



Figure 12 : Analyseur de biogaz

## 2. Torchère de sécurité

Une torchère automatique munie d'un dispositif anti-retour de flamme d'un débit maximal de 360 m<sup>3</sup>/h sera installée à plus de 10 m de tout stockage de gaz et sera utilisée après le stockage tampon de biogaz dans les cas suivants :

- Production de biogaz trop importante
- Opération de maintenance sur le système d'épuration
- Panne sur le système d'épuration

La pression de consigne de la torchère est de 70 mbar.

## 3. Chauffage des digesteurs

Une partie du biogaz sera consommé dans une chaudière de 250 kW mixte biogaz-gaz naturel pour répondre aux besoins thermiques de digestion, sous forme d'eau chaude. La consommation thermique annuelle prévisionnelle est estimée à 883 MWh.

## 4. Traitement amont à l'épuration

### Désulfuration biologique :

Afin de limiter l'usure et la corrosion des appareils dues à la présence d'hydrogène sulfuré, il est prévu une désulfuration biologique par injection d'oxygène dans les ciels gazeux des ouvrages de digestion. L'hydrogène sulfuré H<sub>2</sub>S est ainsi précipité en soufre élémentaire S, pour obtenir un biogaz ayant une concentration de 100 ppm en entrée d'épuration. L'oxygène utilisé lors de la désulfuration est séparé de l'air par la technologie PSA.

En effet, l'air que nous respirons contient environ 78% d'azote (N<sub>2</sub>), 21% d'oxygène (O<sub>2</sub>), 0,1% d'argon et le reste sont des gaz rares en quantité infimes. Le process PSA est réalisé à travers un tamis moléculaire connue sous le nom de zéolite. Le tamis réalise des cycles d'adsorption et de libération d'azote. Le générateur se compose de deux réservoirs remplis de tamis. Dans un premier temps, l'air

est introduit dans la première cuve, passe à travers le tamis et l'azote est adsorbé. Le reste, oxygène et l'argon sont redirigées vers un tampon ou réservoir de stockage.

Avant que le premier réservoir arrive à saturation en azote, l'alimentation en air comprimé est redirigée vers le deuxième réservoir qui répète ensuite l'opération ci-dessus. Le premier réservoir est alors mis à l'atmosphère ce qui permet de désorber l'azote ou de régénérer le tamis. Pour compléter la régénération de la première cuve, une petite quantité d'oxygène est utilisée pour la purge de ce dernier. Ce process est répété autant de fois que la demande en oxygène est requise. Dans les conditions normales de fonctionnement avec un air comprimé sec et propre la durée de vie du tamis est supérieure à 20 ans.

Cet appareil injecte la quantité d'oxygène nécessaire 0,3 m<sup>3</sup>/h pour opérer une désulfuration biologique sans jamais créer les conditions d'une zone ATEX dans l'une des cuves de l'installation. Autrement dit, ce système permet de garantir la quantité maximale d'O<sub>2</sub> dans les cuves pour empêcher l'apparition d'une zone ATEX tout en garantissant une désulfuration biologique performante. L'ensemble est automatique et couplé au système d'alarme de l'installation. L'air injecté est utilisé par des bactéries Sulfobacters (aérobie) qui dégradent l'H<sub>2</sub>S en hydrogène et soufre élémentaire solide. Le soufre précipite alors sur le filet de désulfuration installé dans le ciel gazeux des cuves et finit par tomber dans le digestat. Entraînant ainsi un abattement de la teneur en H<sub>2</sub>S du biogaz.

#### **Condensation :**

Le biogaz est collecté au niveau du ciel gazeux des digesteurs. Avant d'être épuré, le biogaz se refroidit en passant par des canalisations enterrées. La pente (1 à 2 % environ) des canalisations permet de récupérer par gravité l'eau vers un regard en pont bas (puits à condensats), avant leur évacuation vers le stockage de digestat.

Enfin, le biogaz est surpressé pour alimenter le système d'épuration à une pression fixe.

### 5. Epuration du biogaz

L'épuration de biogaz en biométhane consiste à éliminer les substances indésirables (CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O, traces d'autres gaz), pour enrichir sa teneur en méthane à plus de 97 %, et répondre ainsi aux spécifications du gaz naturel demandé par le gestionnaire de réseau de gaz.

Plusieurs technologies d'épuration sont disponibles et s'effectuent en deux phases :

- Traitement : l'objectif est d'éliminer les principales impuretés et l'eau
- Epuration ou enrichissement : séparation du CO<sub>2</sub> (décarbonatation)

Quatre familles de procédés sont disponibles, permettant la production de bio méthane sous deux formes :

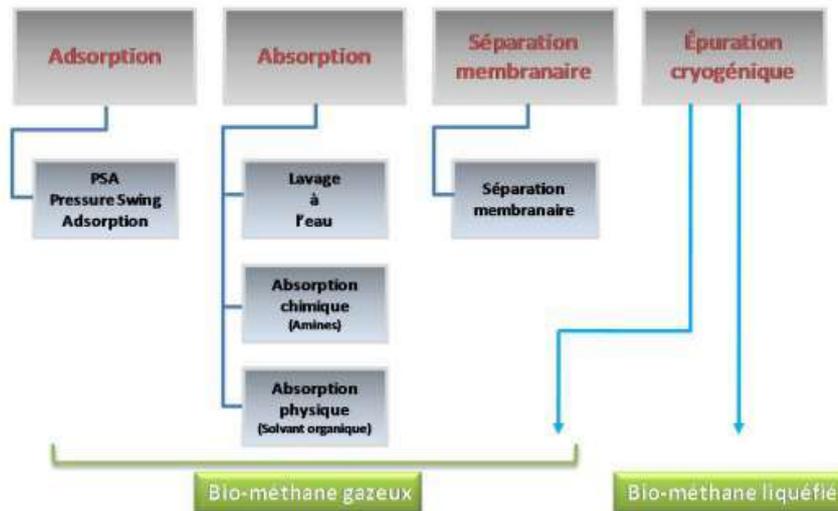


Figure 13 : Famille de procédé d'épuration du biogaz

Le choix de la technologie n'est pas encore défini à ce jour mais oscille entre la séparation membranaire et le PSA (Pressure Swing Adsorption). Les deux procédés sont très similaires comme on peut le voir dans la description ci-dessous. En effet, les prétraitements sont sensiblement identiques et c'est le type de récupération de CO<sub>2</sub> qui diffère.

De plus, les investissements et les coûts d'exploitation sont très proches donc le choix n'aura pas d'impact sur la capacité financière.

De même, en ce qui concerne les capacités techniques, le personnel d'exploitation devra suivre les mêmes indicateurs (analyse biogaz et biométhane) et c'est le constructeur qui se chargera de la maintenance.

### Epuration membranaire :

L'épuration du biogaz par séparation membranaire fonctionne selon un principe de perméation. Les membranes autorisent le passage des molécules indésirables (eau, CO<sub>2</sub>, ...) dans le perméat. La quasi-totalité du méthane initial est récupérée dans le rétentat. La différence de taille des molécules du biogaz leur confère des vitesses de diffusion différentes au travers des parois des membranes permettant ainsi de séparer le méthane (vitesse de diffusion faible) des autres composés (eau, CO<sub>2</sub>, ...).

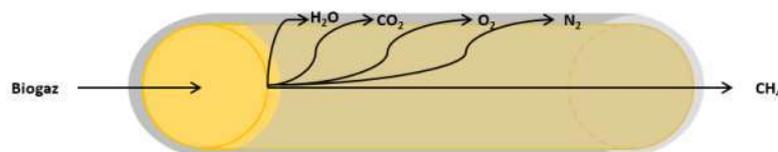


Figure 14 : Perméabilité des composés du biogaz

Le procédé de séparation membranaire est constitué de différentes étapes :

- Séchage : le biogaz est refroidi dans un groupe frigorifique
- Désulfuration : le biogaz est traité en passant dans un filtre à charbon actif
- Compression : le biogaz est comprimé entre 10 et 16 bars
- Décarbonatation : trois étages de membranes séparent le CO<sub>2</sub> du CH<sub>4</sub>

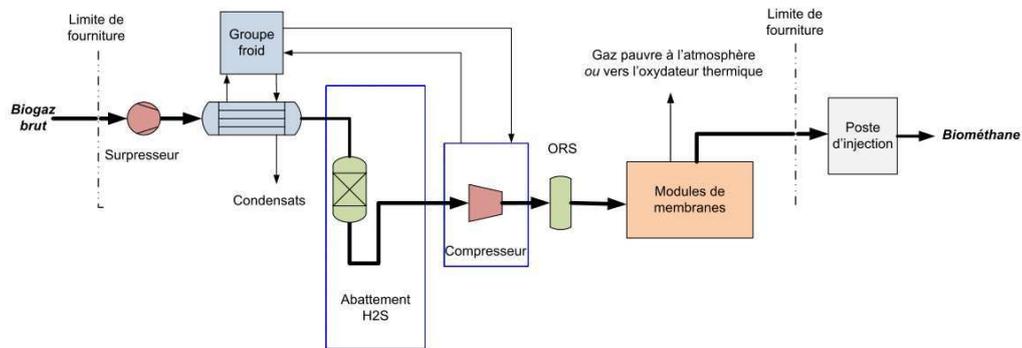


Figure 15 : Synoptique d'une épuration membranaire

L'extraction principale de CO<sub>2</sub> est effectuée au niveau des premiers étages. Le gaz séparé au deuxième étage, plus riche en méthane est réinjecté à l'entrée du compresseur.

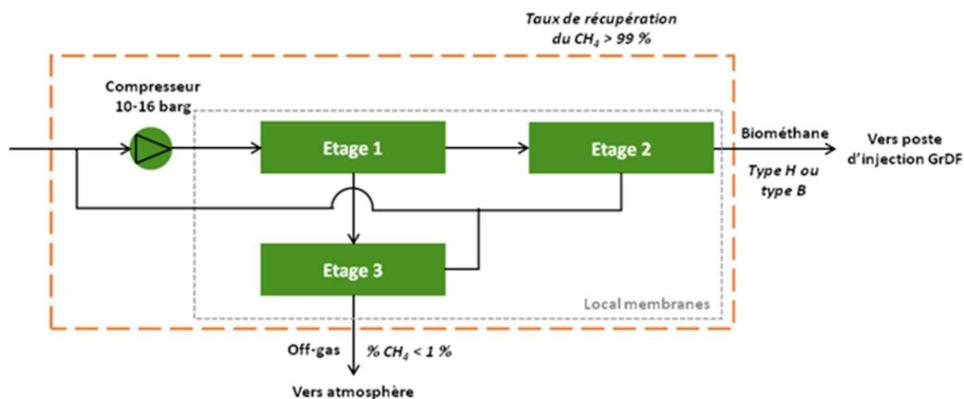


Figure 16 : Etage d'épuration

### PSA (Pressure Swing Adsorption) :

Le procédé PSA consiste à traiter le biogaz par « filtration » dans des colonnes de séparation garnies d'un média ayant une affinité pour le CO<sub>2</sub>, et où la désorption est réalisée par différentiel de pression.

Le procédé nécessite une élimination poussée de l'eau et de l'H<sub>2</sub>S par prétraitement (ces composés sont susceptibles de saturer le média d'adsorption). Les colonnes du PSA sont équipées d'un média adsorbant (type zéolithe par exemple) permettant le passage du CH<sub>4</sub> épuré, et captant un offgaz majoritairement composé de CO<sub>2</sub>.



Figure 17 : Zéolithe

Chaque cycle de PSA comporte les étapes ci-dessous :

- Mise sous pression de la colonne de séparation (7 bars) : récupération du CH<sub>4</sub>
- Baisse progressive de la pression (jusqu'à 4 bars) : régénération du média d'adsorption et récupération du offgaz (peut se faire par pompe à vide)

Le procédé met en œuvre plusieurs colonnes effectuant ces étapes tour à tour, permettant ainsi d'obtenir une épuration continue.

## 6. Caractéristiques générales

Le compresseur biogaz est installé à proximité du container d'épuration. Le système d'insonorisation permet la limitation du niveau de bruit de l'installation à 80 dB à 1 m.

Le procédé d'épuration est livré en container divisé en 2 compartiments distincts :

- Un local supervision climatisé contenant l'armoire électricité/contrôle commande, et le poste de supervision pour le suivi
- Un local épuration dans lequel se trouvent les équipements et les éléments de conditionnement du biogaz

L'installation est équipée des éléments suivants :

- Mesure CH<sub>4</sub>, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S et O<sub>2</sub> sur biogaz brut

Mesure CH<sub>4</sub>, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>, N<sub>2</sub> sur le biométhane (relevé du gestionnaire de réseau de gaz)

- Une mesure de débit amont et aval de l'installation

La dérive des mesures par rapport à l'analyse de gaz du gestionnaire de réseau de gaz est contrôlée.

Le biométhane ainsi généré est ensuite :

- Odorisé afin d'acquiescer les spécifications nécessaires demandées
- Injecté dans le poste du gestionnaire de réseau de gaz situé en limite de propriété (voie prioritaire)
- Détruit par une torchère de sécurité avec flamme invisible (en cas de défaillance du module d'épuration de biométhane ou lors du démarrage).

Afin de pouvoir être injecté dans le réseau de gaz, le biométhane devra avoir les spécificités ci-dessous :

*Tableau 4 : Spécificités du biométhane pour l'injection*

Caractéristique	Spécification
Pouvoir Calorifique Supérieur (conditions de combustion 0 °C et 1,01325 bar)	Pour une injection en zone de Gaz H : 10,7 à 12,8 kWh/m <sup>3</sup> (n) (combustion 25°C : 10,67 à 12,77) Pour une injection en zone de Gaz B : 9,5 à 10,5 kWh/m <sup>3</sup> (n) (combustion 25°C : 9,48 à 10,47)
Indice de Wobbe (conditions de combustion 0 °C et 1,01325 bar)	Gaz H : 13,64 à 15,70 kWh/m <sup>3</sup> (n) (combustion 25°C : 13,6 à 15,66) Gaz B : 12,01 à 13,06 kWh/m <sup>3</sup> (n) (combustion 25°C : 11,97 à 12,97)
Densité	Comprise entre 0,555 et 0,70
Point de rosée eau	Inférieur à -5°C à la Pression Maximale de Service du réseau en aval du Raccordement <sup>2</sup>
Point de rosée hydrocarbures <sup>3</sup>	Inférieur à -2°C de 1 à 70 bar
Teneur en soufre total	Inférieure à 30 mgS/m <sup>3</sup> (n)
Teneur en soufre mercaptique	Inférieure à 6 mgS/m <sup>3</sup> (n)
Teneur en soufre de H <sub>2</sub> S + COS	Inférieure à 5 mgS/m <sup>3</sup> (n)
Teneur en CO <sub>2</sub>	Inférieure à 3,5% (molaire) pour une injection en zone de Gaz H Inférieure à 11,7% (molaire) pour une injection en zone de Gaz B
Teneur en Tétrahydrothiophène (produit odorisant THT)	Comprise entre 15 et 40 mg/m <sup>3</sup> (n)
Teneur en O <sub>2</sub>	Inférieure à 0,75% (molaire) pour une injection en zone de Gaz H Inférieure à 3% (molaire) pour une injection en zone de Gaz B
Impuretés	Gaz pouvant être transporté, stocké et commercialisé sans subir de traitement supplémentaire
Hg	Inférieur à 1 µg/m <sup>3</sup> (n)
Cl	Inférieur à 1 mg/m <sup>3</sup> (n)
F	Inférieur à 10 mg/m <sup>3</sup> (n)
H <sub>2</sub>	Inférieur à 6 %

<sup>2</sup> La conversion du point de rosée eau en teneur en eau et inversement est effectuée selon la norme ISO 18 453 « Natural gas – Correlation between water content and water dew point. » (Corrélation de Gergwater).

<sup>3</sup> Il s'agit d'une spécification applicable au gaz naturel qui ne couvre que les hydrocarbures et pas les huiles