

RAPPORT D'ÉTUDE
N° 46032

10/0 4/2 0 0 6

**Etude comparative des dangers et des risques
liés au biogaz et au gaz naturel**

DRA 32

INERIS

**Etude comparative des dangers et des risques
liés au biogaz et au gaz naturel**

PARIS (75)

Ministère de l'Ecologie et du Développement Durable

J BROZ

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 équivalents 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	J.BROZ	D.GASTON	B.FAUCHER
Qualité	Délégué Appui à l'Administration à la Direction des Risques Accidentels	Directeur Adjoint de la Direction des Risques Accidentels	Directeur de la Direction des Risques Accidentels
Visa			

TABLE DES MATIERES

1. RÉSUMÉ	5
2. INTRODUCTION	7
3. MÉTHODOLOGIE	8
4. INSTALLATIONS DE COMBUSTION.....	9
5. PRODUCTION DES BIOGAZ	10
5.1 LA DÉGRADATION ANAÉROBIE	10
5.2 INSTALLATIONS DE PRODUCTION	10
6. COMPOSITION DES BIOGAZ ET GAZ NATURELS	12
6.1. CARACTÉRISTIQUES GÉNÉRALES DES BIOGAZ	12
6.1.1. Gaz inflammables	12
6.1.2. Gaz inertes et gaz toxiques.....	12
6.2. COMPOSITION DES BIOGAZ SELON LES FILIÈRES DE PRODUCTION	13
6.3. CARACTÉRISTIQUES DES GAZ NATURELS APRÈS TRAITEMENT.....	16
7. DANGERS ET RISQUES LIÉS AUX BIOGAZ.....	17
7.1. IDENTIFICATION DES DANGERS ET DES RISQUES CONCERNANT LES BIOGAZ.....	17
7.2. LIMITES D'INFLAMMABILITÉ DES BIOGAZ.....	18
7.3. COMPARAISON ENTRE BIOGAZ, GAZ NATUREL ET GAZ DE PÉTROLE	19
8. ACCIDENTOLOGIE ET RETOUR D'EXPERIENCE	20
8.1. CENTRES D'ENFOUISSEMENT/ TRANSPORTS DE DÉCHETS/ INSTALLATIONS DE BIOGAZ ..	20
8.1.1 Inventaire (non exhaustif) des accidents de la base aria	20
8.1.2 Résultats d'une recherche sur Internet.....	21
8.1.3 Retour d'expérience Cerchar/Ineris	21
8.1.4 Données du Club Biogaz.....	22

8.2.	INSTALLATIONS DE GAZ NATUREL.....	22
9.	RÉGLEMENTATION EN VIGUEUR.....	23
9.1.	TEXTES RELATIFS AUX INSTALLATIONS DE COMBUSTION.....	23
9.2	APPROCHE RÉGLEMENTAIRE DANS LA COMMUNAUTÉ EUROPÉENNE.....	24
9.3	TEXTE SPÉCIFIQUE AUX BIOGAZ.....	25
9.4	DIRECTIVES SUR L'INJECTION DE BIOGAZ DANS LE RÉSEAU DE GAZ NATUREL.....	26
10.	DISPOSITIONS DE SÉCURITÉ.....	28
10.1	PRÉVENTION DES ZONES DANGEREUSES (EXPLOSION, TOXICITÉ, POLLUTION).....	28
10.2	DÉTECTION DES FUITES ET DES REJETS DE POLLUANTS.....	28
10.3	SÉCURITÉ DES CANALISATIONS DE TRANSPORT DE BIOGAZ.....	29
10.4	TRAITEMENT DES BIOGAZ ET GAZ NATURELS.....	30
	10.4.1. Techniques d'épuration des biogaz.....	30
	10.4.2. Traitement du gaz naturel.....	30
10.5.	SÉCURITÉ DES INSTALLATIONS DE VALORISATION DES BIOGAZ.....	31
	10.5.1 Valorisation thermique des biogaz.....	31
	10.5.2. Valorisation électrique des biogaz.....	31
	10.5.3. Cogénération.....	32
	10.5.4. Injection de biogaz dans le réseau de gaz naturel.....	32
	10.5.5. Production de carburant.....	33
11.	CONCLUSION.....	34
12.	BIBLIOGRAPHIE.....	35
13	LISTE DES ANNEXES.....	38

1. RESUME

L'ensemble des déchets organiques produit, lors de sa décomposition, d'énormes quantités de méthane et de gaz carbonique. Ces gaz contribuent à l'augmentation de l'effet de serre.

La méthanisation est une activité de dépollution car elle apporte une réponse énergétique et écologique au problème du traitement des déchets organiques. En brûlant, le biogaz issu de la méthanisation réduit en effet de 20 fois la pollution des gaz issus de la fermentation.

Dans ce contexte, il existe depuis 1990 une obligation réglementaire de brûler le biogaz en torchère, à moins qu'il puisse être valorisé dans des installations de combustion, notamment. A l'heure actuelle, la méthanisation n'est pas une technique marginale, mais le développement de l'exploitation du biogaz est freiné par des contraintes en matière de réglementation ICPE. La circulaire du 10 décembre 2003 réaffirme à ce titre le classement dans la rubrique 2910 B. Le classement s'avère au final plus sévère pour le biogaz (demande d'autorisation) que pour le gaz naturel (régime de déclaration), dans le cas des installations de combustion allant jusqu'à 20 MW.

Pour faire évoluer éventuellement la réglementation, le MEDD a demandé à l'INERIS dans le cadre du programme de recherche DRA 32, de dresser un état des connaissances sur les dangers et sur les risques liés au biogaz. L'étude a été menée par comparaison avec les combustibles gazeux classiques (gaz naturels, gaz de pétrole), en vue d'apporter un appui technique à l'Administration sur la pertinence de classer ou non le biogaz dans la rubrique 2910 A pour les installations de combustion de 2 à 20MWth.

L'étude a permis de constater quelques différences significatives entre le biogaz et les autres combustibles qui ne nécessitent néanmoins à notre sens que de prendre des précautions particulières lorsqu'elles apparaissent comme pouvant être préjudiciables :

- Les niveaux de dangers et de risques potentiels d'incendie et d'explosion liés au biogaz sont tout au plus du même ordre de grandeur et, dans la plupart des cas même moins élevés, que ceux des gaz naturels et pétroliers.

Cette observation résulte de la teneur en méthane qui se situe généralement entre 50 et 70 % dans le biogaz (de 70 à 100 % dans les autres gaz) et à la présence d'une proportion pouvant être importante de dioxyde de carbone (risque potentiel d'asphyxie).

- Les risques d'intoxication avec le biogaz brut se rapportent surtout à la présence d'hydrogène sulfuré qui peut exister en quantité importante, ceci étant aussi le cas pour le gaz de Lacq non épuré par exemple.

Pour atteindre un meilleur niveau de sécurité, le biogaz peut être soumis aux mêmes précautions d'usage que celles qui sont appliquées au gaz naturel, c'est-à-dire à un traitement systématique en amont de toute installation, destiné à éliminer en particulier les produits soufrés.

Le cas du biogaz est toutefois plus complexe que celui du gaz naturel, pour les raisons suivantes :

- Les compositions du biogaz peuvent varier énormément dans une même filière de production, d'un site à un autre ou bien même encore sur un même site, d'une période donnée à une autre.

La bibliographie indique quelques tendances qui ne se recoupent pas toutes à proprement parler avec les résultats des mesures de l'INERIS où des écarts parfois très importants ont été relevés dans une même filière de production (cas de la teneur en H₂S en particulier). Il n'est donc pas possible de différencier aujourd'hui les filières dans l'état actuel des données en notre possession.

- Le biogaz non suffisamment épuré peut contenir des éléments toxiques divers, contrairement au gaz naturel, soit sous forme de traces, soit en quantités pouvant présenter un danger (produits de combustion dépassant les seuils critiques réglementaires).

Cette possibilité conduit à dire qu'il s'avère nécessaire de prendre des dispositions pour connaître la composition complète du biogaz à l'origine (l'estimation des produits de combustion étant un exercice désormais connu) afin de procéder à une épuration adaptée du biogaz avant son utilisation ou en tout état de cause pour maîtriser les rejets.

Dans l'état actuel des connaissances, il peut être dit que les dangers et les risques dits accidentels liés au biogaz correctement épuré s'apparentent à ceux inhérents au gaz naturel, ceci moyennant naturellement la prise en compte non seulement de mesures et de moyens adaptés aux cas des gaz en général, mais aussi de dispositions spécifiques au biogaz (exemples de la protection pare-flamme des canalisations et autres indiqués dans l'exposé et les annexes).

Les résultats des mesures réalisées sur divers sites par l'INERIS permettent de dire que les teneurs en poussières et en métaux lourds ne sont pas significatives.

L'analyse des dangers et des risques liés au biogaz brut est d'un autre ordre car elle impose de prendre en compte, dans ce cas précis, les risques sanitaires.

L'aspect toxicité constitue le point le plus sensible. L'accidentologie le montre d'ailleurs en soulignant que les cas les plus graves sont dus aux dégagements d'hydrogène sulfuré dans les décharges c'est-à-dire au niveau de la production du biogaz, les accidents étant toujours mortels.

Pour être plus sélective, la présente analyse des dangers et des risques liés au biogaz pourrait être complétée par des campagnes de mesures sur sites, en vue de servir d'indicateur sur les caractéristiques du biogaz et son évolution dans chacune des filières de production, en particulier.

2. INTRODUCTION

Selon la circulaire biogaz du 10 décembre 2003, la réglementation applicable à l'utilisation du biogaz a tendance à assimiler le biogaz à du gaz naturel et à un déchet sans tenir compte de ses spécificités, ce qui incite plutôt au torchage du biogaz produit, qu'à sa valorisation.^[1]

En 2004, un arrêté du Ministère de l'Ecologie et du Développement Durable assouplit sensiblement l'encadrement réglementaire des installations de combustion de biogaz et rend les conditions d'exploitation de ces installations plus praticables.^[2] Il n'en reste pas moins vrai que l'utilisation de biogaz dans les installations de combustion de 2 à 20 MWth sont soumises à l'heure actuelle au régime d'autorisation (rubrique 2910-B de la nomenclature IC), alors que les installations similaires utilisant des combustibles conventionnels sont exploitées sous le régime de la déclaration (rubrique 2910-A).

Or, le débat sur l'énergie met l'accent sur l'intérêt d'encourager la valorisation thermique du biogaz.

Dans ce contexte, le Ministère de l'Ecologie et du Développement Durable a confié à l'INERIS une étude sur les risques liés à l'utilisation du biogaz dans les installations de combustion par rapport au gaz naturel. L'objectif est de fournir les éléments nécessaires pour une prise de décision sur les possibilités de relèvement du seuil d'autorisation utilisant ce type de combustible (actuellement de 0,1 MWth pour le biogaz et de 20 MWth pour le GN).^[3]

L'étude a été menée sur la base d'un cahier des charges qui a été défini par le MEDD. Conformément à la demande du MEDD, elle ne prend en compte que les risques accidentels ; les risques sanitaires sont donc exclus de l'étude.^[4]

3. METHODOLOGIE

L'étude a été réalisée à partir d'une recherche bibliographique et d'une synthèse des travaux que l'INERIS effectue sur le biogaz pendant ces dernières années, en particulier en matière de mesures sur site.

L'étude repose également sur des informations qui ont été recueillies le 13 juillet 2005 auprès de M.SERVAIS, Délégué Général du Club Biogaz de l'Association Technique Energie Environnement (ATEE) qui regroupe des professionnels et des spécialistes de la production de biogaz.

Quelques éléments trouvés sur le net complètent notre recherche d'informations.

De façon générale, il ressort que les sources bibliographiques donnent peu de renseignements permettant de couvrir les différentes filières de production et par voie de conséquence, les caractéristiques des biogaz produits.

4. INSTALLATIONS DE COMBUSTION

Les installations de combustion considérées dans l'étude sont les chaudières de 2 à 10 MWth et de 10 MWth à 20 MWth, les turbines, moteurs et torchères de 2 MWth à 20 MWth.

La figure 1 montre le principe de mise en œuvre d'appareils à gaz dans des installations industrielles.

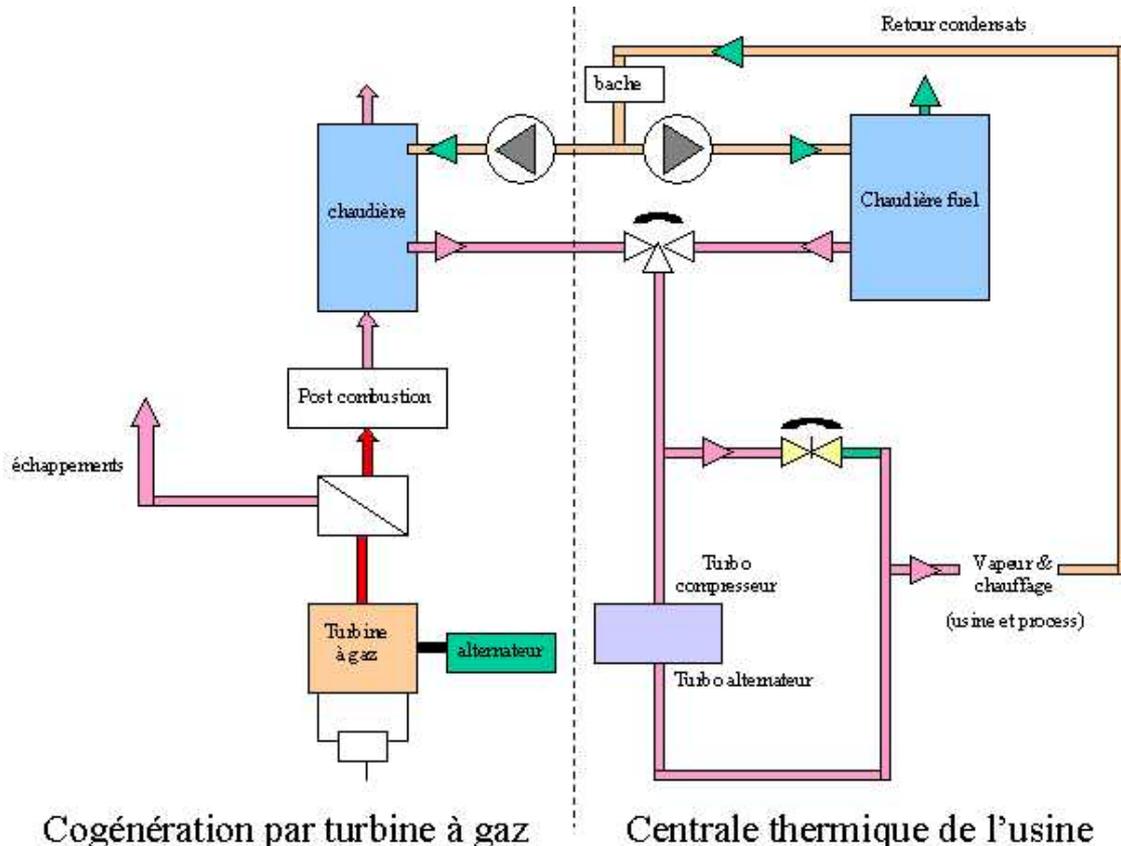


Figure 1 : Installation de cogénération à partir de gaz naturel

La réglementation concernant les rejets des gaz de combustion dans l'atmosphère est développée au chapitre 9.

5. PRODUCTION DES BIOGAZ

En préambule, il convient de souligner que le biogaz faisant l'objet de l'étude se rapporte uniquement à des mélanges gazeux contenant du méthane et du dioxyde de carbone (CH_4 - CO_2). Le terme « biogaz » est utilisé parfois pour d'autres compositions (par exemple, CO - H_2) qui se trouvent donc exclues de l'étude.

Pour la production dudit biogaz, il existe deux grandes familles : le biogaz de décharge et le biogaz de méthaniseur.^[6]

Le biogaz est obtenu à partir d'une dégradation en absence totale d'oxygène (dégradation anaérobie). Sa production dépend de la qualité, de la densité et du taux d'humidité de la source ou du substrat.

5.1 LA DEGRADATION ANAEROBIE

La dégradation anaérobie est caractérisée par la formation de biogaz et de lixiviats. L'énergie dégagée est plus faible que dans le cas d'une dégradation aérobie (en présence d'oxygène).

La fermentation anaérobie comprend quatre étapes : l'hydrolyse, l'acidogénèse, l'acétogénèse et la méthanogénèse.

Les critères requis pour la méthanogénèse sont :

- des conditions anaérobies strictes,
- un pH voisin de la neutralité,
- l'humidité : 40% - 80%,
- une température optimale : 35°C – 45°C.

Les composés parasites du biogaz sont la production de H_2S par des bactéries sulfato- réductrices et la production de NH_3 par des déchets trop riches en azote.

5.2 INSTALLATIONS DE PRODUCTION

Dans le cas des décharges, on estime que les équipements des sites permettent de capter 85 à 90 % des biogaz produits.

Les biogaz des décharges proviennent essentiellement de déchets ménagers et industriels de classe 2 (la classe 1 se rapportant à des déchets dangereux et la classe 3 à des produits inertes ne produisant pas de biogaz). Les biogaz des décharges correspondent à une production de l'ordre de 750 000 t de méthane par an.

Concernant la méthanisation, on distingue quatre origines de matières premières :

- des boues de stations d'épuration urbaines, de l'ordre de 140 installations en fonctionnement en France,
- des boues de traitement des eaux industrielles provenant d'industries, d'industries chimiques,... et traitées actuellement dans environ 110 installations en France,
- des ordures ménagères dont la composition est proche des déchets en décharges,

- des résidus de produits agricoles (déjections animales, lisiers, éco-produits...).

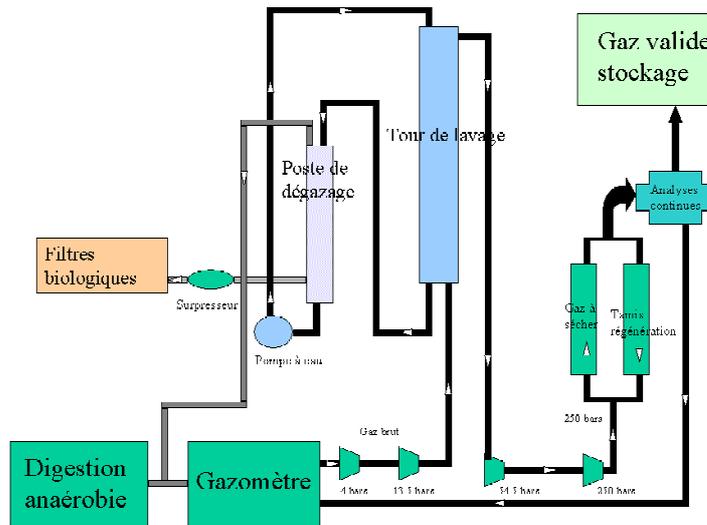


Figure 2 : Exemple d'une installation de méthanisation

6. COMPOSITION DES BIOGAZ ET GAZ NATURELS

La composition des biogaz dépend de l'origine des produits stockés et des conditions de traitement.

De façon globale, les biogaz contiennent comme composant principal du méthane, du dioxyde et du monoxyde de carbone, de l'hydrogène sulfuré et de l'eau. Selon leur provenance, ils peuvent aussi contenir des quantités variables d'azote, d'oxygène, d'aromatiques, de composés organo-halogénés (chlore et fluor) et des métaux lourds (ces trois dernières familles chimiques étant présentes à l'état de traces).

Les ordres de grandeur indiqués ci-après reposent pour l'essentiel sur des données qui ont été communiquées par le Délégué Général du Club Biogaz (C. SERVAIS), lors d'un entretien à l'INERIS le 13 juillet 2005, et sur des résultats de mesures qui ont été effectuées par l'INERIS.

6.1. CARACTERISTIQUES GENERALES DES BIOGAZ

Quelles que se soient leurs origines, les biogaz contiennent des gaz inflammables et/ou toxiques.

6.1.1. Gaz inflammables

Dans le cas des décharges, les concentrations en méthane (CH₄) représentent entre 45 % et 65 % du volume de biogaz produit.

Dans le cas des méthaniseurs, les concentrations en méthane représentent entre 45 % et 95 % du volume de biogaz produit.

Les autres gaz combustibles (hydrocarbures, hydrogène sulfuré,...) n'élèvent pas de façon significative la concentration en gaz inflammables dans les biogaz.

6.1.2. Gaz inertes et gaz toxiques

Les concentrations en gaz inertes (N₂,...) et en gaz toxiques (H₂S,...) sont variables selon la composition à l'origine des déchets.

Le dégagement en grande quantité de gaz inertes dans l'atmosphère, conduit à une dilution de l'air, donc à une diminution de la concentration en oxygène ; Si cette diminution est importante (teneur en oxygène de l'ordre de 10 à 12 %), il existe alors un risque d'asphyxie. Rappelons que la teneur minimale réglementaire en oxygène dans un lieu de travail est de 19 %.

Les risques d'intoxication concernent principalement (hors particules) : l'hydrogène sulfuré, le monoxyde et le dioxyde de carbone, les composés organiques volatils (COV).

Pour ce qui concerne les COV, des mesures effectuées par l'INERIS sur site montrent que, hors cas particuliers (présence de déchets industriels spéciaux, hydrocarbures, solvants ...), ils ne peuvent présenter un risque qu'à des teneurs généralement rencontrées dans le biogaz non dilué.

Le dioxyde de carbone varie, quant à lui, entre 5 et 50 % ; les teneurs les plus élevées (proches de 50 %), se rapportent surtout au cas des décharges.

La production d'hydrogène sulfuré (H_2S) peut varier fortement, pour sa part, d'un type de production à l'autre :

- de 80 à 1500 mg/m^3 concernant les décharges (la production courante se situant entre 200 mg/m^3 et 400 mg/m^3);
- de quelques milligrammes par mètres cubes à 1500 mg/m^3 pour le traitement des boues de station d'épuration urbaines en méthaniseur (l'ordre de grandeur le plus fréquemment constaté est d'environ 800 mg/m^3);
- de 400 mg/m^3 à 8000 mg/m^3 dans le cas de traitement de déjections animales en méthaniseur ;
- l'émission d'hydrogène sulfuré peut être extrêmement élevée dans le cas de produits chimiques ; ce qui nécessite d'être très vigilant et de suivre régulièrement, à partir de mesures adaptées, la composition du biogaz provenant de déchets des industries chimiques.

Les autres polluants peuvent être des COV et des métaux lourds. Même sous forme d'éléments traces, la présence d'halogénures d'hydrocarbures et de composés organométalliques (siloxanes nocifs) peut engendrer à long terme un phénomène de corrosion, en raison de la production d'acides halogénés et de silice (abrasion des surfaces métalliques de moteur, encrassement de bougies, dysfonctionnement de soupapes,...).

Des résultats de mesures qui ont été réalisées par l'INERIS (teneurs en COV, halogénés, soufrés, HAP, métaux lourds,...des biogaz) figurent à l'annexe 1.

6.2. COMPOSITION DES BIOGAZ SELON LES FILIERES DE PRODUCTION

Le tableau 1 indique à titre d'exemple la composition moyenne de trois sortes de biogaz issus de trois filières différentes^[7] :

- la fermentation spontanée au sein d'une décharge équipée d'une aspiration du biogaz (BIOGAZ 1),
- une installation de méthanisation d'ordures ménagères (BIOGAZ 2),
- une installation de méthanisation d'effluents industriels, de type distillerie (BIOGAZ 3).

Composants majeurs des biogaz	BIOGAZ 1	BIOGAZ 2	BIOGAZ 3
(%)			
CH ₄	45	60	68
CO ₂	32	33	26
N ₂	17	1	1
O ₂	2	0	0
H ₂ O	4	6	5
(mg/m ³)			
H ₂ S	5-20	100-900	400
Aromatiques	1	0-200	0
Organo-halogénés	0-100	100-800	0

Tableau 1 : Données du Club Biogaz

Avec l'aide du Club Biogaz et en accord avec les représentants du Ministère de l'Environnement de l'époque (MATE), l'INERIS a réalisé une campagne de caractérisation de divers biogaz. Les résultats qui ont été obtenus sur six sites différents figurent dans le tableau 2.

Composants majeurs des biogaz	Site 1	Site 2	Site 3	Site 4	Site 5	Site 6
	Industrie papetière	CET	STEP	Centre de tri et compostage	Elevage porcin	STEP
CH ₄ (%)	79.0	50.2	67.6	48.7	64.6	61.6
CO ₂ (%)	14.8	41.6	30.9	48.9	24.7	27.6
N ₂ (%)	3.8	1.12	0.50	0.41	5.63	3.21
H ₂ (%)	< 0.002	< 0.002	< 0.002	0.050	<0.002	< 0.002
H ₂ O (%)	13.9	15.2	13.3	14.4	13.7	16.4
CO (ppm)	12	5	22	10	28	29
S équivalent H ₂ S (ppm)	720	160	18	280	1510	3150

Tableau 2 : Résultats de l'INERIS

Les concentrations en CH₃SH, éthylmercaptan, diméthylsulfure, CS₂, thiophène et diméthyldisulfure sont inférieures à 1 ppb.

Les résultats des mesures appellent de notre part les commentaires suivants au regard des conclusions d'une étude bibliographique qui a été réalisée en parallèle par l'INERIS :

- Pour le CET, les concentrations en CH₄ et CO₂ sont plus fortes que celles trouvées dans la bibliographie, ce qui s'explique par une teneur en N₂ très faible par rapport à la concentration moyenne trouvée dans la bibliographie (1,1% au lieu de 20%). La teneur en H₂S est proche de la moyenne des CET.
- Pour les STEP, les concentrations mesurées des composés principaux (CO₂, CH₄) correspondent tout à fait aux valeurs de la bibliographie. Les résultats obtenus montrent que la teneur en produit soufré est extrêmement variable d'un site à l'autre, comme indiqué dans la bibliographie.
- Les teneurs en CH₄, CO₂ et H₂S du biogaz de papeterie sont conformes aux données de la bibliographie.
- Pour l'élevage porcin, une teneur en CH₄ légèrement plus faible que celle attendue (64,6% pour 66-69%) ainsi que pour CO₂ (24,7% pour 30-34%) résultent de la teneur assez forte en N₂ (5,6%).

Ces constats soulignent la diversité de composition des biogaz au sein même d'une filière de production. Il existe une dispersion importante qui ne permet pas de procéder à un classement des biogaz selon leur provenance. A titre d'exemple, le tableau 2 met en exergue des valeurs très différentes concernant le soufre entre deux stations d'épuration (soit en équivalent soufre, 18 ppm pour le site 3 et 3150 ppm pour le site 6).

Ces observations sont renforcées par les résultats de mesures sur d'autres composants où il ressort que les concentrations en Cl, F et S peuvent être, mais de manière aléatoire, très importantes, comme il ressort dans le tableau 3.

Composants des biogaz (mg/m³)	Site 1	Site 2	Site3	Site 4	Site 5	Site 6+
	Industrie papetière	CET	STEP	Centre de tri et compostage	Elevage porcin	STEP
Benzène	< 0 ;17	3.5	< 0.17	< 0.17	< 0.17	< 0.17
Toluène	8.2	12.3	0.8	41.1	< 0.21	< 0.21
Ethylbenzène	9.5	5.7	< 0.24	< 0.24	< 0.24	< 0.24
Xylènes	< 023	4.7	< 0.23	< 0.23	< 0.23	< 0.23
Dichlobenzène	< 33	6.6	< 0.33	< 0.33	< 0.33	< 0.33
Dichlométhane	< 0.08	0.2	<0.08	< 0.08	< 0.08	< 0.08
Dichloroéthylène		0.025	< 0.006	< 0.006	< 0.006	< 0.062
Trichloroéthylène	35.2	15.3	117.4	52.8	35.2	88.1
Tétrachloroéthylène	14.8	20.8	51.9	7.4	14.8	74.1
Fréons	24.6	21.5	1.8	12.3	9.8	7.4
Cl ⁻	25	45.0	< 10	40.0	25.0	80.0
F ⁻	22.5	20.0	< 20	< 20	22.5	30.0
S	975	200	25	370	2000	3750

Tableau 3 : Teneurs en COV, halogénés et soufrés des biogaz en mg/m³

A noter qu'il y a peu de données qui permettent d'appréhender par ailleurs l'évolution de la composition des biogaz au fil du temps.

L'azote est toutefois un bon indicateur : absent lors de la phase anaérobie de méthanisation, l'azote est présent dans des proportions supérieures à 4 fois la teneur en oxygène en début et en fin de vie d'une décharge. Il semble donc raisonnable de considérer qu'il puisse y avoir une forte variation de la composition gazeuse pendant le cycle de vie des biogaz.

6.3. CARACTERISTIQUES DES GAZ NATURELS APRES TRAITEMENT

Les gaz naturels ont une composition différente selon leur provenance, comme l'indique les données du tableau 4.

A noter que le gaz de Groningue (Pays Bas) se distingue par sa teneur élevée en azote. Le gaz de Lacq contient quant à lui une quantité importante de produits soufrés (selon les données bibliographiques la teneur en H₂S peut atteindre 15 % en volume ^[23]).

Composition (% vol.)	Lacq	Groningue	Mer du Nord (après transit)	Russie (après transit)	Algérie (par Fos)	Algérie (par Montor)
CH ₄	97,3	83,5	88,2	96,2	91,2	88,6
C ₂ H ₅	2,1	3,6	5,4	1,2	6,5	8,2
C ₃ H ₈	0,2	0,7	1,2	0,3	1,1	2
C ₄ H ₁₀	0,1	0,2	0,4	0,1	0,2	0,6
C ₅ H ₁₂	-	0,1	0,2	0,1	-	traces
N ₂	0,3	10,8	3,2	1,8	1	0,6
CO ₂	-	1,1	1,4	0,3	-	-
O ₂	-	-	-	-	-	-

Tableau 4 : Composition des gaz naturels distribués en France.

7. DANGERS ET RISQUES LIES AUX BIOGAZ

L'évaluation porte sur l'identification des dangers et des risques liés aux biogaz, sur les limites d'inflammabilité de compositions CH₄-CO₂ variant de 60-40 à 50-50 et des principaux éléments gazeux.

7.1. IDENTIFICATION DES DANGERS ET DES RISQUES CONCERNANT LES BIOGAZ

La production et la valorisation de biogaz comportent les dangers et les risques principaux suivants :

- Incendie/explosion de mélange méthane/air, le mélange étant dangereux lorsque la concentration de méthane dans l'air se situe entre 5 et 15% vol ;
- Intoxication/asphyxie inhérente à la présence d'hydrogène sulfuré et de dioxyde de carbone, ces gaz plus lourds que l'air s'accumulant naturellement en partie basse des installations et de toutes autres constructions environnantes (cuves, puits, réservoirs, fosses, caves,...) .

Les fuites de biogaz (ou émissions incontrôlées à l'air libre de gaz combustible et toxique) élèvent nécessairement les niveaux des risques associés. Dans ce contexte, il existe des situations sensibles qui dépendent des caractéristiques intrinsèques des biogaz et donc d'actions combinées ou non de certains composants :

- formation de condensation dans les canalisations, obstruction possible des conduites et corrosion due aux composants agressifs du biogaz ;
- soufflage de flamme molle pendant une combustion, selon les ratios gaz combustible/gaz neutre ou inerte ; ce qui requiert des mesures préventives et une vigilance particulière (régulation du processus de fabrication du biogaz, protection des installations, brûleurs spécifiques,...).

Vis-à-vis du risque incendie/explosion, les sources possibles d'inflammation des biogaz sont les mêmes que dans le cas des autres gaz combustibles (gaz naturel, butane, propane,...).

La dangerosité des gaz neutres ou inertes (N₂, CO, CO₂) dépend des concentrations du milieu. En matière de risque d'intoxication/asphyxie, la toxicité de l'hydrogène sulfuré occupe une place importante du fait que les teneurs en H₂S peuvent varier dans de fortes proportions.

Les risques liés à l'hydrogène sulfuré sont particulièrement insidieux car, si un dégagement de H₂S est facilement détectable à une concentration de 0,05ppm, le nerf olfactif se paralyse dès que la concentration atteint 50 à 150 ppm. Un œdème pulmonaire peut survenir à une concentration de 300 ppm et une perte de connaissance rapide peut être provoquée par une concentration de plus de 500ppm.

La toxicité importante du H₂S s'explique par le fait qu'il agit sur l'organisme par plusieurs mécanismes. Les symptômes progressent de l'irritation locale des muqueuses, céphalées, nausées, étourdissements et dyspnée à l'œdème pulmonaire, hypotension, arythmie cardiaque, convulsions, coma et mort. L'exposition à des concentrations élevées entraîne une perte de conscience en quelques secondes et le décès peut survenir très rapidement.

7.2. LIMITES D'INFLAMMABILITE DES BIOGAZ ^[11]

Pour une composition CH₄-CO₂ variant de 60-40 à 50-50 les limites inférieure et supérieure d'inflammabilité du biogaz sont présentées dans le tableau 5 :

CH ₄ -CO ₂	LIE (% v/vCH ₄)	LSE (% v/vCH ₄)
60-40	5,1	12,4
55-45	5,1	11,9
50-50	5,3	11,4

Tableau 5 : Limites d'inflammabilité relatives à trois compositions différentes

L'augmentation du taux d'humidité augmente la LIE et diminue la LSE ; le tableau 6 donne les valeurs de LIE et de LSE pour un air saturé en eau à 20°C et à 40°C :

Température ambiante	Teneurs CH ₄ -CO ₂	LIE (% CH ₄)	LSE (% CH ₄)
20°C	60-40	5,1	11,9
20°C	55-45	5,1	11,3
20°C	50-50	5,3	10,9
40°C	60-40	5,6	10,6
40°C	55-45	5,6	10,2
40°C	50-50	5,7	9,7

Tableau 6 : Influence du taux d'humidité sur les limites d'inflammabilité

Ces valeurs conditionnent la dilution et le réglage pour un bon fonctionnement de la torche.

Par ailleurs, tous les composés organiques (hydrocarbures supérieurs, aromatiques,...) contenus dans les biogaz se retrouvent, à part H₂S, à des teneurs de quelques dizaines ou centaines de ppm, donc bien en dessous de leur limite inférieure d'inflammabilité. La somme des teneurs en hydrocarbures étant de l'ordre de 0,5% de la teneur en méthane, la LIE du biogaz n'évoluera que d'environ 0,05% v/v en tenant compte de la présence d'hydrocarbures dans le biogaz.

La présence de quelques milliers de ppm d'hydrogène sulfuré dans le biogaz modifie de 0,03% v/v la LIE du biogaz. Il en est de même pour l'hydrogène qui peut être présent dans le biogaz, à raison de 5% v/v (donc inférieur à 1 % de la teneur en méthane).

L'azote qui est un gaz inerte comme CO₂ et H₂O contribue à diminuer l'étendue du domaine d'explosibilité.

7.3. COMPARAISON ENTRE BIOGAZ, GAZ NATUREL ET GAZ DE PETROLE

L'exemple de biogaz qui est présenté dans le tableau 7 correspond à un mélange de 60% en volume de méthane, 38% en volume de dioxyde de carbone et 2% en volume pour les autres gaz ^[12].

	Biogaz	Gaz naturel	Propane	Méthane	Hydrogène
Pouvoir calorifique (kWh/m ³)	6	10	26	10	3
Densité (kg/m ³)	1,2	0,7	2,1	0,72	0,09
Densité par rapport à l'air	0,9	0,54	1,51	0,55	0,07
Température d'inflammation (°C)	700	650	470	650	585
Vitesse max. propagation flamme dans l'air (m/s)	0,25	0,39	0,42	0,47	0,43
Plage d'explosion (% en vol.)	6 -12	4,4 -15	1,7 –10,9	4,4 –16,5	4 -77
Besoins théoriques en air (m ³ /m ³)	5,7	9,5	23,9	9,5	2,4

Tableau 7 : Comparaison entre biogaz, gaz naturel et gaz de pétrole

8. ACCIDENTOLOGIE ET RETOUR D'EXPERIENCE

La recherche des accidents et presque accidents mettant en cause le biogaz a été menée principalement à partir de la base ARIA du BARPI (Ministère de l'Écologie et du Développement Durable). L'inventaire^[10] se rapporte aux installations de stockage de déchets ménagers et assimilés qui comprennent les décharges, les décharges contrôlées, les centres d'enfouissement technique (CET), les centres de stockages de déchets (CSD) ainsi que le transport des déchets.

Quelques données d'accidents relatifs à des dégagements de produits toxiques (H₂S) proviennent pour l'essentiel d'une recherche sur le net.

La synthèse de l'accidentologie s'appuie aussi sur le retour d'expérience acquis par CERCHAR/INERIS, au travers en particulier d'interventions et de mesures sur sites et de données qui ont été fournies par le Club Biogaz.

8.1. CENTRES D'ENFOUISSEMENT/ TRANSPORTS DE DECHETS/ INSTALLATIONS DE BIOGAZ

8.1.1 Inventaire (non exhaustif) des accidents de la base aria

La base ARIA a recensé 151 accidents qui sont survenus en FRANCE jusqu'au 1^{er} juillet 2004 dans les décharges, CET et CSD concernant pour la plupart l'activité d'enlèvement et de traitement des ordures ménagères.

Près de 59% des évènements recensés dans les sites d'enfouissement sont des incendies (plus fréquents pendant les mois les plus chauds de l'année).

Les rejets dangereux, qui représentent plus de 34% des accidents ou incidents survenus dans les CET de classe 2 sont constitués à 54 % de rejets de gaz toxiques ou polluants (biogaz ou gaz issus de déchets chimiques stockés illicitement ou fumées d'incendies).

9 cas d'explosion ont été recensés, leur origine ayant été soit le stockage de déchets interdits (produits chimiques, explosifs,...), soit pour deux d'entre eux des fuites de biogaz :

- le 15/02/91 à Wintzenheim (68) - Explosion dans le sous-sol d'un immeuble situé en face d'une ancienne décharge publique (un taux de 60% de méthane est mesuré en sous-sol ; une partie des murs porteurs et de la toiture sont soufflés par l'explosion) ;
- le 04/04/91 à Massugas (33) – Explosion dans une usine de traitement d'ordures ménagères à la suite d'une accumulation de gaz généré par la fermentation des déchets ;

Par ailleurs, 3 des accidents recensés ont été mortels, les victimes étant des personnes présentes irrégulièrement sur le site, intoxiquées par des gaz de fermentation ou victimes d'explosion :

- le 23/07/91 à Arfeuilles (03) – Une explosion tue deux enfants qui jouaient dans une décharge ;

- le 10/04/97 à Mende (48) – Une forte concentration d'hydrogène sulfuré asphyxie un enfant cherchant à récupérer des métaux, suite à une chute dans une buse de dégazage d'une station de traitement des ordures ménagères. Victime d'un malaise pendant une tentative de sauvetage, un adulte décèdera, lui aussi, peu après son hospitalisation.

Selon la base ARIA, l'évacuation des riverains a été rendue par ailleurs nécessaire dans 3 cas, soit à cause du risque d'explosion due au biogaz, soit en raison de l'extension d'un incendie au-delà des limites du site.

Aucun accident ne se rapporte à une installation de combustion proprement dite.

8.1.2 Résultats d'une recherche sur Internet

L'accent est mis essentiellement sur les accidents qui sont causés par l'hydrogène sulfuré. Les résumés d'accidents indiquent que dans la plupart des cas, les victimes sont d'abord pris d'un malaise (évanouissement, perte de conscience,...) en travaillant au-dessus des installations ; ce qui entraîne leur chute puis l'asphyxie dans un milieu confiné (fosse à purin, préfosse à lisier,...).

Les données d'accidents qui mettent en cause l'hydrogène sulfuré contenu dans les biogaz montrent qu'il s'agit toujours d'accidents mortels et que les scénarii se répètent souvent point par point en mettant en péril les sauveteurs occasionnels (par manque de connaissance sur les dangers de l'hydrogène sulfuré).

Ces exemples mettent en évidence le besoin de formation de mise en œuvre et d'application effective de consignes de sécurité, d'exploitation, de maintenance et d'entretien bien adaptées aux risques.

8.1.3 Retour d'expérience Cerchar/Ineris

Le CERCHAR, puis l'INERIS sont intervenus sur des sites d'anciennes décharges après incident, mais à titre préventif, comme conseil.

Les interventions concernent deux types de migration de biogaz :

- une migration à la surface avec remplissage de cavités, sous-sols de bâtiments sur des décharges qui ne sont pas encore en fin de vie

Deux interventions du CERCHAR sur site, l'une suite à une explosion dans le vide sanitaire d'un lycée de Sedan (1973-1974) et l'autre suite à des inflammations de gaz qui émanaient des sous-sols d'un centre commercial d'Anglet (1988-1989) témoignent des risques liés au confinement d'anciennes décharges (poursuite de la production et accumulation de biogaz).

La mesure de teneurs de 60% v/v CH₄ sous la dalle du centre commercial conduit à dire que le risque inhérent à une telle réserve de biogaz n'était pas éloigné de celui présenté par une fuite de gaz naturel.

- une migration latérale non maîtrisée, suite à un recouvrement imperméable de la décharge sans drainage latéral, ou avec drainage insuffisant voire impossible (carrière souterraine de grande étendue). Les travaux de l'INERIS ont porté dans ce contexte sur des expertises de dégâts causés aux cultures qui n'entrent pas dans le cadre de la présente étude.

Là encore, les accidents et presque accidents se rapportent à la formation du biogaz et non à son utilisation.

8.1.4 Données du Club Biogaz

La principale donnée et la plus récente se rapporte à un accident mortel (4 décès) qui est survenu sur un site de méthanisation à Rhadereistedt (Allemagne), le 8 novembre 2005.

Cet accident semble résulter du dégagement de produits toxiques (en particulier H₂S et probablement NH₃) lié à une réaction chimico-biologique pendant le brassage de déchets animaliers de deux arrivages distincts dans une fosse non confinée (intoxication par inhalation des produits volatils qui se sont accumulés dans la halle non aérée, contenant la fosse).

8.2. INSTALLATIONS DE GAZ NATUREL

Le recensement des accidents mettant en cause le gaz naturel^[16] montre que ceux-ci sont toujours mortels et d'une grande violence : « Il faut toutefois noter une baisse du nombre d'accidents et de victimes depuis une dizaine d'année, d'autant plus significative que le nombre d'installations a augmenté (350 000 de plus chaque année). Si, en 1993, on comptait 360 accidents, 1000 victimes et 50 morts, en 2002 les accidents s'élevaient à 180, les victimes à 580 et les décès à 25 ». *(à ce dernier chiffre, il faut ajouter 15 personnes mortes par suicide impliquant le gaz)*

Hors suicide, il ressort deux causes de fuites de gaz, en raison :

- de ruptures de canalisations en « fonte grise », sur le réseau de distribution de Gaz de France, GDF estimant qu'elles représentent 3% des accidents ;
- d'utilisation de matériel défectueux, d'un défaut de ventilation des locaux ou d'un manque de vigilance des utilisateurs qui conduisent dans la majorité des cas à des intoxications à l'oxyde de carbone.

Ainsi, sur les 25 personnes mortes en France en 2002 dans des accidents dus au gaz 80% résultent d'asphyxie et 20% sont consécutifs à une explosion.

9. REGLEMENTATION EN VIGUEUR

En France, la réglementation du biogaz comprend des textes relatifs aux apports de matières premières, à la production de biogaz et à l'utilisation des produits sortants.

Les principaux textes relatifs aux installations de combustion sont rappelés dans le tableau 8. L'examen de la réglementation s'appuie également sur les projets de réglementation dans quelques pays de la communauté européenne concernant les rejets de gaz de combustion.

La circulaire du 10 décembre 2003 relative aux installations classées : installations de combustion utilisant du biogaz et un condensé des résultats de mesures qui ont été faites par l'INERIS sur des installations de combustion fonctionnant au biogaz, complètent les supports de l'étude.

La réglementation se rapporte uniquement au Code de l'Environnement.

9.1. TEXTES RELATIFS AUX INSTALLATIONS DE COMBUSTION

Date	Type	N°	Objet
06/12/00	circulaire		Prescriptions applicables aux installations de combustion utilisant du biogaz Modifiée par la circulaire du 10/12/03
16/09/98	décret	98-833	Contrôles périodiques des installations consommant de l'énergie
11/09/98	décret	98-817	Rendements et équipement des chaudières de puissance comprise entre 400kW et 50 MWLII
25/07/97	Arrêté type		Prescriptions générales applicables aux ICPE soumises à déclaration sous la rubrique 2910 : combustion Modifié par les arrêtés du 10/08/98 et du 15/08/00
05/01/95	circulaire	95-08	Prescriptions applicables aux installations incinérant des déchets
27/06/90	arrêté		Limitation des rejets atmosphériques des grandes installations de combustion et aux conditions des rejets des installations de combustion
18/12/77	circulaire		Installations thermiques
13/05/74	décret	74-415	Contrôle des émissions polluantes dans l'atmosphère et à certaines utilisations de l'énergie thermique

Tableau 8 : Textes relatifs aux installations de combustion

9.2 APPROCHE REGLEMENTAIRE DANS LA COMMUNAUTE EUROPEENNE

Les données ci-après résultent de travaux qui ont été effectués par l'INERIS en 2002.

Connaissant la composition élémentaire des biogaz, nous pouvons estimer l'importance des teneurs en polluants susceptibles d'être rejetés dans l'atmosphère lors de la valorisation du biogaz et destruction par combustion. Nous pouvons ensuite comparer ces dernières aux VLE (Valeurs Limites d'Emission) de :

- La nouvelle Directive 2000/76/CE du 4 décembre 2000 relative à l'incinération des déchets : même si celle-ci ne s'applique pas à ces installations, elle constitue une base intéressante de comparaison ;
- La circulaire ministérielle du 10 décembre 2003 sur le classement des installations brûlant des biogaz : les valeurs limites sont fonction de la puissance thermique des installations (moteurs, chaudières...) ;
- Le projet de texte de la commission européenne du 12 février 2001 sur le traitement biologique des déchets.
- En Grande Bretagne, des études ont été lancées pour caractériser les émissions des moteurs et torchères brûlant du biogaz afin d'élaborer ensuite une réglementation sur leur contrôle (composés et valeur limites associées).
- Aux Pays-Bas il n'existe pas de législation vraiment spécifique sur les rejets des installations brûlant du biogaz. Une recommandation est en revanche faite dans les NER (Nederlandse Emissie Richtlijn) d'atteindre une température de flamme dans les torchères de 900°C et un temps de séjour de 0,3 secondes.
- En Italie, il n'existe pas encore de législation mais des propositions ministérielles pour la combustion du biogaz :
 - Pour les brûleurs conventionnels : NO_x (NO_2) : 200 mg/m^3 ; poussières 5 mg/m^3 ; CO : 100 mg/m^3 à 3% d' O_2 ;
 - Pour les turbines : NO_x (NO_2) : 150 mg/m^3 ; CO : 100 mg/m^3 à 15% d' O_2 ;
 - Pour les moteurs : NO_x (NO_2) : 250 mg/m^3 ; poussières 5 mg/m^3 ; CO : 300 mg/m^3 à 5% d' O_2 ;
 - Pour les torchères : SO_2 : 1200 mg/m^3 ; NO_x (NO_2) : 350 mg/m^3 ; CO : 100 mg/m^3 ; COVT : 20 mg/m^3 ; H_2S : 10 mg/m^3 (la teneur en O_2 de référence n'est pas indiquée).
- En Allemagne un projet de texte devait paraître le 01 octobre 2002 différenciant les installations de combustion de biogaz de moins de 50 MW et les torchères. Pour les premières installations les concentrations limites sont les suivantes (à 3% d' O_2) : 5 mg/m^3 pour les poussières, 50 mg/m^3 pour CO, 100 mg/m^3 pour NO_x (NO_2) et 350 mg/m^3 pour SO_2 . Pour les torchères, la seule valeur limite de concentration est (à 3% d' O_2) : 20 mg/m^3 pour CO.

□ En Suisse, le gaz de CET est considéré comme un carburant gazeux si sa teneur en composés inorganiques et organiques chlorés et fluorés, exprimée en acide chlorhydrique ou fluorhydrique, ne dépasse pas au total 50 mg/m^3 . Dans ce cas, les valeurs limites de concentration des gaz à l'émission à 3% d'O₂ sont $100 \text{ mg/m}^3\text{n}$ pour CO, $80 \text{ mg/m}^3\text{n}$ pour NO_x (NO₂) et $30 \text{ mg/m}^3\text{n}$ de NH₃. Dans le cas contraire il est réputé être un gaz de déchets et sa combustion doit respecter les valeurs limites d'émission à 3% d'O₂ suivantes (en italique est indiquée la valeur correspondante à 11% d'O₂):

- Poussières : 10 mg/m^3 (*$5,5 \text{ mg/m}^3$*) ;
- Plomb et zinc ainsi que leurs composés exprimés en métaux, au total : 1 mg/m^3 (*$0,55 \text{ mg/m}^3$*) ;
- Mercure et cadmium, ainsi que leurs composés, exprimés en métaux, par substance : $0,1 \text{ mg/m}^3$ (*$0,055 \text{ mg/m}^3$*) ;
- Oxyde de soufre, exprimés en anhydride sulfureux : 50 mg/m^3 (*28 mg/m^3*) ;
- Oxydes d'azote (monoxyde et dioxyde), exprimés en dioxyde d'azote, pour un débit massique égal ou supérieur à 2,5 kg/h : 80 mg/m^3 (*44 mg/m^3*) ;
- Composés chlorés inorganiques sous forme de gaz, exprimés en acide chlorhydrique : 20 mg/m^3 (*11 mg/m^3*) ;
- Composés fluorés inorganiques sous forme de gaz, exprimées en acide fluorhydrique : 2 mg/m^3 (*$1,1 \text{ mg/m}^3$*) ;
- Ammoniac et composés de l'ammonium, exprimées en ammoniac : 5 mg/m^3 (*$2,8 \text{ mg/m}^3$*) ;
- Matières organiques sous forme de gaz, exprimées en carbone total : 20 mg/m^3 (*11 mg/m^3*) ;
- Monoxyde de carbone : 50 mg/m^3 (*28 mg/m^3*).

9.3 TEXTE SPECIFIQUE AUX BIOGAZ

La circulaire du 10 décembre 2003 relative aux installations de combustion utilisant du biogaz dans les ICPE indique que les valeurs limites d'émission doivent être adaptées à partir des valeurs limites applicables à l'utilisation du gaz naturel. Celles-ci sont résumées dans le tableau 9.

A noter que, dans le cadre d'un groupe de travail de l'ATEE (GT 6) les participants à la réunion du 26/03/04 (ADEME, GDF, Club Biogaz,...) ont reconnu que les règles d'émissions polluantes imposées dans la circulaire sont techniquement réalisables^[23].

Appareils de combustion	Teneur en O ₂ sur gaz sec	VLE en mg /m ₃				
		SO ₂	NO _x	Poussières	COVNM	CO
Chaudière de 2 à 10 MWth	3	Pas de VLE	225	50	50	250
Turbine de 2 à 20 MWth	15	Pas de VLE	225	150	50	300
Moteur de 2 à 20 MWth	5	Pas de VLE	525	150	50	1200
Torchère de 2 à 20 MWth (hors CET)	Reprise des dispositions de l'article 44 de l'arrêté ministériel du 9 septembre 1997					
Torchère, chaudière, turbine ou moteur <2MWth	Pas de VLE (Ces installations ne présentent pas de spécificité sur le plan de la pollution atmosphérique par rapport aux installations de même taille utilisant des combustibles classiques, pour lesquelles aucune valeur limite n'est fixée)					

Tableau 9 : Valeurs limites d'émission de polluants

A noter par ailleurs que l'article 44 de l'arrêté du 9 septembre 1997 (chapitre 2.1.1.4.) fixe en cas de destruction du biogaz par combustion la fréquence des mesures de poussières et de CO, ainsi que les valeurs limites à ne pas dépasser. Celles-ci devront être compatibles avec les seuils :

- poussières < 10 mg/Nm³
- CO < 150 mg/ Nm³

L'arrêté du 9 septembre 1997 impose aussi que la collecte et la mise en torchère du biogaz valorisé ne sont obligatoires que dans le cas des Centres d'Enfouissement Technique (CET) de classe 2. Néanmoins, dans le cadre de la lutte contre la pollution, on peut estimer que les règles de l'art imposent d'avoir une torchère pour brûler le biogaz en excès s'il est permanent : cette torchère devrait respecter les normes d'émissions dans l'atmosphère relatives aux CET de classe 2.

Pour mémoire, le transport et le stockage du biogaz sont régis par l'arrêté du 11 mai 1970.

9.4 DIRECTIVES SUR L'INJECTION DE BIOGAZ DANS LE RESEAU DE GAZ NATUREL

En Suisse, les directives SSIGE^[22] fixent les exigences sur la qualité du biogaz provenant de processus de fermentation et de gaz similaires pour l'injection dans le réseau de gaz naturel, ainsi que les exigences techniques concernant les installations d'injection.

Ces directives soulignent que toute action nocive sur l'homme et l'environnement doit être exclue.

Les critères requis pour une injection illimitée ou limitée selon la qualité du biogaz dans le réseau de gaz naturel, figurent dans les tableaux 10 et 11 :

- Du point de vue qualitatif, une injection illimitée de biogaz dans le réseau de gaz naturel est possible, si la qualité du biogaz correspond à celle du gaz naturel H et s'il répond aux exigences indiquées dans le tableau 10 ;
- Si la qualité du biogaz ne répond pas aux exigences précisées précédemment, le biogaz ne peut être injecter qu'en quantités limitées dans le réseau de gaz naturel ;

La quantité maximale de biogaz injecté est fixée de façon à garantir que la qualité du mélange de gaz en aval du point d'injection corresponde en tout temps à celle du gaz naturel H et que les exigences du tableau 10 sur l'odorisation et la concentration des composants soient remplies.

	Injection illimitée	Injection limitée
Méthane (CH₄ % vol.)	≥ 96	≥ 50
Taux d'humidité (%) A la température du réseau et à la pression d'injection	≤ 60	≤ 60
Impuretés	Techniquement pur	Techniquement pur
Odorisation	Selon Directives SSIGE G 11 sur l'odorisation du gaz	—

Tableau 10 : Exigences de qualité du biogaz pour injection illimitée et pour injection limitée

	Injection illimitée	Injection limitée
Odorisation	—	Mélange de gaz après injection selon Directives SSIGE G 11 sur l'odorisation du gaz
Oxygène (O ₂ % vol.)	≤ 0,5 ⁽¹⁾	≤ 0,5 ⁽¹⁾
Gaz carbonique (CO ₂ % vol.)	≤ 6	≤ 6
Hydrogène (H ₂ % vol.)	≤ 5	≤ 5
Hydrogène sulfuré (H ₂ S mg/m ³)	≤ 5 ⁽¹⁾	≤ 5 ⁽¹⁾
Soufre total (mg/m ³) (sans odorisation)	≤ 30 ⁽¹⁾	≤ 30 ⁽¹⁾

(1) un dépassement de courte durée de la valeur est possible à certaines conditions

Tableau 11 : Concentration maximale de composants du biogaz pour injection illimitée et du mélange de gaz après le point d'injection, pour l'injection limitée

10. DISPOSITIONS DE SECURITE

Les dispositions en matière de sécurité induisent des contraintes plus ou moins grandes, selon les filières de production et les voies de valorisation des biogaz ^[21]. Les contraintes sont principalement liées aux risques de fuites et de corrosion des installations, aux conditions de combustion et, dans un certain nombre de cas, à la nécessité de suivre et de corriger l'évolution et/ou d'épurer les biogaz.

10.1 PREVENTION DES ZONES DANGEREUSES (EXPLOSION, TOXICITE, POLLUTION)

De façon générale, les installations mettant en œuvre du biogaz sont susceptibles de former des atmosphères explosibles, en cas notamment de dysfonctionnement d'une installation (fuite, par exemple), dans la mesure où la libération de biogaz dans l'atmosphère atteint des concentrations comprises entre la LII et la LSI du mélange.

Dans ce contexte, il convient d'appliquer les Directives ATEX, en déterminant les zones dangereuses et de considérer l'ensemble des mesures de prévention et des moyens de protection destinés à réduire le risque d'un accident.

La ventilation a un rôle particulièrement important en permettant de diluer et d'évacuer les mélanges gazeux dangereux. En effet, les risques d'atmosphères explosibles et/ou toxiques seront d'autant plus réduits que les milieux plus ou moins confinés abritant des installations de biogaz, seront correctement aérés.

Les recommandations en ventilation pour le gaz naturel sont donc à observer ou à renforcer.

10.2 DETECTION DES FUITES ET DES REJETS DE POLLUANTS

Une vigilance particulière doit être portée sur l'étanchéité des installations, tant de production (CET, méthaniseurs) que de valorisation (chaudières, moteurs, turbines,...), en raison des risques potentiels de pollution propres au biogaz (le biogaz étant beaucoup plus polluant et actif que le CO₂ vis-à-vis de l'effet de serre) et des risques potentiels d'accidents (incendie, explosion, émissions de produits toxiques).

Pour parvenir à un niveau de sécurité satisfaisant, le recours à des détecteurs appropriés ne peut donc être que fortement recommandé. Il s'agit en premier lieu d'explosimètres (contrôle de la teneur en CH₄), d'oxygénomètre, de détecteurs de CO et autres détecteurs pour déceler les produits soufrés (SO₂), azotés (NO_x), chlorés (HCl),...,selon la composition initiale du biogaz.

A noter que des appareils portatifs constituent, à titre individuel un moyen simple et sûr de détecter la présence par exemple d'hydrogène sulfuré (H₂S), à condition de respecter les particularités techniques des détecteurs.

La variété de composition des biogaz, les conditions éventuelles de traitement,...font aussi que dans un certain nombre de cas, des mesures en continu ou à périodes régulières s'imposent d'elles-mêmes pour évaluer le risque toxique dans l'environnement des installations au regard des obligations réglementaires.

Les déterminations concernant le choix, le nombre, l'implantation des points de contrôle de l'atmosphère ne peuvent quant à elles dépendre dans de pareils cas, que d'une analyse spécifique des différents composants d'un site.

En matière de détection, les biogaz non épurés se distinguent donc du gaz naturel par la diversité des produits à surveiller, dans la mesure où la composition des biogaz est un paramètre variable.

Il est possible d'estimer par contre la nature des polluants qui seront produits dans les installations de combustion notamment, si la composition initiale des biogaz est connue, selon des travaux réalisés à l'INERIS.

En terme de contrôle de l'atmosphère, on rappelle les seuils d'alarme suivants , les appareils devant être agréés pour une utilisation en atmosphère explosive :

- 0,5 % pour le méthane (soit 10 % de la LIE dans l'air) ;
- 19 % pour l'oxygène ;
- 1 % pour le CO₂ ;
- 50 ppm pour le CO et 5 ppm pour H₂ S.

Les équipements de détection n'excluent pas par ailleurs les mesures de prévention à intégrer dès la phase de conception des installations pour agir, vis-à-vis de fuites potentielles, en évitant une dégradation rapide ou un vieillissement prématuré des matériaux comme dans le cas des canalisations.

10.3 SECURITE DES CANALISATIONS DE TRANSPORT DE BIOGAZ

La corrosion due à la présence de vapeur d'eau, d'hydrogène sulfuré et de composés organo-halogénés est un facteur indispensable à prendre en compte car de nombreuses canalisations sont en acier et l'oxydation peut provoquer des réactions de précipitation avec les biogaz et ainsi obstruer les canalisations.

Ainsi, le choix du matériau constitutif des canalisations de transfert du biogaz est prépondérant et devra être choisi en fonction de la localisation du réseau et du degré d'épuration du gaz.

Comme souligné dans le chapitre 8 sur l'accidentologie, le transport du gaz naturel présente de son côté des risques élevés lorsqu'il s'agit de canalisations en fonte grise. Souvent à l'origine d'accidents à cause du matériau utilisé, GDF procède au renouvellement progressif de ce type de canalisation. Ainsi, les « fontes grises ne représentent plus que 2% du réseau de distribution, contre 15% en 1990 ; et 800 km de canalisations ont été changées en 2002, portant à 10000km le total des renouvellements depuis dix ans ».

Le gaz naturel transporté dans le réseau doit répondre à des spécifications réglementaires précises comme la teneur en eau, en composés soufrés ou en odorisant. Ils permettent d'assurer l'intégrité des canalisations en acier vis-à-vis d'agression par corrosion interne activée par la dissolution d'H₂S dans de l'eau sous forme liquide.

Ainsi, la teneur en eau dans le gaz naturel doit être inférieure à 46 mg/m^3 et la teneur en hydrogène sulfuré (H_2S) doit être inférieure à 7 mg/m^3 en moyenne sur 8 jours. La valeur limite de la teneur en eau permet de prévenir l'apparition d'eau liquide dans les canalisations pour les conditions normales de fonctionnement du réseau.

Le transport en canalisation des biogaz peut, quant à lui, poser des problèmes si l'épuration n'est pas suffisante, en raison de la diversité de ses composants au regard de ceux du gaz naturel.

10.4 TRAITEMENT DES BIOGAZ ET GAZ NATURELS

Les biogaz peuvent être valorisés, a priori, dans plusieurs domaines d'activité, pour autant qu'ils soient impérativement épurés au préalable. Les différentes voies envisageables sont la production de chaleur, la production d'électricité, la cogénération, le carburant automobile et l'injection dans le réseau de gaz naturel. A défaut, les biogaz sont brûlés en torchères.

10.4.1. Techniques d'épuration des biogaz

Une ou plusieurs étapes d'épuration sont nécessaires selon le mode de valorisation des biogaz. Les composants à enlever sont^[14]:

- Pour production de chaleur, l'eau et le soufre (H_2S , éventuellement) ;
- Pour production d'électricité et la cogénération, l'eau, le soufre (H_2S), les organo-halogénés (éventuellement) ;
- Pour utilisation en carburant, l'eau, le soufre (H_2S), le carbone (CO_2) et éventuellement les organo-halogénés et/ou les métaux ;
- Pour injection dans réseau gaz, l'eau, le soufre (H_2S), le carbone (CO_2) et éventuellement les organo-halogénés et/ou les métaux et /ou l'oxygène.

Il existe différentes méthodes pour épurer les biogaz, telles que :

- l'injection de 3 % d'air dans le ciel des petits méthaniseurs pour transformer l'hydrogène sulfuré en soufre natif solide. Ce traitement permet d'abaisser les concentrations en H_2S à des valeurs inférieures à 100 mg/m^3 .
- la condensation des boues de station d'épuration urbaine par du chlorure ferrique ; ce qui a pour effet de réduire la concentration en H_2S de l'ordre de 1000 mg/m^3 à 30 mg/m^3 environ.

10.4.2. Traitement du gaz naturel

Le gaz naturel ne peut être utilisé et prétendre au titre de combustible, que si trois conditions sont réunies^[15] :

- ne contenir ni eau, ni hydrocarbures à l'état liquide,
- être débarrassé des composants acides ou des corps toxiques,
- ne pas avoir de variation ni de pouvoir calorifique, ni de densité.

Le traitement du gaz naturel porte sur un ensemble d'opérations permettant d'épurer le gaz brut extrait d'un gisement (détente, déshydratation, désulfuration, dégazolinage, odorisation). Le gaz transporté dans le réseau doit répondre à des spécifications précises comme la teneur en eau, en composés soufrés et en odorisant.

Il ressort en fait que les propriétés physico-chimiques des biogaz s'apparentent à celles des gaz naturels bruts et qu'ils peuvent faire l'objet d'un traitement plus ou moins poussé selon les cas, depuis la simple filtration jusqu'à l'épuration pour en faire « un gaz naturel normalisé ».

10.5. SECURITE DES INSTALLATIONS DE VALORISATION DES BIOGAZ

Des exemples de mesures de sécurité figurent dans l'annexe 2 « Règles de sécurité pour les unités de biogaz agricoles ».

10.5.1 Valorisation thermique des biogaz

Dans le cas de la valorisation du biogaz sous forme de chaleur pour faire fonctionner l'installation de méthanisation ou des structures proches de la dite installation, les contraintes d'épuration du biogaz sont relativement légères.

Elles sont par contre plus lourdes concernant la sécurité de la combustion, en raison de la décroissance progressive de la teneur en CH₄ d'un biogaz pendant le cycle de valorisation. Ce phénomène nécessite d'être vigilant et de disposer de moyens et de dispositions de sécurité adaptés :

- un suivi de l'évolution de la composition du biogaz et/ou des principaux paramètres de la combustion ;
- l'utilisation de brûleurs spéciaux adaptés à la combustion du biogaz ou l'injection maîtrisée d'un complément de gaz combustible dans l'installation pour réguler la combustion (dispositif installé à demeure) ;

Il est possible en effet de stabiliser la flamme de biogaz avec un combustible fossile dans la limite de 20%, si cela est techniquement nécessaire.

- la mise en œuvre d'équipements de protection, de type pare- flamme, sur les canalisations.

10.5.2. Valorisation électrique des biogaz

La voie classique pour produire de l'électricité à partir de biogaz est d'utiliser une chaudière à gaz suivie d'une turbine à vapeur. Cette voie est techniquement fiable et les contraintes liées à l'épuration du biogaz ne sont pas lourdes.

Une seconde voie consiste à installer des moteurs à gaz, soit à étincelles, soit dual fuel (injection d'un gaz pilote qui est généralement un gazole). Le procédé dual fuel, bien que plus souple et plus durable, exige des spécifications particulières et une teneur en méthane d'au moins 40 %. Les exploitants optent encore souvent pour la voie classique qui évite de traiter le biogaz.

A titre d'exemple peut être cité le cas d'une centrale de la société MEG International, filiale de Gaz de France, située à Montréal qui produit 190 GWh/an entièrement vendue au réseau, en utilisant une chaudière à haute pression et une turbine à vapeur, afin d'éviter la phase d'épuration.

10.5.3. Cogénération

Il s'agit de la production combinée de chaleur et d'électricité. Le besoin d'épurer les biogaz dépend de son utilisation.

Ainsi, dans le cas des installations de cogénération de la station d'épuration de Port Douvot à Besançon, le biogaz sert à alimenter un moteur de 450 KW qui produit environ 6500 kW par jour

- La chaleur récupérée sur le moteur sert à maintenir le digesteur à température (9000 kW thermiques par jour) et à chauffer les locaux techniques l'hiver ;
- L'électricité est en partie auto-consommée par la station qui couvre ainsi 40 % de ses besoins. Le solde est vendue à EDF.

Dans le cas des installations de cogénération de la station d'épuration d'Achères, les valorisations sont multiples. Sept moteurs diesel servent à produire de l'électricité qui est consommée sur place pour entraîner les machines tournantes et faire fonctionner les équipements. Les gaz d'échappement de la turbine sont utilisés pour maintenir les digesteurs à température. D'autres chaudières fournissent encore de la chaleur (pour déshydrater les boues, par exemple). Le biogaz permet d'assurer 60 % des besoins énergétiques de la station (avec prise en compte du carburant pour les véhicules).

10.5.4. Injection de biogaz dans le réseau de gaz naturel

Dans différents pays, certains biogaz sont réinjectés dans le réseau de gaz naturel après une épuration plus ou moins poussée. En France, aucun texte réglementaire ne l'interdit, mais les textes existants sur la composition des gaz transportables dans les canalisations de gaz naturel ont été définis dans un autre contexte, aussi n'évoquaient-ils pas à l'époque les éléments traces que l'on retrouve dans le biogaz.

Les Directives suisses SSIGE^[22] soulignent qu'en cas d'injection de biogaz dans le réseau de gaz naturel, il faut s'assurer qu'aucun dommage ni perturbation ou situation dangereuse ne puisse survenir dans le réseau de gaz naturel et aux appareils à gaz raccordés. En particulier, il faut garantir le transport en tout temps, de gaz conforme aux exigences de qualité du gaz naturel H distribué en Suisse (cf. § 9.4.).

Les exigences ne peuvent être que très strictes dans le cas de l'injection de biogaz dans un réseau de gaz naturel.

Envisager d'injecter du biogaz dans le réseau de gaz naturel nécessite donc d'être abordé avec une grande prudence ; le Club Biogaz estime que ce sujet est du ressort d'une décision et d'une recherche au niveau européen.

10.5.5. Production de carburant

Pour cette application, les spécifications de pureté du gaz sont très sévères, puisque le biogaz utilisable comme carburant doit contenir un minimum de 96 % de méthane. Il faut en outre que le point de rosée soit inférieur à -20°C (ce qui correspond à une teneur en eau inférieure à 15 mg/m^3), que la teneur en H_2S soit inférieure à 100 mg/m^3 , et que la teneur en hydrocarbures liquides soit inférieure à 1 %, avec une taille de poussières limitée à 40 microns.

11. CONCLUSION

L'étude montre que les biogaz sont de composition variée selon l'origine et la composition des déchets. Dans la plupart des cas, le biogaz est loin d'être du méthane pur. Il contient des quantités plus ou moins importantes de gaz carbonique et d'hydrogène sulfuré. Il renferme également des produits toxiques qui peuvent n'être présents que sous forme de traces. Son utilisation nécessite de procéder à des analyses préliminaires, de traiter a priori dans la majorité des cas le biogaz ou pour le moins de le soumettre à un contrôle régulier.

Ces remarques ne distinguent donc pas fondamentalement les biogaz du gaz naturel. En effet, ce dernier n'est pas pur en sortant de terre et doit être traité avant d'être injecté dans les gazoducs. A titre d'exemple, le gaz de Lacq, contient moins de CO₂ mais davantage de soufre qu'un biogaz moyen.

De par les caractéristiques d'inflammabilité du méthane, les biogaz présentent un risque potentiel d'incendie et d'explosion qui est sensiblement équivalent à celui inhérent à l'utilisation du gaz naturel.

La présence de gaz inertes, en quantité plus ou moins importantes dans le biogaz, agit aussi sur les conditions de la combustion. Il peut dans certains cas élever le niveau des risques, en l'absence de dispositions adaptées. Le phénomène perturbant porte sur les caractéristiques des flammes, qui plus molles pour les biogaz (fonction de la teneur en méthane) que pour le gaz naturel, peuvent conduire à des situations accidentelles liées à des décrochages de flammes. Un tel risque impose l'utilisation de brûleurs adaptés ou l'apport d'un combustible secondaire pour réguler la combustion et la mise en place d'équipements pare - flamme sur les canalisations.

En tout état de cause, les mesures de prévention applicables aux gaz doivent être prises (directive ATEX, action sur les sources potentielles d'inflammation, ventilation des locaux,...) et les moyens de protection installés, selon les règles en vigueur. Ce dernier point se rapporte notamment à la mise en place d'explosimètres (prise en compte du confinement des lieux) et à l'utilisation de détecteurs spécifiques (tels ceux pour déceler H₂S).

Les effets toxiques des produits soufrés tel l'hydrogène sulfuré (H₂S) sur les individus et les effets corrosifs sur les matériaux ne peuvent que concourir à faire procéder à leur élimination, dans la plupart des cas (dépassement des seuils critiques). Il en est de même pour d'autres composés du biogaz, soit qui posent des problèmes techniques (H₂O,...), soit en raison de leur toxicité (produits chlorés,...). L'épuration préliminaire du biogaz présente toutefois des difficultés et aboutit à d'autres produits qui posent des problèmes pour l'environnement (mélange d'oxyde de fer et de soufre,...).

Pour parvenir à un niveau de sécurité satisfaisant, les risques sanitaires ne peuvent pas être dissociés des risques dits accidentels, examinés dans le cadre de ce rapport.

12. BIBLIOGRAPHIE

- [1] C SERVAIS (*Délégué Général du Club Biogaz*)
Supplément Energie Plus n° 308 du 15 juin 2003 (Dossier Biogaz)
- [2] J.C.VERCHIN (*Président du Club Biogaz*)
Supplément Energie Plus n° 322 du 15 mars 2004 (Dossier Biogaz)
- [3] M.ALLAUX (MEDD)
Email du 6 février 2005
- [4] F.ABIVEN (Délégué Appui à l'Administration –INERIS)
CR de la réunion du 14 février 2005 sur l'étude Biogaz dans le cadre du programme DRA 32 et proposition d'un cahier des charges
- [5] A.ACCORSI
Rapport final référencé CL 39421 du 30 avril 2002 sur la réglementation applicable à une installation de méthanisation d'Ordures Ménagères.
- [6] C SERVAIS (*Délégué Général du Club Biogaz*)
Supplément Energie Plus n° 268 du 15 juin 2001 (Dossier Biogaz)
- [7] Dossier Biogaz publié dans Energie Plus n° 213 du 15 octobre 1998
- [8] H. ENGELI et K. EGGER
Rapport FAT n° 530 / 1999 - Suisse
« Règles de sécurité pour les installations de biogaz agricoles »
- [9] GT6 (ADEME-GDF-FAIRTEC-CEFT-Club Biogaz...)
CR de la réunion « Qualification des biogaz » du 08/07/04
- [10] Base ARIA du BARPI (MEDD)
Inventaire dans les centres de stockage de déchets ménagers
(dernière mise à jour le 18/03/05)

[11] A. ACCORSI

DRA 11- Rapport intermédiaire Opération A –27/01/05

« *Explosibilité des gaz et vapeurs*

Caractérisation des conditions d'inflammabilité et de détection du biogaz »

[12] Union allemande des fédérations professionnelles agricoles

« *Règles de sécurité applicables aux unités de biogaz agricoles »*

Document de travail 69 – Mise à jour du 05/09/02

[13] A.ACCORSI, L.DUPONT

« *Le biogaz : plus dangereux ou moins dangereux que le méthane pur ? »*

Projet – Juillet 2005

[14] ATEE-Club Biogaz

« *Biogaz, les voies de valorisation »*

ENERGIE PLUS n° 213 du 15/10/98

[15] Energie Gaz Naturel

www.gazdefrance.com

[16] P.COUCHEUX

« *En France, le gaz tue encore »*

Le Monde diplomatique - Août 2004

[17] RENAULT

« *La cogénération à Flins »* - 15/04/2005

www.developpement-durable.renault.com/s/s4c.htm

[18] J.POULLEAU

Caractérisation des BIOGAZ

Bibliographie - Mesures sur sites, octobre 2000

[19] SOLAGRO et Agence de l'eau Adour-Garonne

La digestion anaérobie des boues urbaines

Etat des lieux, état de l'art – 2001

[20] ATEE

La réglementation du biogaz – août 2005

[21] M.DARTIGALONGUE, D.JEANJEAN, C.LACOUR

Le biogaz

Etude réalisée en 2203/2004 lors de l'Atelier Changement Climatique à l'Ecole Nationale des Ponts et Chaussées (ENPC)

www.enpc.fr/fr/formations/ecole_virt/tra-eleves/cc/cc0304

[22] SSIGE (Zurich)

Directives pour l'injection de biogaz dans le réseau de gaz naturel

G13 - Edition de janvier 2004

[23] ATEE Club Biogaz

GT6 « qualification des biogaz »

CR de réunion du 26 mars 2004

13 LISTE DES ANNEXES

Repère	Désignation	Nombre de pages
Annexe1	Résultats de mesure sur site faites par l'INERIS	1
Annexe 2	Règles de sécurité pour les unités de biogaz agricoles	50



INERIS

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>