

# DU BIOGAZ AU BIOMETHANE REVUE TECHNIQUE

REALISEE PAR



TECHNISCHE  
UNIVERSITÄT  
WIEN  
Vienna University of Technology



www.thvt.at

VIENNA UNIVERSITY OF TECHNOLOGY (AUSTRIA),  
Institute of Chemical Engineering  
Research Division Thermal Process Engineering and Simulation

TRADUITE PAR



DANS LE CADRE DU PROJET EUROPEEN :



ET DU PROGRAMME ENERGIE INTELLIGENTE EUROPE

Référence EIE: IEE/10/130  
Delivery reference: W.P. 3.1.1

Rédaction du document originale (anglais) : mai 2012  
Traduction du document : juillet – août 2012



## Sommaire

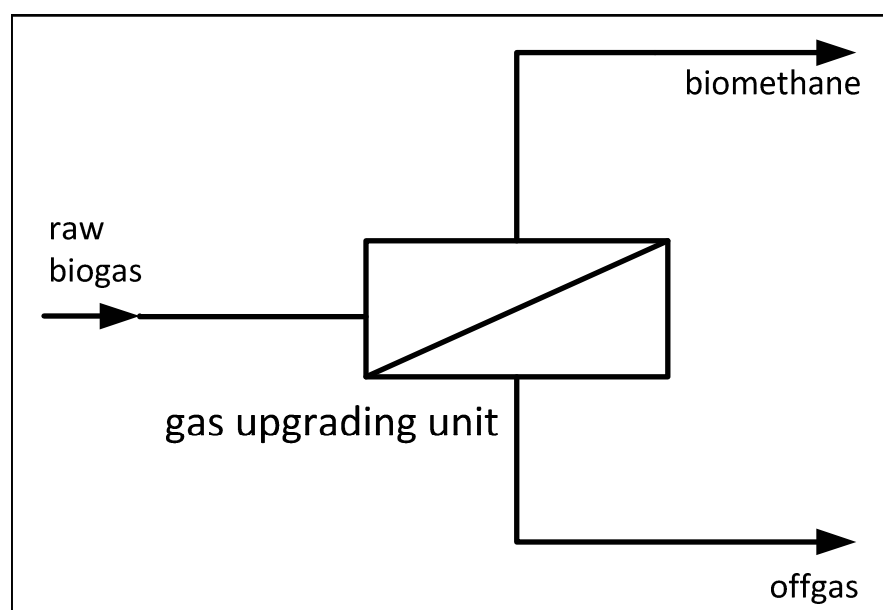
1	Introduction et description .....	3
2.	Les technologies de désulfuration du biogaz brut .....	4
2.1.	La désulfuration sur site : la précipitation du soufre .....	5
2.2.	La désulfuration biologique : l'épuration biologique .....	5
2.3.	Lavage aux oxydants chimiques.....	6
2.4.	Adsorption sur oxydes métalliques ou charbon actifs.....	7
3.	Les technologies de traitement du biogaz et de production du biométhane .....	8
3.1.	Absorption .....	8
3.1.1	Absorption physique : lavage à l'eau sous pression .....	8
3.1.2.	Absorption physique avec un sorbant organique .....	9
3.1.3.	Le lavage aux amines .....	10
3.2.	Adsorption: adsorption module par pression (PSA) .....	11
3.3.	La technologie membranaire : la perméation du gaz .....	12
3.4.	Comparaison de différentes technologies d'épuration du biogaz.....	13
3.5.	Séparation de composés traces : eau, ammoniac, siloxanes, particules .....	15
4.	Récupération du méthane dans le gaz pauvre (offgaz) .....	15
5.	Sources.....	16
6.	Glossaire.....	17

## 1 Introduction et description

L'épuration du biogaz et la production de biométhane sont aujourd'hui des technologies de pointe dans le domaine de la séparation des gaz. Plusieurs procédés, commercialisés, permettent de produire du biométhane d'assez bonne qualité pour faire du biocarburant ou pour injecter dans le réseau de gaz naturel. Ils ont démontré leur faisabilité tant sur le plan technique que sur le plan économique. Cependant, d'actives recherches sont en cours pour optimiser les techniques existantes, voire ouvrir de nouvelles applications dans le champ de l'épuration du biogaz. Chaque technologie a des avantages et des inconvénients spécifiques ; cette rapport montre qu'aucune n'est optimum pour tous types d'épuration de Biogaz. Le choix de l'optimum technico-économique est fortement lié à la qualité et à la quantité de biogaz à épurer, à la qualité du biométhane souhaité ainsi qu'à son utilisation, et dépend du type de méthanisation, de la nature et de la régularité de l'approvisionnement en substrat, mais également des conditions locales d'implantation. Ces choix doivent être faits par le maître d'ouvrage et par les bureaux d'études, et ce rapport se veut être un support technique pendant cette phase d'étude pour un nouveau site de production de biométhane.

Comme mentionné précédemment, le traitement du biogaz est une tâche de séparation qui conduit à la production d'un gaz riche en méthane avec des spécifications techniques. Compte-tenu de la composition du gaz brut, la tâche de séparation consiste en la séparation du CO<sub>2</sub> (et par là l'augmentation du pouvoir calorifique et de l'indice de Wobbe), le séchage du gaz, la suppression de composés traces comme l'oxygène, l'azote, l'hydrogène sulfuré, l'ammoniaque ou les siloxanes, ainsi que la compression à une pression de consigne en fonction de l'utilisation finale du gaz. De plus, les tâches comme l'odorisation (s'il y a injection dans un réseau basse pression de gaz naturel) ou l'ajustement du PCI (pouvoir calorifique inférieur) par du propane doivent être réalisées. La figure 1 donne un aperçu de la séparation et le traitement du biogaz.

**Figure 1 : schéma simplifié de la procédure de séparation et de traitement du biogaz**



Le biogaz brut est séparé en deux courants pendant la phase d'épuration : le biométhane riche en méthane, et le gaz pauvre ou évent (offgaz) riche en CO<sub>2</sub>. Aucune technologie de séparation n'étant parfaite, dans le gaz pauvre est contenue une certaine quantité de méthane qui dépendra du procédé utilisé. En fonction de la réglementation en vigueur sur le site, ce méthane contenu dans le gaz pauvre pourra être rejeté à l'atmosphère ou devra être traité. Cela dépendra de la quantité de méthane présente, elle-même fonction de celle contenue dans le biogaz brut. Les paragraphes suivants détailleront les différents procédés utilisés pour l'épuration du biogaz (désulfuration, séparation du CO<sub>2</sub>, séchage). La séparation des composés traces sera abordée brièvement et les possibilités de traitement du gaz pauvre seront présentées en fin de rapport.

Le tableau suivant contient des compositions classiques de biogaz, de gaz de décharges, ces valeurs sont comparées au gaz naturel danois. La qualité de ce gaz naturel semble assez représentative de celle des gaz naturels utilisés à travers l'Europe.

Paramètres	Biogaz	Gaz de décharge	Gaz naturel (Danois)
Méthane [vol%]	60-70	35-65	89
Autre hydrocarbures [vol%]	0	0	9,4
Hydrogène [vol%]	0	0-3	0
Dioxyde de carbone [vol%]	30-40	15-50	0,67
Azote [vol%]	jusqu'à 1	5-40	0,28
Oxygène [vol%]	jusqu'à 0,5	0-5	0
Hydrogène sulfuré [ppmv]	0-4000	0-100	2,9
Ammoniac [ppmv]	jusqu'à 100	jusqu'à 5	0
PCI [kWh/m <sup>3</sup> (STP)]	6,5	4,4	11,0

## 2. Les technologies de désulfuration du biogaz brut

Même si le CO<sub>2</sub> est le plus grand « polluant » du biogaz brut lors de la production de biométhane, il a été montré que l'abattement de l'hydrogène sulfuré peut être d'une importance capitale pour la réalisation technique et économique de l'ensemble du procédé d'épuration. Cela dépend bien entendu du contenu en soufre des intrants ainsi que de la continuité de la digestion. Le sulfure d'hydrogène est un gaz corrosif et dangereux qui doit être extrait en priorité avant toute autre valorisation du gaz, s'agissant de l'injection dans le réseau de gaz naturel ou de la production de carburant. De nombreuses techniques permettent d'accomplir cette tâche. En fonction du lieu d'implantation, du processus de digestion, de l'unité de production de biométhane, une ou la combinaison de plusieurs techniques de désulfuration du biogaz seront employées pour obtenir un résultat stable et compétitif. Le paragraphe suivant présente les méthodes les plus courantes ; elles sont applicables dans le cadre d'unité de production de biométhane.

## 2.1. La désulfuration sur site : la précipitation du soufre

L'ajout dans le substrat liquide de différents sels de métaux (comme le chlorure de fer ou le sulfate de fer), dans le digesteur ou la préfosse, entraîne la précipitation du soufre dans le substrat avec la formation d'un sulfure de fer non soluble. Celui-ci est évacué dans le digestat. Par ailleurs, l'ammoniac peut être enlevé du biogaz par la même technique. De plus il a été rapporté que cette technique engendrerait une amélioration du milieu liquide au profit des microorganismes par la diminution des substances toxiques du milieu. Ceci a pour effet d'augmenter la production de méthane.

La précipitation du soufre est une méthode de désulfuration assez bon marché sans investissement requis. Les unités de méthanisation existantes peuvent bénéficier de cette technologie facilement et la maintenance et le monitoring ne sont pas compliqués. Cependant, le degré de « désulfuration » est difficilement contrôlable et des mesures pro-actives ne sont pas envisageables. \*Cette technique est habituellement utilisée dans des digesteurs avec une grande concentration en H<sub>2</sub>S, comme une première solution associée à d'autres étapes de désulfuration ou lorsqu'un taux élevé de H<sub>2</sub>S est toléré.

L'application de cette technique à la production de biométhane est avantageuse dans les conditions suivantes :

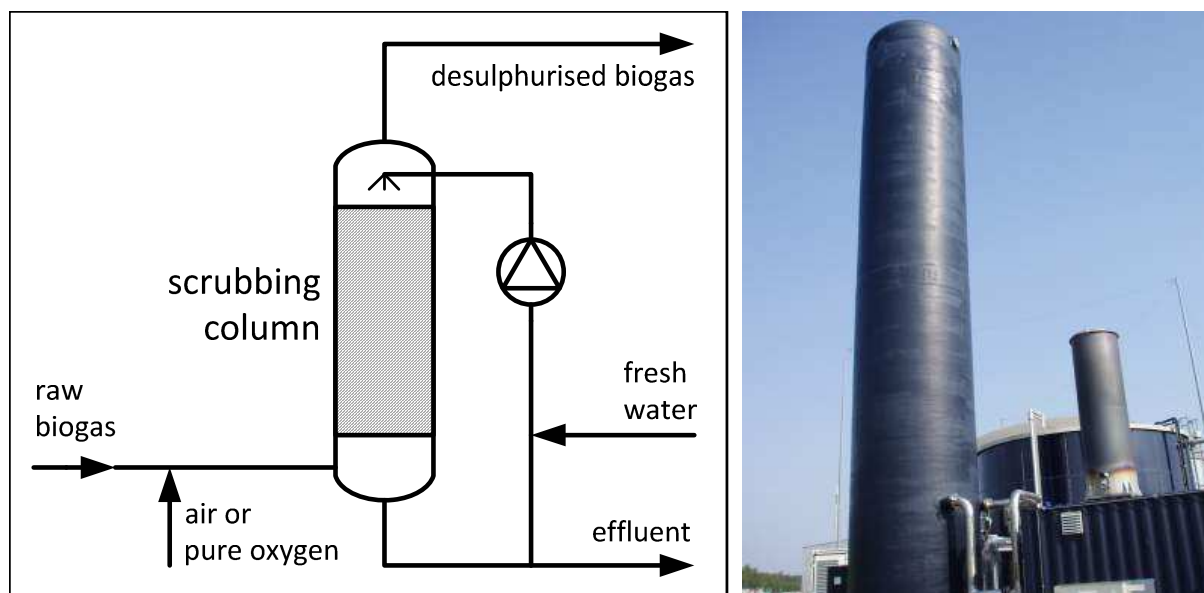
- Quantité importante d'hydrogène sulfuré dans le biogaz brut
- Bonne maîtrise des substrats utilisés pour la production du biogaz, avec un potentiel en sulfure d'hydrogène connu.
- Aucun coût supplémentaire souhaité

Cette technique fiable et peu onéreuse est avantageuse dans beaucoup de cas de production de biogaz et de biométhane. De plus, elle peut faciliter l'apport de nutriments et d'oligo-éléments.

## 2.2. La désulfuration biologique : l'épuration biologique

L'hydrogène sulfuré peut être enlevé par oxydation via des microorganismes tels que chemoautotrophique avec des espèces telles que Thiobacillus or Sulfolobus. Cette oxydation requiert une certaine dose d'oxygène qui est apportée par un petit volume d'air (ou de l'oxygène pur si le niveau d'azote doit être réduit) à la désulfuration. Cette oxydation peut avoir lieu dans le digesteur en immobilisant les micro-organismes déjà disponibles dans le digestat. Il est possible d'utiliser un petit équipement dans lequel le biogaz passe en sortant du digesteur. Il s'agit de la seule possibilité pour traiter du biogaz pour la production d'un gaz naturel de substitution. L'équipement est composé d'un filtre goutte à goutte dans un lit qui contient les micro-organismes immobilisés dans une substance biologique. Le biogaz est mélangé avec cet oxydateur, entre dans le filtre et rencontre un débit d'eau contenant des nutriments. Les micro-organismes oxydent l'hydrogène sulfuré avec les molécules d'oxygène et convertissent le reste des éléments en soufre élémentaire et en eau ou acide sulfurique qui est déchargé avec le flux de la colonne d'eau « sale ». Les investissements requis pour cette technologie sont modérés et les coûts de maintenance sont bas. Cette technologie est largement répandue et les installations disponibles sont importantes.

Cette méthode a prouvé qu'elle était simple et stable; l'absence de produits chimiques est un réel avantage. Cependant, en Autriche, la maintenance sur du long terme d'une unité de traitement de biogaz issu de méthanisation a montré que cette technologie est difficilement applicable dans le cadre d'un projet d'injection avec une qualité de biométhane qui doit rester constante. \*Ce système est capable d'enlever de fortes quantités de H<sub>2</sub>S mais son adaptation à un biogaz de qualité fluctuante est faible. Cette technologie n'est donc pas le meilleur choix si on a un taux de H<sub>2</sub>S élevé ou si de rapide fluctuations sont attendues de la phase de digestion anaérobie.



**Figure 2 : schéma d'une unité de lavage à l'eau avec désulfuration biologique du biogaz. Photo du laveur biologique à l'unité de Bruck/Leitha, Autriche avec une capacité de traitement de 800 m<sup>3</sup>/h de biogaz. (Source: Vienna University of Technology, Biogas Bruck GmbH)**

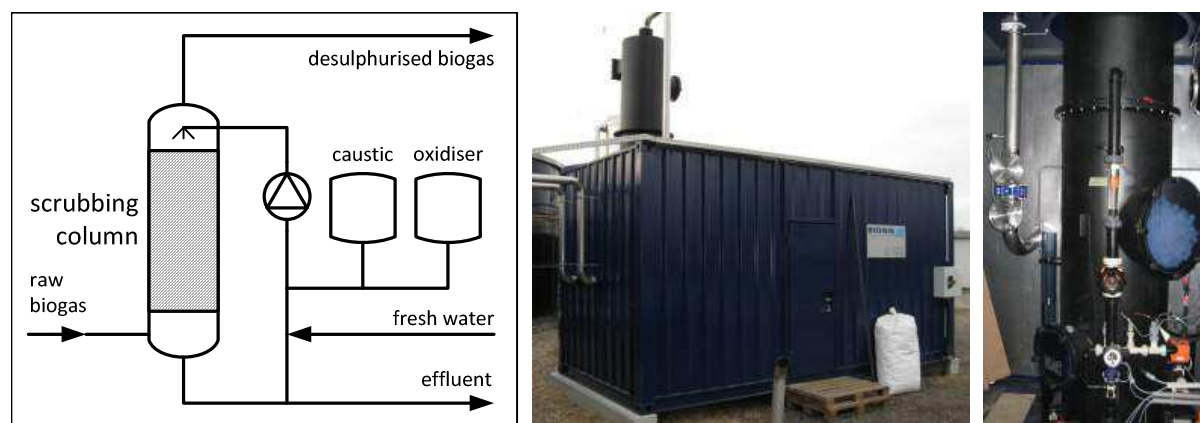
L'utilisation de cette technologie pour la production de biométhane est intéressante si :

- L'H<sub>2</sub>S contenu dans le biogaz est bas ou modérément bas
- Les fluctuations de concentration en H<sub>2</sub>S sont faibles
- Les substrats sont constants
- L'apport d'azote ne pose pas de problème dans le traitement secondaire ou de l'oxygène pur est facilement disponible en tant qu'oxydant à la place de l'air
- Le site dispose déjà d'un épurateur biologique et doit passer à de l'oxygène pur

### 2.3. Lavage aux oxydants chimiques

L'absorption d'hydrogène sulfuré dans des solutions de soude caustique est une des plus anciennes méthodes. De nos jours la soude (hydroxide de sodium) est utilisée comme caustique et le pH est soigneusement contrôlé afin d'ajuster la sélectivité de la séparation. L'objectif est de créer et de maintenir une unité avec un maximum d'hydrogène sulfuré absorbé et un minimum de dioxyde de carbone absorbé, dans l'objet de réduire les consommables (le CO<sub>2</sub> peut être enlevé avec une technologie plus efficace). La sélectivité sur l'hydrogène sulfuré versus CO<sub>2</sub> peut être renforcée par l'application d'un oxydateur pour oxyder le H<sub>2</sub>S en soufre élémentaire ou sulfate, ce qui augmente le taux H<sub>2</sub>S enlevé. Bien souvent le peroxyde d'hydrogène est utilisé comme oxydateur dans les unités

de traitement. Cette technique offre un contrôle facile et une stabilité de la maintenance, y compris avec des variations fortes de qualité et de quantité du biogaz brut. Le taux de H<sub>2</sub>S peut ainsi descendre en dessous de 5 ppm à l'issue du traitement. Le traitement classique permet habituellement une performance de 50 ppm. L'hydrogène sulfuré est récupéré par adsorption sur des oxydes ferriques. Cette technologie requiert un contrôle du process élaboré et la connaissance et la maîtrise des produits chimiques utilisés. Il en ressort que les coûts de fonctionnement sont très compétitifs face à d'autres technologies existantes. Cette méthode doit être envisagée en cas de grandes variations du taux de H<sub>2</sub>S lors de la production du biogaz.



**Figure 3 : schéma de principe** de la désulfuration par lavage aux oxydants chimiques. Photo du laveur chimique de l'unité de Bruck/leitha, Autriche, capacité de traitement de 300 m<sup>3</sup>/h (**Source: Vienna University of Technology, Biogas Bruck GmbH**)

Cette technologie est intéressante si :

- Le taux d'hydrogène sulfuré dans le biogaz brut est modéré ou élevé
- Les variations de ce taux dans le biogaz sont modérées ou fortes
- La nature des substrats change fréquemment
- L'ajout d'oxygène ou d'azote au biogaz brut pose problème pour la suite du procédé d'épuration
- L'opérateur souhaite une automatisation du process pour minimiser le temps passé
- La manipulation de produits chimiques n'est pas un obstacle pour l'opérateur.

#### 2.4. Adsorption sur oxydes métalliques ou charbon actifs

L'hydrogène sulfuré peut être adsorbé par des plaques de métal oxydé comme l'oxyde de fer, l'oxyde de zinc ou l'oxyde de cuivre. Pendant l'adsorption, le sulfure est combiné au métal et produit du sulfure de métal avec de la vapeur d'eau. Dès que le métal est saturé, il est remplacé. Le matériel adsorbant « chargé » est retiré et remplacé par du matériel neuf. L'adsorption par charbons actifs est améliorée par un petit ajout d'oxygène pour oxyder le sulfure d'hydrogène, ce qui va rendre les molécules plus grosses et permettre de les bloquer dans les alvéoles. S'il n'y a pas d'oxygène, il faut utiliser un charbon actif spécialement imprégné. La technique est très efficace, avec des concentrations finales de moins de 1 ppm. Par ailleurs le coût d'investissement est bas mais les coûts de maintenance sont élevés. Ce qui conduit à utiliser cette technologie uniquement en traitement final ou pour une forte performance. (Traditionnellement lorsque le H<sub>2</sub>S est supérieur à 150 ppm dans un biogaz brut)

L'utilisation de cette technologie pour la production de biométhane est intéressante si :

- Le taux de H<sub>2</sub>S dans le biogaz brut est bas ou
- S'il s'agit d'une étape finale de désulfuration.

### 3. Les technologies de traitement du biogaz et de production du biométhane

Plusieurs technologies du traitement du biogaz sont disponibles sur le marché. La principale étape concerne le séchage du biogaz brut et la séparation du CO<sub>2</sub> et enfin l'ajustement du PCI pour le gaz produit. Ces technologies sont présentées dans les paragraphes suivants. Par la suite la séparation de composés trace sera discutée. Classiquement, ces étapes sont systématiquement incluses dans les offres commerciales d'unités de traitement du biogaz.

#### 3.1. Absorption

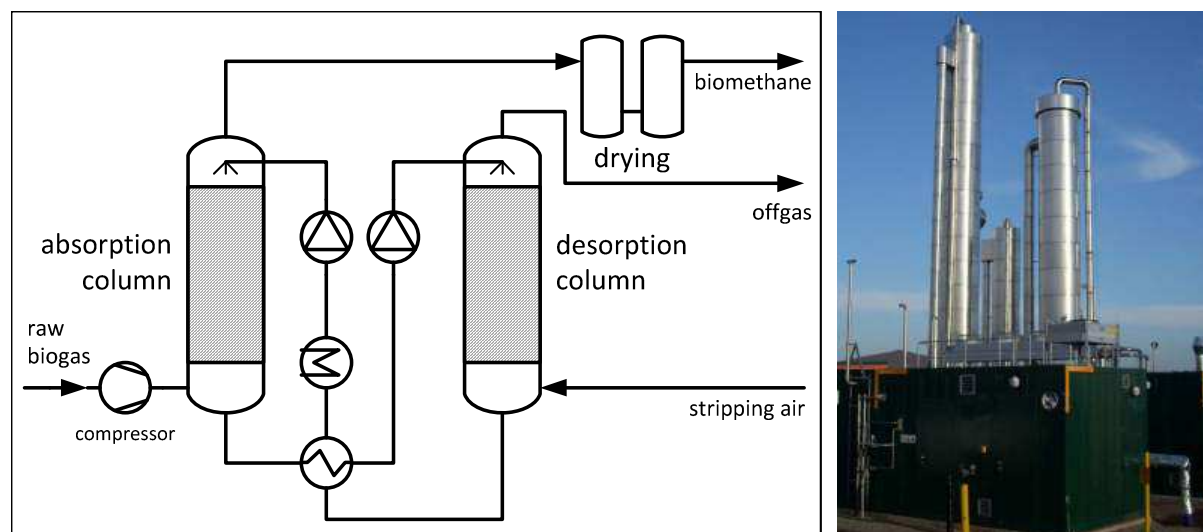
Le principe de séparation par absorption est basé sur les différences de solubilités des composants du gaz dans un même liquide de lavage. Dans une unité d'épuration utilisant cette technique, le biogaz brut est intensivement mis en contact avec du liquide dans une colonne de lavage dont l'intérieur est recouvert de matière plastique, ceci afin d'accroître la zone de contact entre les phases. Les composés à séparer du biogaz (le CO<sub>2</sub> principalement) sont nettement plus solubles dans le liquide que le méthane et sont extraits du gaz. Ainsi, le gaz qui reste dans la colonne est plus riche en méthane et le liquide de lavage extrait de la colonne est riche en dioxyde de carbone. Afin de maintenir les performances de l'absorption, le liquide de lavage doit être régulièrement remplacé par un liquide nouveau ou être régénéré dans le cadre d'une étape séparée (désorption ou étape de régénération). Habituellement 3 différentes technologies utilisant ce principe sont utilisées.

##### 3.1.1 Absorption physique : lavage à l'eau sous pression

Les gaz absorbés sont physiquement liés au liquide de lavage qui est l'eau pour cette technologie. Le CO<sub>2</sub> a une plus forte solubilité dans l'eau que le méthane et va dans ce cas être efficacement dissous particulièrement avec de basses températures et de fortes pressions. De même que le CO<sub>2</sub>, l'hydrogène sulfuré et l'ammoniac peuvent être dissous dans les sites utilisant l'eau comme solution de lavage. Le courant d'eau quittant la colonne est saturé de CO<sub>2</sub> et est transféré vers une tour de dégazage où la pression est brutalement réduite, ce qui provoque la libération de la majeure partie du gaz dissous. Ce gaz libéré contient principalement du CO<sub>2</sub>, mais également une certaine quantité de méthane (lui aussi soluble dans l'eau mais dans une moindre mesure) qui va être reconduit vers le biogaz brut en entrée. Avant d'être renvoyée dans la colonne d'absorption, l'eau doit d'abord être régénérée et pour cela elle passe dans une colonne de désorption dans laquelle elle est mélangée à



un courant d'air « décapant » dans lequel le CO<sub>2</sub> restant est séparé. L'eau ainsi régénérée est ensuite envoyée à l'absorbeur comme nouveau liquide de lavage.



**Figure 4 : schéma de principe d'une unité d'épuration utilisant le lavage à l'eau pressurisée; photo de l'unité de traitement de Kõnnern en Allemagne d'une capacité de traitement de 1250 m<sup>3</sup>/h de biogaz brut (source Malmberg)**

L'inconvénient de cette méthode est que l'oxygène et l'azote, composants principaux de l'air, sont dissous dans l'eau pendant la régénération et passent dans le flux de biométhane épuré. C'est pourquoi le biométhane produit par cette technique contient de l'oxygène et de l'azote. Par ailleurs le flux de biométhane produit étant saturé en eau, l'étape finale d'épuration sera le séchage du gaz, en appliquant par exemple un lavage au glycol.

L'application de cette technologie est intéressante pour produire du biométhane si :

- La présence d'oxygène et d'azote dans le biométhane ainsi que la réduction du PCI est acceptable
- L'unité projetée est moyenne ou grande
- Le flux de biométhane peut être directement utilisé à la pression de consigne et qu'aucune phase de compression n'est requise.
- La demande en chaleur de l'unité de méthanisation (chauffage du digesteur) peut être partiellement couverte par le traitement des gaz pauvres (offgaz)

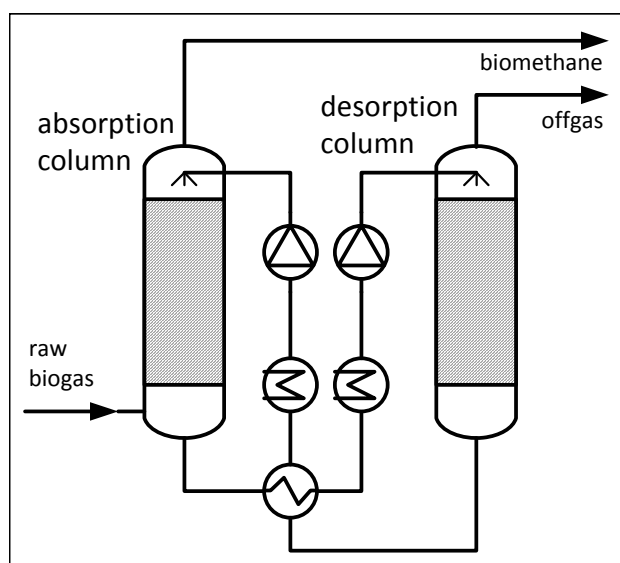
### 3.1.2. Absorption physique avec un solvant organique

Très semblable au lavage à l'eau, cette technologie utilise des solutions à base de solvants organiques (ex polyéthylène glycol) à la place de l'eau. Le CO<sub>2</sub> a une solubilité supérieure dans ces solvants, ce qui permet une réduction du volume de liquide circulant et de la taille de l'unité pour une même capacité de traitement de biogaz brut. Exemples de procédés utilisant ce type de solvants : Genosorb<sup>®</sup>, Selexol<sup>®</sup>, Sepasolv<sup>®</sup>, Rektisol<sup>®</sup> et Purisol<sup>®</sup>.

### 3.1.3. Le lavage aux amines

L'absorption chimique est caractérisée par une absorption physique des composés du biogaz dans un liquide de lavage, suivie par une réaction chimique entre les composants du liquide de lavage et les composants gazeux absorbés dans la phase liquide. De ce fait, la liaison des composés de gaz indésirables dans le liquide de lavage est significativement plus forte et la capacité d'absorption du liquide de lavage est plusieurs fois supérieure. La réaction chimique est fortement sélective et la quantité de méthane absorbé dans le liquide est très basse, ce qui entraîne un rendement de méthane très important avec donc une très faible perte de méthane. L'affinité forte du CO<sub>2</sub> avec ce type de solvant (solutions aqueuse de Monoéthanolamine MEA, Diéthanolamine DEA et Méthyl-diéthanolamine MDEA), permet d'avoir une pression du process inférieure à celui du lavage à l'eau à capacité de traitement identique.

Typiquement, le lavage aux amines est un process qui s'opère à une certaine pression, celle du biogaz brut et dans ce cas aucune phase de compression n'est requise. Si la haute capacité et la forte sélectivité de la solution aux amines se révèlent être un avantage lors de la phase d'absorption, elles s'avèrent au contraire être un inconvénient lors de la phase de régénération de la solution de lavage. La phase de régénération des liquides de lavage nécessite en effet un important apport d'énergie sous forme de chaleur. La solution saturée est chauffée à 160°C, température à laquelle le CO<sub>2</sub> est relâché et quitte la colonne de régénération sous forme d'un flux de gaz pauvre (offgas). Puisqu'une partie du liquide de lavage est perdue par évaporation lors de la production de biométhane, celui-ci doit être approvisionné régulièrement. L'hydrogène sulfuré pourrait également être séparé du biogaz brut par absorption chimique, mais des températures plus élevées seraient nécessaires lors de la phase de régénération. C'est pourquoi il est recommandé de séparer ce composé avant le lavage aux amines.



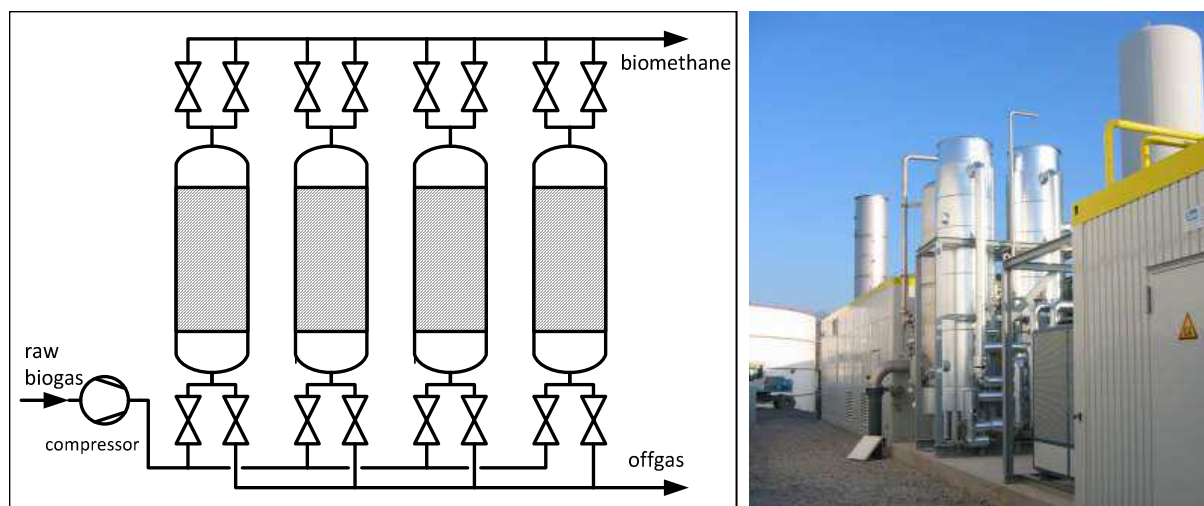
**Figure 5 : schéma de principe d'un process utilisant le lavage aux amines. Photo de l'unité de traitement de Gothenburg en Suède d'une capacité de traitement de 1600 m<sup>3</sup>/h de biogaz. (source Cirmac)**

Cette technologie est avantageuse si :

- On désire un rendement de production de méthane très élevé et par conséquent pas de traitement des gaz pauvres (offgaz) pour réduire les émissions de méthane
- Une forte concentration en méthane est souhaitée dans le biométhane produit
- La taille de l'installation est importante ou moyenne
- Le biométhane peut être utilisé à pression atmosphérique et aucune compression complémentaire n'est nécessaire
- Les besoins en chaleur nécessaires lors de la phase de régénération peuvent être couverts par la production du site

### 3.2. Adsorption: adsorption module par pression (PSA)

La séparation des gaz par adsorption est basée sur les différences de comportements d'adsorption des composés du gaz sur une surface solide sous haute pression. Habituellement, différents types de charbon actifs ou de tamis moléculaires (zéolithes) sont utilisés comme matériel d'adsorption. Ces matériaux adsorbent sélectivement le CO<sub>2</sub> du biogaz brut, tout en enrichissant son contenu en méthane. Après l'adsorption sous haute pression, le matériau adsorbant chargé est régénéré par une diminution progressive de la pression avec du biogaz brut ou du biométhane. Au cours de cette étape, le gaz pauvre (offgaz) est libéré du matériau adsorbant. Suite à cela, la pression est à nouveau augmentée avec le biogaz brut ou le biométhane, et le matériau adsorbant est prêt pour la prochaine séance d'adsorption. A échelle industrielle, l'unité d'épuration comprend 4, 6 ou 9 absorbeurs en parallèle, à des positions différentes durant la séquence, afin d'avoir une opération continue. Pendant la phase de décompression de la régénération, la composition du gaz pauvre (offgaz) évolue. Le méthane adsorbé a été séparé avant (à haute pression) et le volume de CO<sub>2</sub> est préférentiellement désorbé à basse pression. De fait le gaz pauvre (offgaz) de cette première étape de décompression est renvoyé en tête avec le biogaz brut afin de réduire la perte en méthane. Le gaz pauvre (offgaz) issu de la dernière étape de régénération peut être envoyé vers une seconde étape d'absorption, vers l'unité de traitement de l'offgaz ou bien évacué dans l'atmosphère. L'eau et le H<sub>2</sub>S doivent être séparés avant la colonne d'absorption car ils saturent de manière irréversible le matériel d'adsorption.



**Figure 6 : schéma de principe d'unité PSA ; photo de l'unité de traitement de Mühlacker en Allemagne avec une capacité de traitement de 1000 m<sup>3</sup>/h (source Schmack CARBOTECH=**

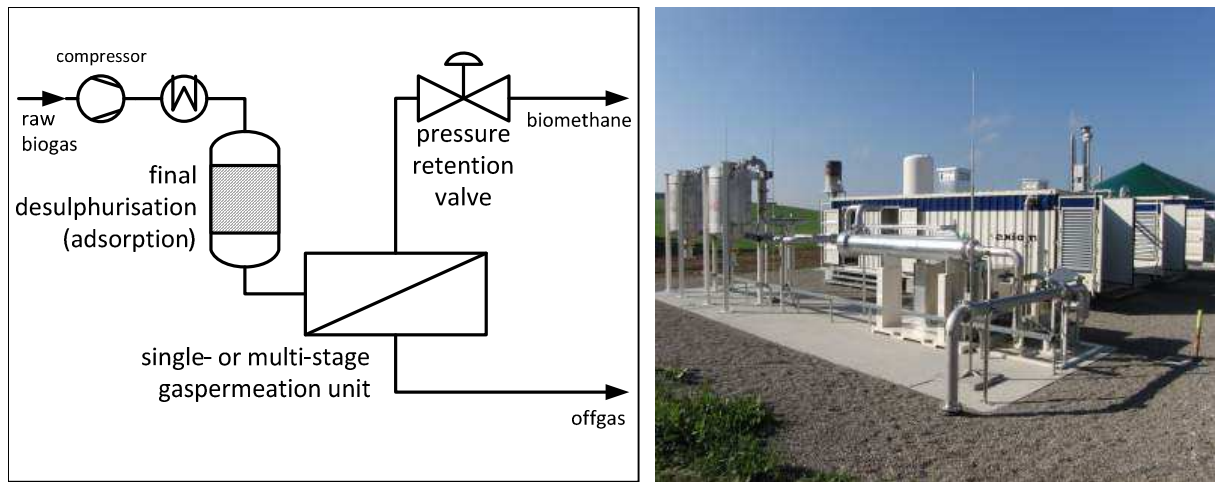
Cette technologie est intéressante si :

- La teneur en méthane du flux de biométhane (95 à 99 %) est acceptable pour les valorisations prévues
- La capacité de l'installation est petite à moyenne
- Le biométhane n'a pas besoin d'être comprimé par la suite pour être livré
- La demande en chaleur du digesteur peut être en partie couverte par le traitement des gaz pauvres (offgaz)

### 3.3. La technologie membranaire : la perméation du gaz

Les membranes utilisées pour l'épuration du biogaz sont faites de matériaux perméables au CO<sub>2</sub>, à l'eau et à l'ammoniac. Le sulfure d'hydrogène, l'oxygène, et l'azote sont filtrés par la membrane jusqu'à un certain seuil tandis que le méthane traverse seulement en très faible quantité. Ces membranes sont faites en matière polymère comme le polysulfone, polyimide ou le polydimethylsiloxane. Ces matériaux montrent une bonne sélectivité dans la séparation du méthane et du CO<sub>2</sub> avec une certaine robustesse face aux composés traces contenus dans le biogaz brut. Afin d'offrir une surface membranaire suffisante dans une unité compacte, ces membranes sont organisées en fibres creuses et combinées en modules.

Après la phase de compression, le biogaz brut est refroidi pour sécher et séparer l'ammoniaque. Après l'avoir réchauffé avec la chaleur du compresseur, le H<sub>2</sub>S est absorbé grâce à des oxydes de zinc ou de fer. Pour finir, le gaz est envoyé vers une unité de perméation (en une ou plusieurs étapes). Le nombre et les interconnexions de ces étapes ne seront pas déterminés par la qualité de biométhane attendue mais par le taux de récupération de méthane et l'énergie de compression nécessaire à cette opération. Les unités récentes, de conception plus complexe, sont en mesure d'avoir des taux de récupération de méthane très élevés avec une consommation d'énergie relativement faible. La vitesse du compresseur et la pression sont toutes deux contrôlées afin de fournir la qualité désirée ainsi que la quantité de biométhane à délivrer.



**Figure 7: schéma de principe d'une unité d'épuration utilisant un système membranaire par perméation. Installation de Kisslegg en Allemagne d'une capacité de traitement de 500 m<sup>3</sup>/h de biogaz. (Source: AXIOM Angewandte Prozesstechnik)**

Cette technologie est avantageuse si :

- On souhaite une haute flexibilité du process, pour une adaptation à l'installation de production locale de biogaz et ainsi que pour la souplesse de fonctionnement en charge partielle et pour la dynamique des unités
- La teneur en méthane du flux de biométhane (95 à 99 %) est acceptable pour les valorisations prévues
- La taille de l'installation est petite à moyenne
- Le biométhane produit peut être utilisé à la même pression sans compression supplémentaire requise
- Les besoins de chaleur peuvent être couverts partiellement par le traitement des offgaz
- Des produits chimiques ou autres consommables doivent être évités
- Des démarrages rapides à froid après un moment d'arrêt et des opérations d'arrêt/redémarrage fréquentes doivent être réalisées

### 3.4. Comparaison de différentes technologies d'épuration du biogaz

Il est difficile de réaliser une comparaison de technologies parce que beaucoup de paramètres dépendent fortement du lieu d'implantation et des besoins d'épuration. De plus, les performances des différentes technologies (au regard de la qualité finale du biométhane) ne correspondent pas à la meilleure solution économique. Actuellement, le développement technique de la plupart des technologies d'épuration de biogaz permet de satisfaire les besoins des opérateurs. Il s'agit de trouver une installation permettant d'obtenir des performances à la fois techniques et économiques. C'est pourquoi il est fortement recommandé de mener une étude détaillée des coûts de production pour chaque technologie disponible. Afin de répondre à cette demande, un « calculateur biométhane » a été développé pendant le projet et sera mis à jour chaque année. Cet outil contient toutes les étapes principales ainsi que toutes les technologies de traitement du biogaz et permet d'avoir une estimation spécifique du coût de production de biométhane.

Le tableau suivant résume les paramètres les plus importants des technologies décrites appliquées à un biogaz brut de composition moyenne. La valeur de certains paramètres représente une moyenne issue de la bibliographie ou d'installations existantes. Les prix indiqués sont ceux de mars 2012.

Paramètres	Lavage à l'eau	lavage avec un solvant organique	Lavage aux amines	PSA	Technologie membranaire
Taille moyenne des installations [m <sup>3</sup> /h biométhane]					
Méthane contenu [vol%]	95,0-99,0	95,0-99,0	>99,0	95,0-99,0	95,0-99,0
Taux de récupération du méthane [%]	98,0	96,0	99,96	98	80-99,5
Perte en méthane [%]	2,0	4,0	0,04	2,0	20-0,5
Pression en sortie [bar(g)]	4-8	4-8	0	4-7	4-7
Besoins en électricité [kWhel/m <sup>3</sup> biométhane]	0,46	0,49-0,67	0,27	0,46	0,25-0,43
Besoin en chauffage et température de consigne	-	moyens 70-80°C	hauts 120-160°C	-	-
Désulfuration requise	Dépendant du process	oui	oui	oui	oui
Besoins en consommables	Agent de desengorgement, agent de séchage	Solvant organique (non dangereux)	Solution aux amines (dangereux, corrosif)	Charbon actif (non dangereux)	
Taux de charge partiel [%]	50-100	50-100	50-100	85-115	50-105
Nombre d'installations de référence	important	bas	moyen	important	bas
Coûts d'investissement [€/m <sup>3</sup> /h biométhane]					
pour 100m <sup>3</sup> /h biométhane	10.100	9.500	9.500	10.400	7.300-7.600
pour 250m <sup>3</sup> /h biométhane	5.500	5.000	5.000	5.400	4.700-4.900
pour 500m <sup>3</sup> /h biométhane	3.500	3.500	3.500	3.700	3.500-3.700
Coûts de fonctionnement [ct€/m <sup>3</sup> biométhane]					
pour 100m <sup>3</sup> /h biométhane	14,0	13,8	14,4	12,8	10,8-15,8
pour 250m <sup>3</sup> /h biométhane	10,3	10,2	12,0	10,1	7,7-11,6
pour 500m <sup>3</sup> /h biométhane	9,1	9,0	11,2	9,2	6,5-10,1

La technologie membranaire offre la possibilité de s'adapter largement aux évolutions potentielles d'une installation par l'application de différentes configurations de membranes, de plusieurs étages de membrane et des variations de compression. C'est pour cela qu'une plage est donnée pour la plupart des paramètres. Le premier chiffre correspond à une installation (« bon marché » avec un taux de récupération de méthane bas) tandis que le nombre de droite correspond à un processus à haut rendement.

### 3.5. Séparation de composés traces : eau, ammoniac, siloxanes, particules

Le biogaz est saturé avec de la vapeur d'eau quand il quitte le digesteur. Cette eau a tendance à se condenser sur les appareils et les canalisations et peut provoquer de la corrosion à cause du H<sub>2</sub>S. En accroissant la pression et en abaissant la température, l'eau se condense dans le biogaz et peut alors être éliminée. Le refroidissement peut être réalisé en utilisant les températures environnantes (air, sol) ou bien par des systèmes de réfrigération électriques. L'eau peut aussi être séparée par un lavage au glycol ou par adsorption sur des silicates, du charbon actif ou des tamis moléculaires type zéolithes.

L'ammoniac est habituellement séparé quand le biogaz est séché par refroidissement, sa solubilité dans l'eau liquide étant forte. De plus, la plupart des technologies pour la séparation du CO<sub>2</sub> sont aussi utilisables pour l'ammoniac. Une étape de séparation supplémentaire n'est dans ce cas pas nécessaire

Les siloxanes proviennent de produits tels que les shampoings déodorants et sont donc présents dans les biogaz de station d'épuration et de décharges. Ces substances peuvent causer de sérieux problèmes lorsqu'ils sont brûlés dans des moteurs ou des appareils de combustions (dépôt de silice). Les siloxanes peuvent être séparés par refroidissement du gaz, par adsorption sur charbons actifs, aluminium activé, gel de silice ou par absorption dans un bain d'hydrocarbures.

Des particules ou des gouttelettes peuvent être présents dans du biogaz de décharges et peuvent causer des casses mécaniques dans les moteurs, turbines et canalisations. Ces particules peuvent être séparées grâce à une filtre (0,01µm – 1µm).

## 4. Récupération du méthane dans le gaz pauvre (offgaz)

Comme précisé auparavant, le gaz pauvre (offgaz) produit pendant l'épuration du biogaz contient une certaine quantité de méthane dépendant de la technologie mise en œuvre. Comme le méthane est un gaz à fort pouvoir effet de serre, il est vital de minimiser ses émissions dans l'atmosphère. Il faut préciser que les émissions des unités de production de biogaz sont limitées réglementairement dans la plupart des pays. Parallèlement, un taux plus élevé de méthane dans le gaz pauvre (offgaz) augmente les coûts spécifiques d'épuration et réduit la rentabilité économique de l'installation. Ce n'est pas simple car un taux élevé de récupération de méthane conduit toujours à des coûts d'investissement et de fonctionnement plus élevés. Pour conclure, la meilleure installation du point

de vue économique, accepte normalement une certaine perte de méthane dans le gaz pauvre (offgaz) et utilise un traitement du gaz pauvre (offgaz) plutôt qu'un largage à l'atmosphère.

La technique usuelle pour éliminer ce méthane résiduel est l'oxydation (combustion) et la production de chaleur. Cette chaleur peut à la fois être utilisée dans le processus de méthanisation, par un réseau de chaleur ou perdue par refroidissement. Il est possible aussi de mélanger le gaz pauvre (offgaz) avec du biogaz brut et de l'envoyer sur une cogénération. Quoi qu'il en soit, le dimensionnement de l'unité doit être planifié avec attention pour que le gaz pauvre (offgaz) issu d'unité d'épuration moderne du biogaz, contienne assez de méthane pour maintenir une flamme sans ajout de gaz naturel ou de biogaz brut.

Une autre alternative consiste en l'oxydation du gaz pauvre (offgaz) par un brûleur à faible pouvoir calorifique ou par catalyse. Un certain nombre de constructeurs proposent des technologies commercialisées. Ces systèmes permettent une combustion stable même avec un taux de méthane inférieur à 3% dans le mélange de combustion air-gaz. Le traitement du gaz pauvre (offgaz) contenant encore moins de méthane est de plus en plus difficile car il n'y a pas assez d'énergie fournie lors la combustion de ce gaz, et du biogaz brut ou du biométhane doit être ajouté pour atteindre une oxydation stable. C'est pourquoi il n'aurait pas de sens de choisir une technologie d'épuration avec une récupération de méthane trop élevée, puisqu'il faut toujours trouver une solution à la fin pour le gaz pauvre (offgaz). Le couplage de l'unité d'épuration avec celle de production de biométhane dans l'installation de méthanisation est très importante. Très peu de technologies d'épuration avec une récupération très forte du méthane conduisent à relâcher le gaz pauvre (offgaz) dans l'atmosphère.

## 5. Sources

"Abschlussbericht Verbundprojekt Biogaseinspeisung, Band 4"  
Fraunhofer-Institut fuer Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT  
Urban, Lohmann, Girod; Germany, 2009  
[www.umsicht.fraunhofer.de](http://www.umsicht.fraunhofer.de)

"Biogas upgrading technologies - developments and innovations"  
IEA Bioenergy Task 37 - Energy from biogas and landfill gas  
Peterson, Wellinger; Sweden & Switzerland, 2009  
[www.iea-biogas.net](http://www.iea-biogas.net)

"Biogas upgrading to vehicle fuel standards and grid injection"  
IEA Bioenergy Task 37 - Energy from biogas and landfill gas  
Persson, Jönsson, Wellinger; Sweden & Switzerland, 2006  
[www.iea-biogas.net](http://www.iea-biogas.net)

"Biogas upgrading and utilisation"  
IEA Bioenergy Task 24 - Energy from biological conversion of organic waste  
Lindberg, Wellinger; Sweden & Switzerland, 2006  
[www.iea-biogas.net](http://www.iea-biogas.net)



"Techniques for transformation of biogas to biomethane"

Biomass and Bioenergy 35 (2011) 1633-1645

Ryckebosch, Drouillon, Vervaeren; 2011

[www.journals.elsevier.com/biomass-and-bioenergy](http://www.journals.elsevier.com/biomass-and-bioenergy)

"Membrane biogas upgrading processes for the production of natural gas substitute"

Separation and Purification Technology 74 (2010) 83–92

Makaruk, Miltner, Harasek; 2010

[www.journals.elsevier.com/separation-and-purification-technology](http://www.journals.elsevier.com/separation-and-purification-technology)

"Chemical-oxidative scrubbing for the removal of hydrogen sulphide from raw biogas: potentials and economics"

Water Science and Technology (2012) to be published

Miltner, Makaruk, Krischan, Harasek; 2012

[www.iwaponline.com/wst/default.htm](http://www.iwaponline.com/wst/default.htm)

## 6. Glossaire

### 1.1. Notions et définitions

**L'épuration** consiste à éliminer du biogaz brut les substances indésirables et les traces de polluants (ammoniaque, éléments soufrés, minéraux...) et augmenter sa teneur en méthane (par retrait du CO<sub>2</sub> et autres composés gazeux) pour produire un gaz comparable au gaz naturel.

**Le biométhane** ainsi obtenu constitue du biogaz épuré et enrichi doté d'un pouvoir calorifique équivalent à celui du gaz naturel

**Le biogaz brut** se compose des éléments suivants : le méthane (CH<sub>4</sub>, 50 – 75 %), le dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>, 25 – 45 %), l'eau (H<sub>2</sub>O), l'azote (N<sub>2</sub>), l'oxygène (O<sub>2</sub>), l'hydrogène sulfuré (H<sub>2</sub>S), l'ammoniaque (NH<sub>3</sub>), et des éléments traces (organo-halogénés, siloxanes, métaux lourds ....).

**L'évent** est un gaz pauvre fatalement produit, contenant essentiellement du CO<sub>2</sub>, le méthane non extrait et des impuretés issues du biogaz. En fonction de la quantité de méthane et d'impuretés (COV) de cet évent, celui-ci doit être traité (oxydation thermique, biofiltre) afin d'éviter toute émission polluante à l'atmosphère. Dans certains cas ce gaz pauvre peut être valorisé thermiquement.

Dans le rapport rédigé par l'Université de Vienne sur les technologies d'épuration, il est indiqué 'petite' (small), 'moyenne' (medium) ou 'grande' (large) unité. Ces données sont indicatives et non figées.

Les appréciations de ces ordres de grandeur peuvent être les suivantes : 'petite' de 40 à 150 m<sup>3</sup>/h de biométhane ; 'moyenne' de 150 à 500 m<sup>3</sup>/h de biométhane ; 'grande' pour à partir de 500 m<sup>3</sup>/h de biométhane. Ce ne sont pas des valeurs absolues, mais bien des ordres de grandeurs !