)	1,25 - 3	15 – 24 kg éq CO2 / t déchets bruts		Moller et al. 2009	0,3-0,5 kgéq CO2/ t déchets bruts (N2O)
biodéchets ménagers	Epuration biogaz / biométhane	0,1 - 0,7	1,0 - 4,7 kg éq CO2/t déchets bruts		Moller et al. 2009	
	digestion				gren gas grid, 2013	10 - 30 % des émissions totales de GES
	épuration biogaz - biométhane	0,1 - 6			gren gas grid, 2013	
déchets ménagers	Ensemble installation	15			California Climat Action Registry	
toutes	Ensemble installation	15			CDM, 2005	
toutes	manipulation stockage des intrants	0 - 0,1	1 000 Nm3/y		Baltic Biogas Bus,	
	hygiénisation, mélange	0-0,5	0 - 6 500 Nm3/an		Baltic Biogas Bus	
toutes	Ensemble installation	15 (production totale de méthane)			California Climat Act Registry	
toutes	Ensemble installation	15			CDM, 2005	
non précisé	lagunes couvertes	5			USEPA	

Filière de méthanisation	Etape	Emissions de CH4 (% CH4 produit)	Emissions de CH4 - autres expressions	Emissions de N2O	référence	Emissions de GES
agricole	stockage lisier		20g CH4/kg MS à 10°C; 50 à 20°C; 90 à 30°C	valeur référence : 0,01% N initial ou 0,6 kg éq CO2/t MS (val entre 0-2,5 %N initial ou 0-125 kg éq CO2/t MS)	ADEME, 2005	valeurs moyennes : 0,7 kgéq CO2/kg MS (10°C) / 1,1 kgéq CO2/kg MS (20°C) et 1,8 kg éq CO2/kg MS (30°C)
co-digestion	stockage lisier		3,1 kg CH4/t lisier stocké		Berglund, 2007 (Se)	
	stockage lisier		porcin-2,2 kg CH4/t lisier ou 138 gCH4/Nm3 CH4 produit (16 Nm3 CH4/ t lisier) ou 3,5 kg éq CO2/Nm3 CH4 produit		AgriFood, 2012 (Se)	
	stockage lisier		bovins : 1,26 kg CH4/t lisier ou 90 g CH4/Nm3 CH4 produit (14 Nm3 CH4 produit/t lisier) ou 2,2 kg éq CO2/Nm3 CH4 produit			
agricole	stockage aérobie			val réf : 1% N initial (0-30 % N initial)	ADEME, 2005	
agricole	stockage fumier			val réf : 0,5 % N initial ou 2 g/kg C perdu ou 60 kg éq CO2/t MS (entre 0-8,5 % N initial; 0,01 - 3,8 g/kgC perdu; 6-150 kg éq CO2/t MS)	ADEME, 2005	valeurs moyennes - 0,3 kg éq CO2/kg MS (fumier moyen) - 0,1 kg éq CO2/kg MS (très pailleux)
co-digestion	stockage intrants	0-0,1			SVS	
co-digestion	stockage digestat / épandage		FE : 1,6 kg CH4/t lisier digéré	FE : 25g N2O/t lisier digéré	Berglund, 2007- étude danoise	
co-digestion	stockage lisier			FE : 40 g N2O / t lisier	Berglund, 2007	
co-digestion	toute				Arnold, 2011 (Ge)	67 -97 éq CO2/kWh (ACV)
co-digestion	stockage digestat	2,5 - 15 (2,5% considéré comme modéré)			Arnold, 2011 (Ge)	
co-digestion	digestion	1 - 1,5 % (base ACV)				
	torchère		8,2 g CH4/Nm3 biogaz envoyé à la torchère / 2% biogaz envoyé à torchère non brûlé		ADEME / GDF 2007	
	torchère	0,01 - 0,1			Baltic Biogas Bus	

Filière de méthanisation	Etape	Emissions de CH4 (% CH4 produit)	Emissions de CH4 autres expressions	Emissions de N2O	référence	Emissions de GES
boues de STEP	fuites canalisation		0,75 % biogaz produit		Swiss Center for Life Cycle Inventories	
co-digestion	toute		1% biogaz produit si valorisation cogénération et 2% si production carburant		Berglund, 2007	
co-digestion	stockage digestat	10			Petersson	
OMR	stockage digestat		5-10 % biogaz avec max à 20% (modèle danois)		Berglund, 2007	
	stockage digestat ouvert / sans récup biogaz		10% biogaz produit		Holmgren	
	Stockage digestat couvert avec récup biogaz	0,20%			SVS	
	stockage digestat		3-5 % production biogaz -si dégradation incomplète 10-15% biogaz produit		KTBL - Ge	
	stockage digestat déshydraté		1Nm3/ t digestat stocké		Baltic Biogas Bus	
co-digestion	toute (pour production biométhane)	22-26 %			IEA-2012	
déchets organiques	toute (pour production biométhane)	12-17%			IEA-2012	
pailles, fanes betteraves, herbes	toute (pour production biométhane)	8-16 %			IEA-2012	
codigestion	installation et épandage			stockage digestat : 32 g/m3 lisier digéré (variable dans le temps et dans espace)	Amon, 2006	



INERIS

*maîtriser le risque
pour un développement durable*

Institut national de l'environnement industriel et des risques

Parc Technologique Alata
BP 2 - 60550 Verneuil-en-Halatte

Tél. : +33 (0)3 44 55 66 77 - Fax : +33 (0)3 44 55 66 99

E-mail : ineris@ineris.fr - Internet : <http://www.ineris.fr>