

Valorisation du biogaz dans l'utilisation de la technologie DMT TS-PWS®

Dirkse, E.H.M. B.Sc. (Diplômé en Sciences) 1)

¹⁾ *DMT Environmental Technology*

RESUMÉ.

Le gaz est un excellent combustible pour un grand nombre d'applications et il peut également être utilisé comme matière première pour la production de produits chimiques. Le biogaz peut être utilisé dans à peu près toutes les applications développées pour le gaz naturel. Pour certaines applications, le biogaz doit être valorisé. Injecter du biogaz dans le réseau de distribution de gaz naturel rendra l'approvisionnement plus sûr. Ce fait est important puisque la dépendance en gaz naturel importé ne cesse d'augmenter et seulement 2/3 de la consommation en gaz au sein de l'Europe n'est couverte que par du gaz provenant l'UE. Les avantages d'utiliser le gaz comme combustible ont conduit à un accroissement de son utilisation et bien sûr refléteront une augmentation des prix du gaz. Le biogaz est donc une alternative très bien accueillie et fiable ; il existe quatre moyens de base d'utiliser le biogaz :

- production de chaleur et de vapeur d'eau ;
- production d'électricité/co-génération ;
- carburant pour véhicule ;
- production de produits chimiques.

On utilise principalement le biogaz comme source de chaleur et d'énergie ; mais également comme carburant pour véhicule et pour alimenter le réseau de distribution du gaz. Ces applications intéressent de plus en plus.

DMT, entreprise néerlandaise met au point des systèmes de contrôle des odeurs et de valorisation du biogaz, propose désormais au (partout en Europe/France) Royaume-Uni la technologie TS-PWS®.

Grâce à cette technologie, le biogaz peut être valorisé en gaz de qualité d'une manière très intéressante par rapport aux charges d'exploitation si l'on compare avec d'autres systèmes. Une fois valorisé, le biogaz peut être utilisé comme carburant pour véhicule ou injecté dans le réseau de distribution du gaz.

Ce rapport décrira l'opération et la performance du processus TS-PWS® de DMT, les applications habituelles, détaillant l'efficacité d'un système, les coûts d'immobilisation du capital, les charges d'exploitation et le retour sur investissement.

MOTS CLÉS.

Valorisation du biogaz, purification du biogaz, DMT, TS-PWS®, gaz vert, biocombustible.

INTRODUCTION.

DMT Environmental Technology a développé un savoir-faire et une expérience considérables dans le domaine spécifique du conditionnement du biogaz et des gaz de déchetterie. Au milieu des années 80, DMT a développé un processus de désulfuration et l'a enregistré sous le nom de Sulfurex®. Ce processus se fonde sur l'absorption sélective de H₂S dans une solution d'hydroxyde de sodium. Depuis 1985, DMT a fourni des systèmes dans le monde entier portant sur des projets très variés. Plus récemment, DMT a amélioré le processus Sulfurex® et l'a adapté en vue d'y inclure les dernières technologies.

Le dernier développement effectué en interne dans le domaine du traitement du biogaz et du gaz de remblai est le processus de valorisation connu sous le nom de TS-PWS® (Total Solution Pressurized Water Scrubbing).

BIOGAZ.

Le biométhane ou gaz vert équivaut au méthane ou gaz naturel, mais il est produit à partir de ressources renouvelables. Le biogaz est un gaz riche en méthane qui, lorsque les micro-organismes spécialisés se décomposent, développe des matières organiques dans un environnement sans oxygène. Il peut être nettoyé ou valorisé en biométhane, qui est un gaz naturel de qualité. Ce dernier peut être utilisé comme carburant pour véhicule. La raison pour laquelle le biométhane est une alternative au carburant particulièrement intéressante d'un point de vue environnemental, est que le biogaz est un sous-produit dangereux pour l'environnement pour les méthodes traditionnelles de traitement des eaux usées, telles que l'enfouissement des déchets organiques. Lorsqu'il est rejeté dans l'atmosphère, le biogaz a des effets nocifs pour l'environnement étant donné que le méthane est un gaz à effet de serre qui est environ 20 fois plus agressif que le dioxyde de carbone.

Il existe un moyen d'éviter les émissions de biogaz sur les sites de décharge : brûler le gaz. Une autre méthode est de valoriser le biogaz en biométhane de qualité, de l'utiliser comme carburant pour véhicule. Cela permettrait ainsi de réduire l'impact de deux sources d'émissions de gaz à effet de serre.

Le biogaz se produit lorsque des micro-organismes spécialisés décomposent des matières organiques dans un environnement sans oxygène; cela a lieu dans des sites de décharge, des stations d'épuration des eaux usées et dans des usines de digestion anaérobie. Le biogaz peut également se produire suite à la gasification thermique de matières organiques. Cependant, de telles technologies sont encore en phase de développement et ne sont pas encore commercialement utilisées pour la production de biogaz. En fonction du type de charge d'alimentation et du type d'usine utilisé pour la production de biogaz, la teneur en méthane du biogaz varie, comme il est démontré dans le tableau 1. Nous pouvons observer que la teneur en méthane est la plus basse dans le gaz extrait des sites de décharge, et que la concentration en nitrogène y est la plus élevée. Ces deux caractéristiques rendent difficile la valorisation du gaz en biométhane. D'autre part, les usines de digestion anaérobie ont le meilleur rendement en biogaz et en gaz de qualité, qui rend le gaz plus approprié pour la valorisation en biométhane et le plus utilisé comme carburant pour véhicule.

Tableau 1. Présentation de la composition de biogaz produit dans différents types d'usines en comparaison avec le gaz naturel de la Mer du Nord.

Composant	Entité	Usine de digestion anaérobie	Station d'épuration des eaux usées	Déchetterie	Gaz de la Mer du Nord
Méthane CH ₄	Vol. %	60 – 70	55 - 65	45 – 55	87
Dioxyde de carbone CO ₂	Vol. %	30 – 40	35 - 45	30 – 40	1.2
Nitrogène N ₂	Vol. %	< 1	<1	5 – 15	0.3
Acide sulfurique H ₂ S	ppm	10 – 4.000	10 - 500	50 – 2.000	1.5
Oxygène O ₂	Vol. %	< 0.2	< 0.4	< 0.5	0
Hydrocarbures CF	Mg/m ³	0	0	50 – 3.000	12.000
Eau H ₂ O	RH %	100	100	100	
Température	° C.	40-60	30-40	10-30	
Indice de Wobbe	MJ/m ³	24-33	25-30	20-25	55

UTILISATION DU BIOGAZ.

La méthode habituelle pour l'utilisation du biogaz à partir par exemple d'usines de digestion anaérobie, de sites de déchetterie ou d'usines de traitement des eaux usées en Europe, est de loin la production de chaleur et d'électricité avec des centrales électrocalogènes (CHP) ou des moteurs à gaz, exclusivement pour la production d'électricité et/ou de chaleur à l'aide de chaudières.

L'inconvénient d'utiliser des moteurs à gaz ou des centrales électrocalogènes est la récupération réduite de la teneur énergétique du biogaz. Utiliser des moteurs à gaz peut permettre de récupérer seulement 30 – 40 % de l'énergie potentielle, alors que la « chaleur restante » doit être considérée comme perdue. Utiliser des centrales électrocalogènes peut permettre de récupérer de la chaleur, mais il demeure un problème lié à l'emplacement du site. Une utilisation rentable de la perte de chaleur est possible mais cela engendre des difficultés techniques dues à l'emplacement périphérique de la plupart des usines de production de biogaz.

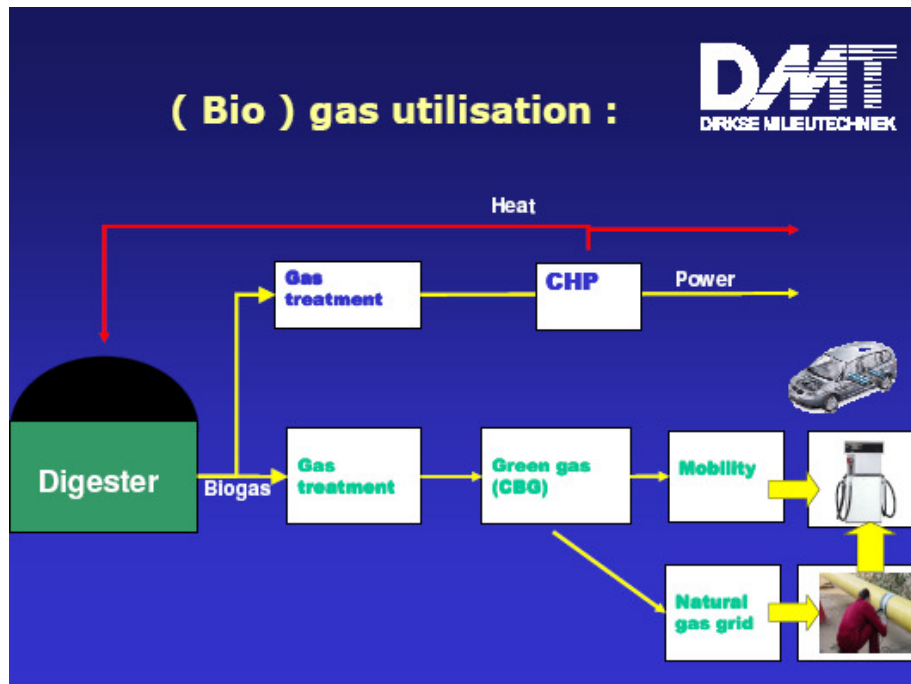


Figure 1. Utilisation du biogaz

L'alternative la plus prometteuse de l'utilisation du biogaz reste la purification en vue d'atteindre un degré de gaz naturel et l'utilisation de ce dernier comme carburant pour véhicule ou substitut de gaz naturel. Dans ce rapport, ce type de biogaz purifié sera appelé "gaz vert".

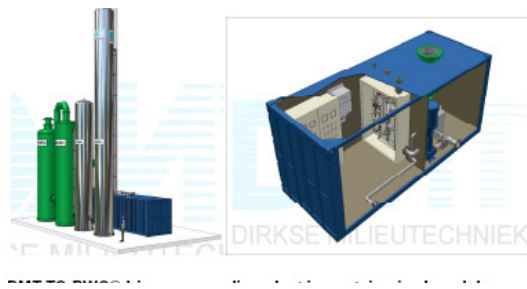
Le parcours complet à partir de la biomasse jusque la chaleur et l'énergie est démontré à la figure 1. La biomasse est d'abord convertie en biogaz, principalement constitué de méthane, dioxyde de carbone et quelques composants polluants comme le H₂S, le NH₃ et en composés sulfurés organiques volatiles (VOSC). Le biogaz est actuellement utilisé comme carburant pour un moteur à gaz situé à proximité de l'usine de biogaz, en vue de générer de l'électricité et de la chaleur, alors que seulement 1/3 de l'énergie contenue dans le biogaz n'est convertie en électricité et les 2/3 restants en chaleur. L'électricité sera introduite dans le réseau de distribution public, mais dans la plupart des cas, la chaleur ne pourra pas être utilisée localement. Elle sera alors rejetée dans l'atmosphère, car inutilisée.

L'inconvénient de ce parcours de l'utilisation du biogaz communément utilisé représente le facteur résultant de la faible utilisation d'énergie (environ 1/3) parce que la chaleur générée localement ne peut pas être utilisée.

L'autre parcours qui engendrerait une efficacité de l'utilisation d'énergie nettement plus élevée serait de convertir le biogaz en gaz naturel à l'aide d'un processus de valorisation du biogaz approprié et d'alimenter le réseau de distribution de gaz naturel en biogaz valorisé. A partir de là, le biogaz peut être disponible pour les emplacements d'utilisation de commande à distance tels que les unités de génération décentralisées d'énergie et de chaleur, les points de remplissage de gaz naturel comprimé ou des générateurs de chaleur et des chaudières, à la fois dans l'industrie et les foyers. Cf. figure 2. Ce parcours assure le rendement le plus élevé d'utilisation de l'énergie, proche de 100% dans la plupart des cas.



Usine de digestion anaérobie



Usine de valorisation du biogaz DMT TS-PWS® dans des modules par conteneur



Compresseurs de gaz



Dépôt de gaz



Station essence



Bus roulant au gaz naturel comprimé (GNA) et au carburant propre

Figure 2. Biogaz comme carburant pour véhicule ; de la production de biogaz au fonctionnement des bus.

COMPOSITION ET QUALITE DU BIOGAZ POUR L'UTILISATION EN TANT QUE CARBURANT POUR VEHICULE OU SUBSTITUT DE GAZ NATUREL.

Le tableau 2 montre la composition habituelle de biogaz à partir de processus de digestion. Les principaux composants sont le méthane, environ 45-70%, et le dioxyde de carbone, environ 30-45%. Dans la plupart des biogaz, de faibles pourcentages d'oxygène et de nitrogène sont également présents.

Tableau 2. Spécification du biogaz brut / biogaz valorisé « gaz vert »

Composant	Entité	Biogaz	Gaz vert	German (DVGW 260)
Méthane CH ₄	Vol. %	45 - 70	> 97	Pas de valeurs minimales
Dioxyde de carbone CO ₂	Vol. %	30 - 45	< 1	Pas de valeurs minimales
Nitrogène N ₂	Vol. %	1 - 15	< 2	Pas de valeurs minimales
Sulfure d'hydrogène H ₂ S	ppm	10 – 4.000	< 5 mg/m ³	< 5 mg/m ³
Oxygène O ₂	Vol. %	0.2 – 0.5	< 0.5	< 0.5
Hydrocarbures CF	Mg/m ³	0 – 3.000	< 10 ppmv	< point de condensation
Eau H ₂ O	RH %	100	< 0.03 g/m ³	< point de condensation
Température	° C.	10 - 60		
Valeur calorique	kWh/m ³	6 – 7.5	Max. 11	8.4 – 13.1

Le biogaz est saturé avec de l'eau et peut également contenir des quantités importantes de sulfure d'hydrogène ainsi que des quantités d'hydrocarbures plus élevées. Les composants intéressants sont le méthane CH₄, présent dans le carburant ou utilisé pour la conversion en hydrogène, et le dioxyde de carbone CO₂. Ce dernier peut être, suite à une purification supplémentaire, utilisé comme gaz brut industriel pour la production de glace sèche ou par exemple pour augmenter la teneur en CO₂ dans des atmosphères de gaz à effet de serre.

En comparaison avec le gaz naturel, le biogaz brut est un gaz lourd. Cela est dû à une teneur élevée en CO₂ et à une densité d'environ 1,05 to 1,2 kg/Nm³. La valeur supérieure en chaleur de 20 – 24 ML/Nm³ seulement, qui est également liée à la teneur élevée en CO₂, est approximativement 30 à 40 % plus faible que celle du gaz naturel. Les exigences portées sur le gaz vert purifié proviennent des réglementations actuelles des associations nationales et européennes du gaz, comme l'Association allemande du gaz et des eaux. De plus, des expériences qui ont eu lieu sur le long terme et dont l'objectif était de faire rouler des voitures avec du gaz vert ont également été pris en compte.

Si l'on se réfère au tableau 2, on peut voir que le processus de valorisation du biogaz brut est basé, d'une part, sur les impuretés du sulfure d'hydrogène, sur les quantités élevées d'hydrocarbures, sur l'oxygène et l'eau, et d'autre part sur le changement du pouvoir calorifique. La modification de la valeur supérieure de chaleur est principalement basée sur l'enlèvement de dioxyde de carbone vers des valeurs approchant 1%.

Le sulfure d'hydrogène et l'eau représentent les composants essentiels pour atteindre en particulier l'objectif d'utiliser le biogaz comme carburant pour véhicule ou substitut de gaz naturel. Il doit être mentionné que non seulement le sulfure d'hydrogène est un poison très dangereux, mais il possède particulièrement des propriétés corrosives de H₂S présentes dans l'eau. Il est automatiquement nécessaire de réduire principalement les teneurs en eau, en sulfure d'hydrogène et au moins en dioxyde de carbone présentes dans le biogaz, pour assurer une utilisation simple du biogaz valorisé comme substitut du gaz naturel. L'enlèvement de ces composants doit également être pris en compte pour éviter des influences négatives sur le pouvoir calorifique supplémentaires, uniquement en cas de quantités plus élevées de nitrogène et/ou d'oxygène dans le biogaz.

BIOGAZ COMME CARBURANT POUR VEHICULE.

Avant d'être utilisé comme carburant pour véhicule, le biogaz est nettoyé à hauteur d'environ 97% de méthane. Un mètre cube de gaz vert équivaut à environ un litre d'essence. Le biogaz est le carburant le moins nuisible pour l'environnement. En outre, la réduction des gaz à effet de serre, les émissions d'oxydes de nitrogène NO_x, des hydrocarbures et des petites particules sont très faibles. Cf. figure 3. Le gaz vert a également l'avantage d'être produit à partir d'une grande variété de charges qui sont disponibles en Europe. Cette caractéristique en relation avec l'ambition de l'Europe est très importante pour réduire la dépendance de cette dernière aux importations de combustibles fossiles, et aussi pour créer de nombreux emplois dans ce secteur.

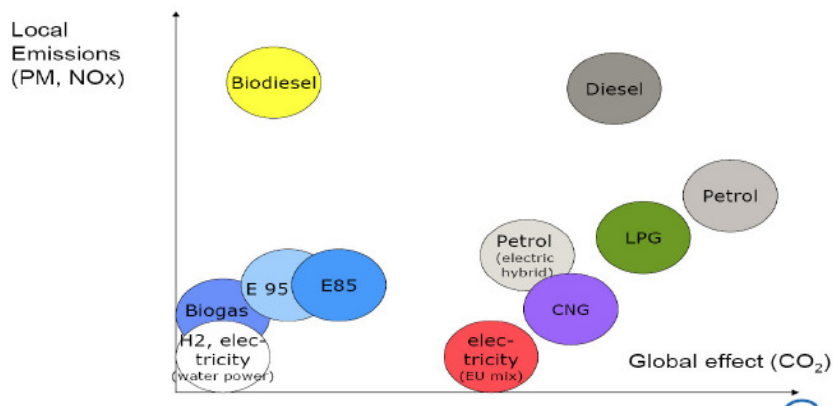


Figure 3. Place du biogaz comme combustible.

POTENTIEL POUR LA PRODUCTION DE BIOGAZ EN EUROPE.

Il existe à l'heure actuelle plus de 5000 usines de biogaz en Europe, et le biogaz est également utilisé dans un grand nombre de sites de décharge. Les deux pays qui comptent la production de biogaz la plus importante en Europe sont l'Allemagne et l'Angleterre. Ces deux pays représentent ensemble presque 70% de la production totale de biogaz en Europe. La production totale de biogaz en Europe était estimée en 2002 à 92PJ/an et on estime le potentiel total européen à 770PJ/an en 2020. Les pays qui produisent le plus de biogaz par tête sont le Royaume-Uni, la Suède, le Danemark, la Suisse et les Pays-Bas. Dans le court terme, le potentiel principal pour la production de biogaz est le traitement des déchets mouillés comme les boues d'épuration, le fumier, les déchets provenant de différents types d'industries alimentaires. Dans une perspective à long terme, différents types de produits agricoles représenteront la source principale du biogaz.

Des développements positifs pour la production de biogaz sont également attendus suite aux dernières suggestions de la Commission Européenne sur les nouveaux objectifs de consolidation pour l'UE :

- 20 % du mélange total d'énergie devrait déboucher sur une énergie renouvelable d'ici 2020.
- 10 % des parts en biocombustibles d'ici 2020.

PROCESSUS DE VALORISATION DU BIOGAZ.

En raison des demandes portant sur la qualité du gaz vert, il est nécessaire de valoriser le biogaz brut à l'aide d'un processus sûr, stable et économiquement avantageux afin d'y retirer le dioxyde de carbone ainsi que les autres impuretés. Le tableau 3 montre les diverses technologies de valorisation du biogaz qui sont actuellement disponibles et opérationnelles. Les procédures classiques sont la purification du gaz, l'adsorption, la liquéfaction du CO₂, mais depuis quelques années, les processus de séparation membranaire sèche et mouillée sont également disponibles.

Il existe différentes technologies qui peuvent être utilisées pour la valorisation du biogaz en gaz vert. L'étape principale dans la valorisation est la séparation du dioxyde de carbone à partir du méthane.

Tableau 3. Données générales concernant les processus de valorisation du biogaz les plus fréquents.

Loi	Nom	Type de régénération	Pré-traitement	Pression de service (barg)	Pertes de méthane (%)
Adsorption	Adsorption modulée en pression (PSA)	Vide	Vapeur d'eau, H ₂ S	4 - 7	2
Absorption	Purification de l'eau	Aucun ; décollage par air	Aucun	7 - 10	< 2
	Glycol polyéthylénique	Décollage par air	Vapeur d'eau, H ₂ S	7-10	<2
	Mono éthanol Amine MEA	Chauffage	H ₂ S	Atmosphérique	<0.1
Séparation membranaire			Vapeur d'eau, H ₂ S	8-10	>10

Le tableau 4 montre les performances des différentes technologies de valorisation du biogaz.

Tableau 4. Processus de valorisation du biogaz.

Processus	Description	Avantages	Inconvénients
Adsorption	CO ₂ , C _x H _y plus élevé, H ₂ S, SI-, Composants FI et CI, les odeurs seront ôtées par carbone activé/ tamis de carbone moléculaire	-qualité élevée de gaz -processus sec -aucun produit chimique utilisé -pas besoin d'eau de processus -pas d'eaux usées -enlèvement partiel de N ₂ et O ₂ -pas de contamination bactériologique de dégagement gazeux -technologie prouvée	-pré-traitement de l'H ₂ S -3 à 4 rues parallèles nécessaires -niveau de CH ₄ instable -processus complexe -coût d'investissement élevé
Purificateur de gaz	CO ₂ et H ₂ S absorbés à l'aide d'une fluide d'épuration (p.ex. eau, amines, glycol éthane etc.)	-qualité élevée de gaz -coûts d'investissement intéressants -aucun pré-traitement nécessaire -processus compact -technologie prouvée -ré-utilisation possible du CO ₂	-élimination des eaux usées -utilisation du processus eau
Processus membranaire	Le CO ₂ est séparé en raison de taux de perméabilité différents au niveau d'une membrane	-processus sec -pas de produits chimiques -faible usure mécanique -processus compact	-pré-traitement nécessaire -faible rétablissement de CH ₄ -coûts d'investissement élevés -demande énergétique élevée -comportement à long terme instable -encore peu de références
Liquéfaction du CO ₂	Le CO ₂ se liquéfie à une pression élevée et à des températures basses et se sépare dans une colonne de rectification	-qualité du gaz très élevée -pas de produits chimiques -pas d'eau -processus compact -ré-utilisation possible du CO ₂	-pré-traitement nécessaire -consommation énergétique très élevée -coûts d'investissement élevés -processus complexe -uniquement références des usines pilotes

Le tableau 5 montre une comparaison faite entre différents processus de valorisation du biogaz en termes de paramètres de processus, du nombre des références sélectionnées et les rendements entre opération et coûts. La purification de l'eau semble être la meilleure solution.

Tableau 5. Comparaison entre différents processus de valorisation du biogaz.

	Purification de l'eau	Purification du polyéthylène glycol	Purification amine	Adsorption modulée en pression	Processus membranaire
Enrichissement en CH ₄	Elevé ++	Elevé ++	Elevé ++	Bon +	Faible -
Enrichissement en O ₂ -/N ₂	Oui -	Oui -	Oui -	Non +	Oui -
Pertes en CH ₄	Faible ++	Moyen -	Faible ++	Moyen -	Elevé - -
Sécheur du gaz produit requis	Non +	Oui -	Oui -	Oui -	Oui -
Traitement du gaz résiduaire requis	Non +	Oui -	Oui -	Non +	Non +
Demande d'utilité	Moyen +/-	Elevé - -	Elevé - -	Moyen +/-	Elevé - -
Demande de puissance	€ 0.25 / m ³ biogaz	€ 0.32 / m ³	€ 0.42 / m ³	€ 0.25 / m ³	€ 0.50 / m ³
Niveau d'émission	Moyen +/-	Faible +	Moyen +/-	Faible +	Faible +
Coût en capital	Moyen +/-	Moyen +/-	Elevé -	Moyen +/-	Elevé -
Références	++	- -	- -	+	- -

A ce moment précis, il existe entre 70 et 100 usines de valorisation installées à travers le monde. Le tableau 6 montre une liste d'usines de référence sélectionnées en 2006/2007. La purification de l'eau est jusqu'à maintenant la technologie de prédilection avec plus de 45% de parts de marché dans les usines réalisées.

La Hollande a commencé à la fin des années 80 à implanter les premières usines de valorisation du biogaz dans le monde (5 usines de valorisation avec injection dans le réseau de distribution du gaz naturel); dans les années 90, le mouvement a été peu suivi à cause de la focalisation sur l'électricité verte. La Suède a repris le rôle de leader dans la valorisation du biogaz et s'est concentrée sur le biogaz comme carburant pour véhicules. A présent, l'Allemagne, l'Autriche, la France et l'Espagne s'appêtent à suivre la Suède, pays leader. La Hollande attend une nouvelle aide financière de la part des autorités pour la production du gaz vert. Elle est également prête à suivre la Suède.

Tableau 6. Liste des usines de référence sélectionnées vers 2007.

	Purification de l'eau	Purification du polyéthylène glycol	Purification amine	Adsorption modulée en pression	Processus membranaire
République tchèque	5	-	-	-	-
France	3	-	-	-	-
Hollande	1	-	-	2	3
Nouvelle Zélande	1	-	-	-	-
Suède	14	2	-	3	-
Suisse	-	2	-	5	-
USA	1	3	-	3	3
Allemagne	-	1	-	4	-
Autriche	-	-	-	1	-
Canada	-	-	-	-	1
Islande	1	-	-	-	-
Japon	1	-	-	-	-
Norvège	-	-	-	1	-
Espagne	1	-	1	-	-
Total de 65 usines	30	8	1	19	7

TECHNOLOGIE DMT TS-PWS®.

DMT Environmental Technology a développé un processus et un concept unique. Il s'agit du processus DMT TS-PWS® de valorisation du biogaz. Cf. figure 4. TS-PWS® (Total Solution Pressurized Water Scrubbing) est une version améliorée du processus traditionnel de purification d'eau. Ce processus est actuellement le processus le plus coûteux mais le plus opérationnel.

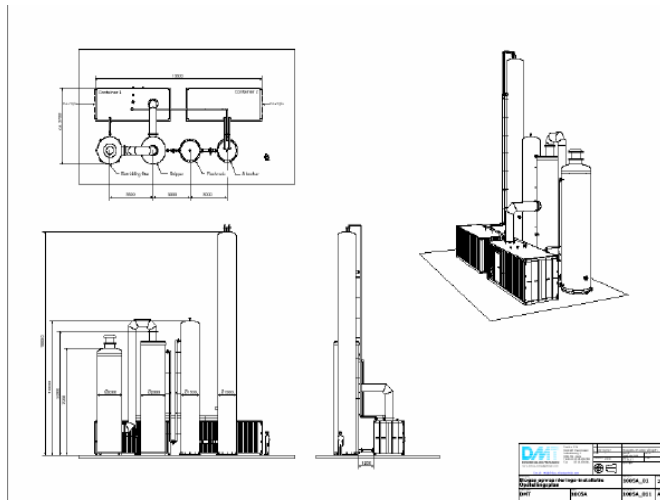


Figure 4. TECHNOLOGIE DMT TS-PW®

Figure 4. TECHNOLOGIE DMT TS-PWS®.

Le processus offre une solution totale à la valorisation du biogaz en utilisant le processus de purification pour l'absorption du sulfure d'hydrogène et du dioxyde de carbone présents dans l'eau de circulation. Le système de valorisation est particulièrement intéressant lorsque de faibles quantités d'eau sont uniquement disponibles. Les usines peuvent être construites comme unités conteneurs ou assemblées en bâtiments industriels, en fonction de leur taille et des exigences.

L'équipement électrique et mécanique est situé dans des compartiments séparés. Le processus entier est contrôlé par un système d'automate programmable industriel grâce auquel il est possible de communiquer à l'aide d'un système informatique de surveillance.

Tous les réservoirs, canalisations, appareils de mesure et équipement qui entrent en contact avec le gaz sont fabriqués à partir d'acier inoxydable ou de polyester renforcé avec de la fibre de verre. L'usine est composée de tout l'équipement, les valves et canalisations destinés au traitement du principal courant de biogaz, les appareils de mesure nécessaires et le dispositif de commande. Comme il est convenu dans la procédure automatique d'absorption, la désorption et la pression sans fluctuation, passant d'un réservoir à un autre, les appareils de mesure et les équipements de commutation sont totalement intégrés et possèdent toutes les canalisations requises.

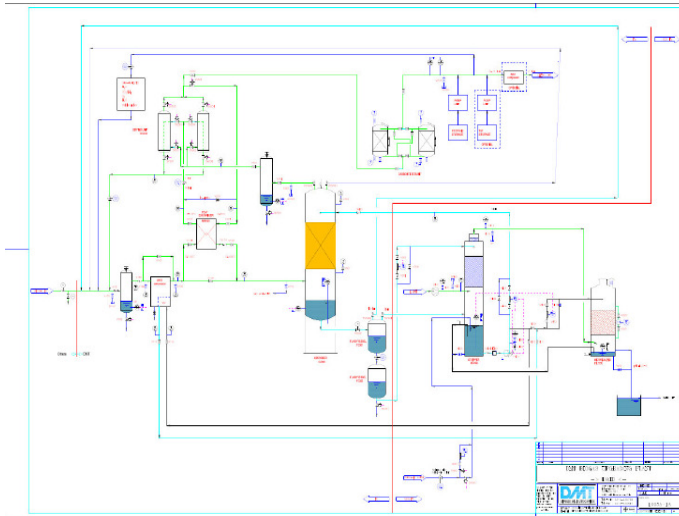


Figure 5. TECHNOLOGIE DMT TS-PWS®.

Description du processus.

L'usine de valorisation doit traiter la désulfuration, l'enlèvement du dioxyde de carbone et la déshumidification. Dans ce rapport, nous présentons deux technologies combinées en une usine afin de retirer à la fois l'acide sulfurique, le dioxyde de carbone et les composés de l'eau :

- L'enlèvement de l'acide sulfurique et du dioxyde de carbone par purification d'eau. L'eau à purifier doit circuler et être régénérée dans une unité de décollage par air. L'air et l'eau sortant de l'unité de décollage par air sera traitée dans une usine de désulfuration biologique (biofiltre).
- L'enlèvement de l'eau, de l'acide sulfurique restant et des autres contaminants restants éventuels (comme les composés organiques siliconés) se fera en refroidissant et en séchant le biogaz dans le même processus.

Voici les étapes en détail (cf. également la figure 5) :

- Le biogaz entrant est comprimé à 8-10 barg par un compresseur réciproque ; le biogaz contient habituellement de petites concentrations d'acide sulfurique. Ainsi, l'utilisation d'un compresseur sans huile est recommandé ; le biogaz comprimé est refroidi avec l'eau sortant d'un système de refroidissement.
- Après l'étape de refroidissement, le dioxyde de carbone et l'acide sulfurique sont retirés dans un laveur/absorbeur. Le laveur est emballé avec un matériau d'emballage idéal pour le transfert de masse et de chaleur. L'absorption est plus efficace lorsque la température de l'eau est faible et constante. Deux types de processus d'absorption de l'eau sont communément utilisés pour la valorisation du gaz par digestion anaérobie, absorption par passage simple et absorption régénératrice. La différence majeure entre les deux processus est que l'eau présente dans le processus de passage simple n'est utilisé qu'une seule fois.

Une installation typique est telle qu'une usine de traitement des eaux usées utilise l'eau de suintement comme fluide de circulation. L'eau peut ainsi être recyclée. De plus, dans ce projet doit être intégrée une colonne dans le processus (absorption régénératrice). Le dioxyde de carbone (et l'acide sulfurique) peuvent être retirés de l'absorbeur lors de la purification. L'eau de recirculation est alimentée en amont de l'absorbeur, pendant que le biogaz circule dans l'absorbeur jusqu'à l'eau. Un contact intensif se produit dans l'absorbeur et la quantité de dioxyde de carbone et d'acide sulfurique présents dans le biogaz se réduit. L'absorbeur est rempli avec un support de contact pour le transfert intensif de masse. En amont se trouvent un système de vaporisation d'eau et un dévésiculateur. Le dioxyde de carbone et l'acide sulfurique se dissolvent mieux dans l'eau que dans le méthane. Ainsi, il s'agit là d'une très bonne méthode pour retirer le dioxyde de carbone du biogaz et d'enrichir le gaz avec du méthane. Une partie du méthane sera également absorbée mais elle ne pourra être recyclée que pendant les étapes de dégazage.

□ L'eau de circulation utilisée contient des gaz dissous qui contiennent de faibles quantités de méthane; ainsi, l'eau est projetée à une pression pouvant aller jusqu'à 2 bars dans un réservoir de décompression afin de réduire les pertes de méthane. L'eau est partiellement dégazée et le gaz provenant du réservoir de décompression est renvoyé à l'entrée de l'usine de valorisation. Les pertes de méthane sont contrôlées grâce à des ajustements de la pression qui ont lieu dans le réservoir de décompression.

□ L'eau de recirculation extraite de l'absorbeur est recyclée lors du dégazage qui se décompose en 3 étapes :

□ Premièrement, le gaz récupéré suite au dégazage le plus élevé, riche en CO₂, H₂S et CH₄, est injecté en tant que gaz brut dans les étages de pression. L'eau de recirculation extraite de l'absorbeur est recyclée par dégazage qui se fait en différentes étapes, la première des deux étapes se produit dans la tour de récupération du méthane. Cette tour est composée de deux réservoirs. Dans le premier réservoir, la pression de l'eau est réduite de 10 à 2-4 barg. Le gaz récupéré suite au dégazage le plus élevé, riche en CO₂, H₂S et CH₄ est injecté en tant que gaz brut dans les étages de pression.

□ Deuxièmement, le gaz réservé dans la tour de dégazage la plus faible, riche en CO₂, est également renvoyé dans les étages de pression ou peut être utilisé comme gaz brut pour augmenter la teneur en CO₂ dans les atmosphères de gaz à effet de serre ou dans d'autres applications. Dans le second réservoir, la pression de l'eau est, de plus, réduite à 1 barg.

□ Troisièmement, l'eau de recirculation provenant de la tour de récupération du méthane est envoyée dans une unité de lavage pour retirer le CO₂ et l'H₂S. Dans la tour de lavage, l'air provenant de l'extérieur est envoyé dans une tour de désorption dans laquelle l'eau de recirculation circule à contre-courant en aval. Une grande partie du CO₂ et de l'H₂S est retirée par lavage et rejetée dans l'atmosphère. En raison des régulations pour les émissions de H₂S, un traitement de l'air supplémentaire aura lieu dans un biofiltre. L'eau de recirculation traitée est repompée vers l'absorbeur.

□ L'air provenant de l'unité de lavage est envoyé vers un biofiltre en vue d'une réduction biologique de la contamination d'H₂S. Le biofiltre est un filtre biologique destiné à la fois au traitement des eaux usées et de l'air. L'air sortant de la tour de lavage est traité avec l'eau usée (purgée) provenant de la tour de lavage. Le biofiltre comprend un réservoir cylindrique rempli de particules de plastique. Les particules agissent comme matériaux transporteurs de micro-organismes. L'eau usée est versée en amont dans la charge pendant que l'air circule parallèlement ou à contre-courant vers l'eau. Un mélange intensif se produit dans le filtre et les contaminations dans l'air et l'eau sont réduites par les micro-organismes.

□ Un sécheur par adsorption est placé derrière la colonne d'absorption de l'eau et retire l'eau du biogaz valorisé. Le sécheur s'auto-régénère et est composé de deux colonnes identiques

pourvues d'un agent dessiccateur. Les colonnes travaillent alternativement sous le contrôle du système CLP (contrôleur logique programmable). Le biogaz valorisé après l'étape absorption est séché et épuré avant d'être délivré au réseau de distribution du gaz naturel. Cette étape est effectuée par 2 * 2 réservoirs remplis d'agent dessiccateur et de charbon actif. Les réservoirs de séchage s'auto-régénèrent en guidant environ 5 – 10% du gaz sec dans la colonne qui se régénère. Avant d'être conduit dans la colonne, le gaz sec est chauffé dans un échangeur de chaleur qui est chauffé avec du biogaz qui provient du compresseur. La pression de régénération est d'environ 200mbar, ce qui signifie que le gaz peut absorber l'eau présente dans un agent dessiccateur. Les réservoirs de carbone granulaire activé épurent le biogaz valorisé à partir de H₂S, siloxanes et traces de HC.

□ Pour faire fonctionner le processus de manière optimale, le CO₂, le CH₄, le H₂O, le H₂S et l'indice de Wobble sont sans cesse mesurés ; le système CLP (contrôleur logique programmable) contrôle le processus selon les résultats de l'analyse.

RENDEMENT DE L'EXPLOITATION ET DES COÛTS DE LA VALORISATION DU BIOGAZ AVEC LE PROCESSUS DMT TS-PWS®.

Basés sur les conditions générales actuelles, les coûts spécifiques totaux de valorisation du biogaz en gaz naturel de qualité, ont été comparés sur des usines de différentes taille et capacité; les résultats apparaissent dans le tableau 7 et la figure 6.

Tableau 7. Economie de la valorisation du biogaz avec le processus DMT TS-PWS®.

<i>Capacity biogas</i>	<i>250 m3/hr</i>	<i>500 m3/hr</i>	<i>750 m3/hr</i>	<i>1,000 m3/hr</i>	<i>2,000 m3/hr</i>
Investment	72,500	97,000	120,000	145,000	195,000
Maintenance	25,000	40,000	60,000	75,000	100,000
Operation	10,000	12,000	15,000	17,500	20,000
Electricity	30,000	55,000	86,000	107,500	193,500
Water	8,050	16,125	24,188	32,250	64,500
Chemicals	1,250	2,500	3,750	5,000	10,000
Nutrients	350	625	950	1,250	2,500
Waste	-	-	-	-	-
Other	-	-	-	-	-
Total cost in € / year	147,150	223,250	309,888	383,500	585,500
Total cost per m3 produced green gas	0.105	0.0799	0.0739	0.0686	0.0523

Coûts et prise en charge :

- Coût d'investissement comprenant travaux civils, dépréciation linéaire sur 15 ans, taux d'intérêt de 6 %.
- Installations (électricité, eau, produits chimiques, nutriments, évacuation des déchets etc.
- Coût de l'énergie 0.05 €/kWh; eau 1,50 €/m³; durée de fonctionnement 8.600 h/an.
- Service (pleine maintenance, pièces détachées).
- Spécification du biogaz : gaz brut CH₄ 65 %; gaz vert CH₄ 97 %; gaz brut H₂S 1.500 ppm; gaz vert H₂S < 3 ppm. Pression de service 8 – 10 barg.

Il paraît évident que, pour des usines qui ont une capacité de charges totales valorisées en biogaz supérieures à 250 Nm³/h le prix du gaz produit peut varier de 0,08€ à 0,05€/Nm³. Cela correspond à approximativement 0,005€/kWh. Comparé aux prix de vente actuels du gaz naturel, cette valeur est intéressante. De plus, en prenant en compte les différentes taxes concernant le gaz bio-naturel, un prix de vente sur les stations-service légèrement inférieur à celui du gaz naturel pourrait être envisageable.

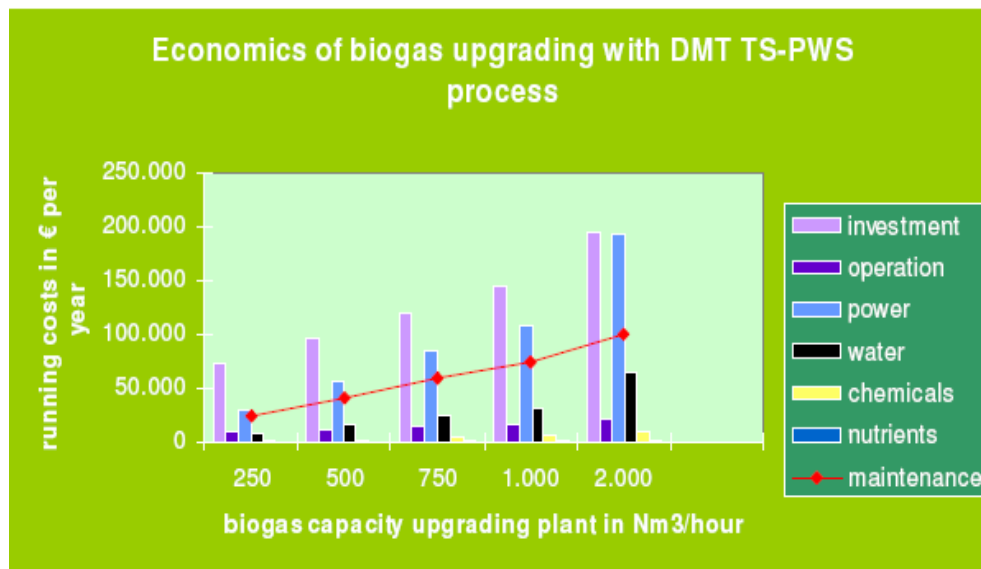


Figure 6. Economie de valorisation du biogaz avec la technologie DMT TS-PWS.

EXEMPLE D'UNE USINE DE VALORISATION DU BIOGAZ.

L'une des premières usines de valorisation du biogaz dans le monde a été construite à Tilburg aux Pays-bas en 1986. L'usine reçoit du biogaz de trois sources différentes : un site de décharge, une usine de digestion des déchets et une usine de traitement des eaux usées avoisinante. 30% du biogaz traité annuellement provient de l'usine de digestion et 70% du site de décharge.

L'usine de valorisation comprend un gazéificateur pour retirer le CO₂; une partie du surplus de CO₂ est utilisée à des fins de régénération dans le processus, le reste est émis dans l'atmosphère. Le biogaz valorisé à un gaz naturel de qualité est injecté dans le réseau de distribution de la ville de Tilburg.

Les investissements totaux en 1986 étaient d'environ 3,6 millions d'€ à la fois pour l'usine de digestion et l'usine de valorisation. Jusqu'à aujourd'hui, le prix de production du gaz produit était de 0,14 €/m³.

A propos des spécifications techniques :

- capacité maximale du biogaz : 2000 Nm³/h
- capacité maximale du gaz vert : 1300 Nm³/h
- charge normale : 900 – 1700 Nm³/h
- production annuelle du gaz vert : 6 millions Nm³

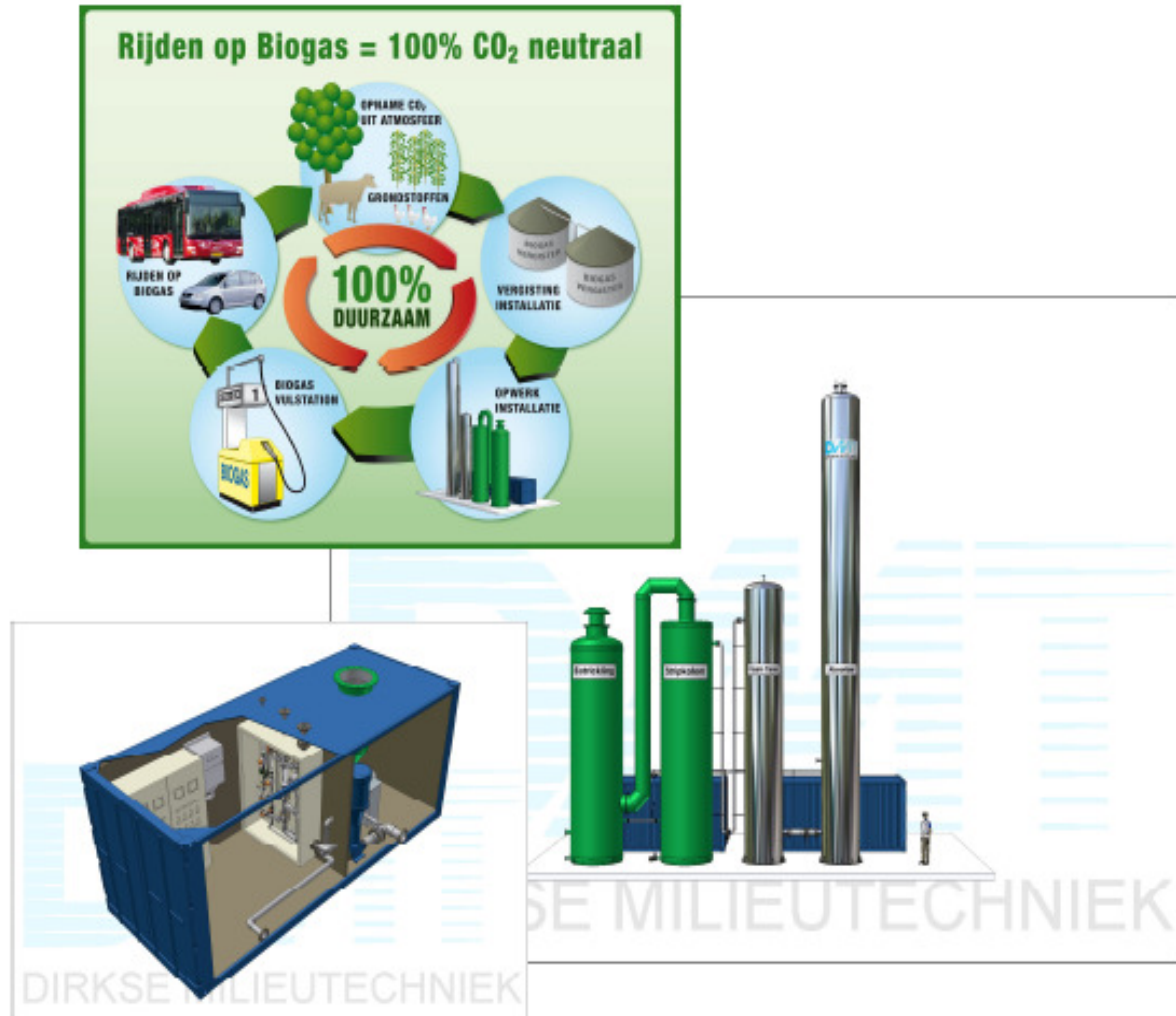


Figure 7. Usine de valorisation du biogaz à Tilburg.

EXEMPLE D'UNE USINE DE VALORISATION DU BIOGAZ.

A présent, il y a deux usines DMT TS-PWS® et des projets sont en construction aux Pays-Bas. Il s'agit de projets de mobilité durable pour les transports publics.

Pour commencer, environ 100 véhicules rouleront au biogaz (2008) grâce à la réalisation de ces projets. Suivront davantage de projets et de véhicules dans les 3-5 prochaines années ; on estime entre 5 et 10 usines avec au total 500 à 1000 véhicules qui rouleront au biogaz. Le biogaz provient principalement des produits agricoles composés de fumier.



CONCLUSIONS.

L'usine de valorisation DMT TS-PWS® est un système robuste et fiable destiné à la valorisation du biogaz avant de l'injecter dans le réseau de distribution de gaz naturel ou de l'utiliser comme carburant pour véhicule. La combinaison des processus physique et biologique fournit une performance optimale, une fiabilité et de faibles frais d'exploitation en comparaison à d'autres systèmes.

Usine de valorisation de performance DMT TS-PWS®

Teneur élevée en méthane dans le gaz produit > 97 %

Faible teneur en dioxyde de carbone < 2 %

Pertes de méthane < 2 %

Efficacité élevée sur l'enlèvement de H₂S en une étape < 2 ppm dans le gaz émis

Pression du gaz vert 8 – 10 barg

Consommation énergétique/électrique 0,4 – 0,5 kWh/m³ du gaz produit

Récupération de chaleur : 60 – 70 % de la puissance électrique

Efficacité énergétique très élevée 95 – 97 %

Eau d'appoint 500 – 5000 l par heure

Faible maintenance

Frais d'exploitation intéressants 0,10€ - 0,05€/m³ du gaz produit en fonction de la capacité de l'usine

Technologie prouvée à partir de références depuis 1986

Possibilités de ré-utiliser le CO₂ comme gaz brut industriel pour la production de glace sèche ou pour augmenter la teneur en CO₂ dans des atmosphères de gaz à effet de serre.

Construction modulaire dans des conteneurs maritimes

RÉFÉRENCES.

(1) **Dirkse, E.H.M.**, Technologies for biogas upgrading. Theme sessions 1 Green Gas : from production to user. Conference Sustainable Mobility; Energy Valley, Leeuwarden. November 2006.

(2) **Dirkse, E.H.M.**, DMT TS-PWS® process for biogas upgrading. DMT Environmental Technology. February 2007.

(3) **Dirkse, E.H.M., Lems, R.**, Biogasopwaardering. Het DMT TS-PWS® proces. DMT Environmental Technology. April 2006.

(4) **Eriksson, Ph., Olsson, M.**, The Potential of Biogas as Vehicle Fuel in Europe. University of Technology, Göteborg, Sweden. 2007.

(5) **Jönsson, O., Persson, M.**, Biogas as transportation fuel. FVS Fachtagung 2003, p. 99 – 111. 2003.

(6) **Lems, R., Nab, E.**, DMT (bio) gas opwaardering. Presentation Province of Friesland. DMT Environmental Technology. April 2006.

(7) **Lindberg, A., Wellinger, A.**, Biogas upgrading and utilisation. IEA Bioenergy. TASK 24 : Energy from biological conversion of organic waste. Sailer Druck, Winterthur. 2003.

(8) **Persson, M., Wellinger, A.**, Biogas upgrading and utilisation. IEA Bioenergy. October 2006.

