Estudio de viabilidad de sistemas de purificación y aprovechamiento de biogás

Capítulo 4.
Uso en redes de gas natural

GOBIERNO DE ESPAÑA
MINISTERIO DE CIENCIA E INNOVACIÓN

PSE PROBIOGAS.
Desarrollo de sistemas sostenibles de producción y uso de biogás agroindustrial en España.
PS-120000-2007-6

Uso en redes de gas natural

Autores:

Gutiérrez, Ángel (NATURGAS)

Fecha de publicación:

31-03-2010

ÍNDICE

1 Antecedentes 3

2 Introducción 4

3 Descripción de la tecnología 4

3.1 Inyección del biogás en la red de gas natural en Alemania..... 4

3.2 Requisitos del biogás. Necesidades de adecuación..... 7

1 Antecedentes

El proyecto singular y estratégico PROBIOGAS, cofinanciado por el MICINN y los fondos FEDER (2007-2011), integra un conjunto de actividades de carácter científico tecnológico que están interrelacionadas entre sí y que tienen como objetivo común "el desarrollo de sistemas sostenibles de producción y uso de biogás en entornos agroindustriales, así como la demostración de su viabilidad y promoción en España". El proyecto está formado por 14 subproyectos e incluye estudios de viabilidad, acciones de investigación y desarrollo, proyectos de demostración a escala industrial, y acciones complementarias para la coordinación y difusión del proyecto.

En el subproyecto 4 “BIOGÁS” se estudia la viabilidad de los distintos aprovechamientos del biogás agroindustrial: motores de co-generación, vehículos de transporte, inyección en la red de gas natural, uso en pilas de combustible y uso en microturbinas.

Fruto de estos estudios, se han elaborado cinco informes de viabilidad, uno para cada tipo de aprovechamiento, en los cuales se describe la tecnología y las condiciones de su aplicación, así como los costes de inversión y operación. Además, se ha elaborado un informe sobre la caracterización y purificación del biogás.

El presente informe corresponde al estudio de viabilidad del uso del biogás en redes de gas natural.

El presente estudio ha sido realizado con fines experimentales. Aun cuando en su elaboración los autores han procurado el máximo rigor en el tratamiento de los datos e informaciones contenidas en el mismo, no se acepta responsabilidad alguna por la utilización que de los mismos pueda realizarse. Cualquier uso posterior deberá contrastarse adecuadamente.

Es propiedad, (c) NATURGAS ENERGÍA DISTRIBUCIÓN S.A.U. / Consorcio PROBIOGAS 2009. Todos los derechos reservados.

2 Introducción

La producción de biogás en países como Alemania o Austria está alcanzando un volumen tal que las administraciones nacionales de ambos estados están desarrollando los procedimientos necesarios para la inyección de este biocombustible en la red de distribución de gas natural como fórmula para reducir su dependencia de las importaciones de combustibles fósiles.

Por otra parte la Directiva Europea 55/2003, en uno de sus artículos se abre la posibilidad de inyectar gases no convencionales a las redes y próximamente se va a constituir un Grupo de Trabajo en el ámbito del CEN para trabajar en la inyección de biometano a las redes de gas natural existentes.

Se han analizado las iniciativas encaminadas a la incorporación del biogás en las redes de gas natural en países como Alemania, Austria y Suiza. Se han detectado las barrearas técnicas y legales relacionadas con la adaptación del biogás a las infraestructuras convencionales de distribución de gas.

Se han identificado las condicionantes técnicas y legales, así como las reformas necesarias a emprender a nivel práctico y legislativo para favorecer la incorporación de biometano a las redes de distribución de gas natural.

A continuación se exponen las iniciativas que se llevan a cabo en otros países, especialmente Alemania y Austria, para la incorporación del biogás en las redes de gas natural.

3 Descripción de la tecnología

3.1 Inyección del biogás en la red de gas natural en Alemania

Tradicionalmente, en las áreas rurales el biogás se ha producido a partir de purines. Sin embargo, en la actualidad las plantas de biogás que se instalan son de mayor capacidad de generación de gas y emplean cultivos energéticos como materia prima para la producción del biogás. La mayor parte de las plantas de biogás de Alemania que producen electricidad con el gas generado tienen una potencia inferior a 500 kW y al estar localizadas en entornos rurales, apenas consumen un 10% del calor excedente generado en el proceso de producción de energía eléctrica, perdiéndose el 90% restante, lo que supone casi la mitad de la energía contenida en el biogás. En cambio, es mucho más eficiente desde el punto de vista energético el inyectar en la red de gas natural el biogás generado, también denominado SNG (substitute natural gas). De este modo, en el punto de consumo

del biogás, generalmente alejado del punto de producción, se aprovecha el calor generado en el proceso de producción de energía eléctrica a partir del gas (cogeneración) por lo que aumenta la eficiencia del proceso de generación de energía a partir del biogás. Para ello se hace necesaria una purificación previa del biogás generado antes de su inyección a la red de gas natural.

Aunque los procesos de tratamiento del biogás están bastante estandarizados, el tratamiento del biogás hay que adecuarlo a cada caso concreto debido a su composición, caudal producido, tipo de red de gas en la que se va a inyectar, especificaciones locales de la red, etc. En Alemania desde el año 2006 se está inyectando biogás en la red de gas natural y la legislación alemana obliga a las redes de distribución de gas natural a inyectar en la red el biogás si tanto técnica como económicamente es posible llevarlo a cabo. Como objetivo para el año 2020 Alemania se ha propuesto producir 6.000 millones de m^3 de biometano hasta llegar a los 10.000 para el año 2030.

El gobierno alemán ayuda a la generación de energía obtenida mediante procesos renovables en forma de primas a la producción de este tipo de energías y garantizando un precio ventajoso, siendo en el caso del biogás el precio de la energía obtenida superior al coste de producción de electricidad por medios convencionales. La existencia de estas ayudas permitió aumentar el número de plantas de biogás y la potencia eléctrica instalada a lo largo de la última década en Alemania. Así, en 1999 el número de plantas de producción de biogás era de 900, con una potencia total instalada inferior a 400 MW mientras que en 2007 el número de plantas era ya superior a las 3.500 y la potencia total instalada de 1.300 MW. Sin embargo, la energía producida a partir del biogás (incluyendo el gas producido en depuradoras de aguas residuales) en 2007 fue de apenas el 0,7% de la demanda de energía primaria en Alemania, estimándose que el potencial del biogás en Alemania es de alrededor del 2% de la demanda de energía.

La mayor parte de la generación del biogás se basa en la fermentación mesofílica húmeda de los cultivos energéticos que se emplean como biomasa. El tiempo de estancia en el digestor suele ser de unos 60-120 días y el coste fundamental del biogás es el coste del sustrato, que puede oscilar (datos de 2007 en Alemania) entre 30 y 40 €/t de sustrato fresco o expresado como poder calorífico superior de la biomasa, entre 0,048 y 0,057 €/kWh. Para que el proceso sea rentable, el coste del sustrato deber ser inferior a 30-33€/t (1) no obstante, debido a que el uso del biogás supone un balance cero de CO_2 en el futuro será una alternativa viable a los combustibles fósiles (2).

La mayoría de las plantas de biogás generan el gas empleando cultivos energéticos más que residuos orgánicos. La composición del biogás, especialmente el contenido en metano y anhídrido carbónico depende del tipo de cultivo empleado y

de la época de la recolección, siendo el contenido medio en metano del 45-55% cuando se emplean cultivos energéticos. El CO_2 es el gas mayoritario a eliminar y puede rondar entre el 38 y el 55% de media. Hay otros gases a retirar como el H_2S, el vapor de agua y trazas de amoníaco. Este biogás una vez depurado tiene que ser acondicionado mediante la adicción de gases licuados del petróleo o GLP (butano, propano) o incluso aire en caso de que el poder calorífico y su densidad relativa sean sustancialmente diferentes del correspondiente al gas natural.

La tabla siguiente muestra las especificaciones de ocho países europeos: Austria, Bélgica, Suiza, Alemania, Dinamarca, España, Francia y Holanda para la inyección del biogás en la red de gas.

Tabla 1. Especificaciones del biogás para ser inyectado en distintas redes europeas

		AT	BE	CH	DE	DK	ES	FR	NL
CH_4	vol-%	> 97	-	> 96	-	-	-	-	> 85
CO_2	vol-%	< 2	-	< 6	< 6	-	< 3	< 2.5	-
O_2	vol-%	< 0.5	-	< 0.5	< 0.5	-	-	< 0.01	< 0.5
N_2	vol-%	< 5	-	-	-	-	< 7.5	-	-
H_2	vol-%	< 4	-	< 4	< 5	-	-	< 6	-
CO	vol-%	-	-	< 0.2	-	-	-	< 2	-
NH_3	vol-%	t f	-	-	-	-	-	-	-
CxHy	°C	0 (2	-	-	< dp (5	< dp – 5 K	-	< -5 (2	-
H_2O	°C	- 8 (3	-	60 % (4	dp (5	< dp (5	< 80 mg/m^3	< -5	-
H_2S	mg/m^3	< 5	< 6.5	< 5	< 5	-	-	< 5	< 5
H_2S + COS	mg/m^3	-	-	-	-		-	< 5	-
Mercaptano	mg/m^3	< 6	-	< 5	< 6	-	-	< 6	< 2
COS	mg/m^3	< 5	-	-	-	-	-	-	-
Stotal	mg/m^3	< 30(1	<150	< 30	< 30	-	< 150	< 30	< 45 (1
Cl	mg/m^3	0	-	-	< 1	-	-	< 1	< 1
F	mg/m^3	0	-	-	-	-	-	-	< 10
Polvo		-	-	t f	t f	t f	-	-	< 5
min WS,N (6	kWh/m^3				10.5			11.8	12.1
max WS,N (6	kWh/m^3				13.0			13.0	12.3
min WS,N (7	kWh/m^3	13.3	13.6	13.3	12.8	13.4	13.4	12.0	13.4
max WS,N (7	kWh/m^3	15.7	15.8	15.7	15.7	16.1	16.1	14.0	15.6

t f : técnicamente libre; (1 media anual (2 presión y Tª de operación (3 p = 40 bar ; (4 punto de rocío en la red a la presión y Tª de operación (5 punto de rocío a la Tª del suelo; (6 natural gas natural L (de bajo poder calorífico); (7natural gas H (de alto poder calorífico)

3.2 Requisitos del biogás. Necesidades de adecuación

La inyección de biogás en la red de gas natural se puede realizar de dos modos diferentes:

- Se ajusta el poder calorífico del biogás al correspondiente al del gas natural de la red. De este modo el biogás se puede inyectar en la red sin ningún tipo de limitaciones. A este biogás se le denomina gas de intercambio.
- La adición del biogás a la red se realiza en pequeños porcentajes con el fin de que la mezcla no supere los límites establecidos para el poder calorífico del gas natural. A este biogás se le denomina biogás de mezcla o adicional.

Las propiedades del biogás se muestran en la tabla siguiente:

Tabla 2. Propiedades del biogás.

Parámetro	Unidad	Biogás crudo	Biogás depurado	
			sin H_2S	sin H_2S CO_2 H_2O
CH_4	%	60	61,4	98
CO_2	%	37	37,7	≤2
H_2O	g/m^3	>13,5	6,36	0,05
H_2S	mg/m^3	500	≤5	≤5
Temperatura	ºC	36	4	4
Poder calorífico	kWh/m^3	6,62	6,78	10,8
Densidad	kg/m^3	1,17	1,19	0,72
Índice de Wobbe	kWh/m^3	6,92	7,03	14,4

Como puede apreciarse en la tabla, una vez purificado el biogás puede alcanzarse un porcentaje de metano del 98% y es posible llegar hasta el 99,5%.

H-Gas y L-Gas

En Alemania hay dos tipos de redes de gas, la denominada H-Gas (high caloric-gas), que tiene un porcentaje elevado de metano entre 87% Vol.-% y 99,1 Vol.-%

mientras que la red denominada L-Gas (low caloric-gas) tiene por regla general sólo entre 79,8 y 87 Vol.-%. Además el H-Gas tiene una parte inferior de N_2 y CO_2.

Las normas más importantes para la composición y las características de combustión son las fichas técnicas de la sociedad alemana del ramo de gas y agua (DVGW): G 260 “Naturaleza o composición del gas”, G 262 “Uso de gases producidos mediante un proceso renovable” y G 685 “Facturación del gas (en función de su calidad, poder calorífico, etc.)”.

Biogás como gas de intercambio

El biogás considerado de intercambio puede diferir del gas natural del suministrador habitual en lo referente a su composición y a su comportamiento en el proceso de combustión. Se hace necesario el ajuste del poder calorífico del biogás al de la red en la cual se va a inyectar (no debería de variar más de un 2%). Si el biogás se va a inyectar en la red H o de alto poder calorífico, se añade propano o butano para aumentar el poder calorífico del biogás. Si se va a inyectar a la red L o de bajo poder calorífico no es necesario hacer adición alguna, es cuestión de controlar el porcentaje del CO_2 eliminado en el proceso de purificación de la biogás (sin superar el límite del 6% en el gas final).

La inyección de biogás de intercambio no es problemática, pero se requiere adaptar la presión adecuada a la red y se hace preciso medir la cantidad de gas inyectado.

Los requerimientos al gas se coordinan con el proveedor de la red en el punto de inyección. Hay que inyectar un producto (THT o producto libre de azufre) que confiera al gas su olor característico para que en caso de fuga se pueda detectar el gas por su olor. Al gas de intercambio se le inyecta el aditivo que le confiere el olor según la normativa alemana DVGW-G 280 y esto se realiza en la red de consumo final, no en toda la línea de transporte.

Biogás como gas adicional

Difiere en la composición y poder calorífico del gas natural de la red. Es posible inyectar esos gases restringidamente (entre un 5 y un 25%) para incrementar la cantidad de gas disponible en la red o aprovechar el biogás localmente generado. El requerimiento principal para el uso de gas adicional es la igualdad del comportamiento en el proceso de combustión de la mezcla de gas y del gas natural de la red.

Tabla 3. Condiciones para el biogás inyectado como gas de intercambio o gas adicional después del punto de mezcla.

Denominación	Abreviaturas	Unidad	L	H	Comentarios
Indice de Wobbe	$W_{S,N}$	kWh/m^3	10,5-13,0	12,8-15,7	(1) Puede aumentar si hay dificultad de suministro
Límite inf. y Sup.		MJ/m^3	37,8-46,8 (1)	46,1-56,5(1)	
Valor nominal		kWh/m^3	12,4	15,0	
		MJ/m^3	44,6	54,0	
Oscilación			+0,6/-1,4	+0,7/-1,4	
Entalpía	$H_{S,N}$	kWh/m^3	8,4 - 13,1		
		MJ/m^3	30,2 - 47,2		
Densidad relativa	d	-	0,55 - 0,75		
Presión de conexión (uso)	P	mbar			
Límite inf. y Sup.			18 - 24		
Nominal			20		
Anhídrido carbónico	CO_2	%	6		CO_2 máx en redes húmedas (problemas de corrosión).
Oxígeno	O_2	%	3 (seco) 0,5 (húmedo)		En redes secas en períodos cortos puede llegar al 4%
Agua	H_2O				
Monóxido de carbono	CO	%	<3		En instalaciones de gasificación de carbón.

3.2.1. Procesos para la purificación del biogás

Hay tres procesos básicos para la purificación del biogás crudo y la separación de CO_2 con el fin de lograr un incremento del contenido en metano.

En función de los condicionantes técnicos y económicos se utiliza un proceso u otro y hay que adaptarlos a la composición concreta del biogás, es decir, a las condiciones locales.

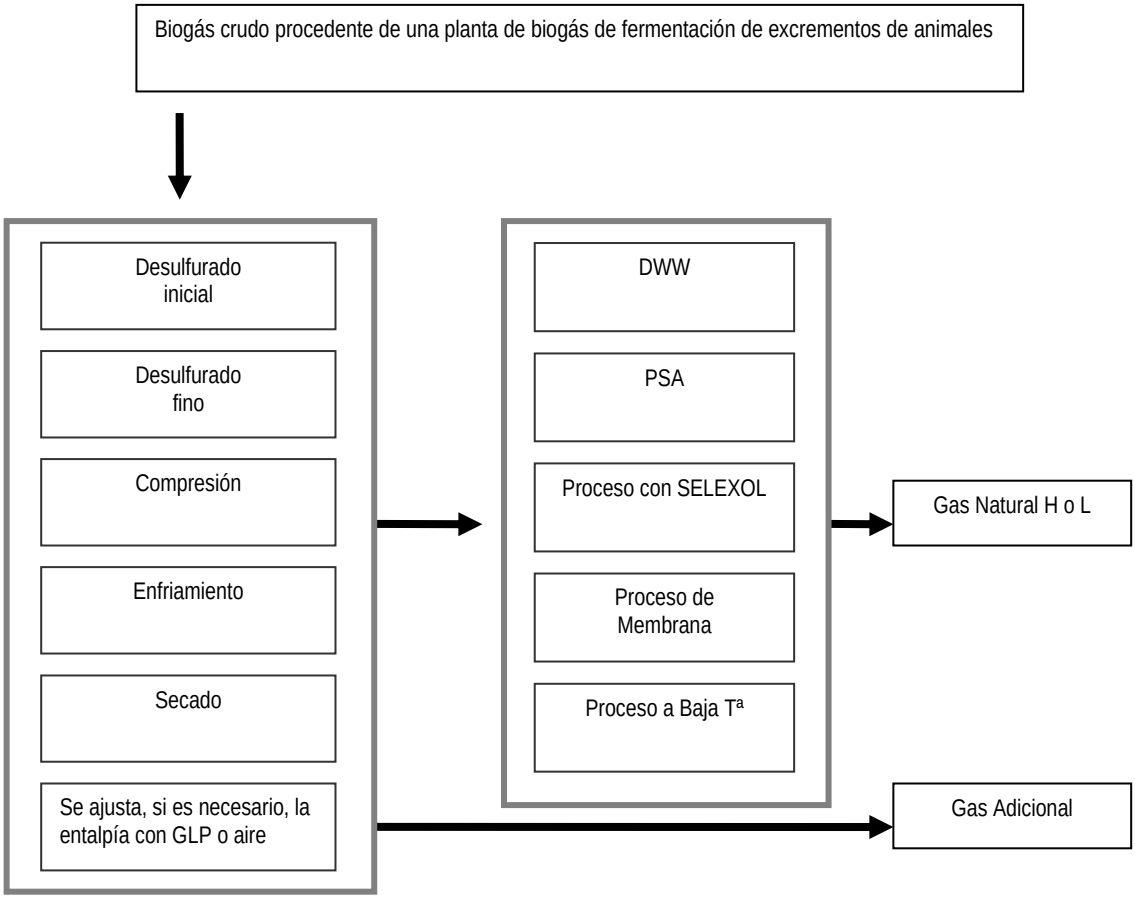

Figura 1. Procesos de purificación del biogás.

Lavado con agua a presión (DWW)

El proceso se basa en las diferentes solubilidades del CH_4 y del CO_2. Los compuestos polares como los el CO_2 y H_2S y los compuestos como el amoniaco se disuelven mejor que los compuestos no polares y hidrófobos como son los hidrocarburos (CH_4). Se muestra la solubilidad en agua de los gases del biogás:

Tabla 4. Solubilidad de componentes de biogás en agua

	Solubilidad en agua 1 bar P parcial (mmol/Kg.bar)	
	0ºC	**25ºC**
NH_3	53.000	28.000
H_2S	205	102
CO_2	75	34
CH_4	2,45	1,32

En el diagrama siguiente se muestra el proceso de tratamiento del biogás para obtener un gas de calidad similar al gas natural L o H usando el proceso DWW.

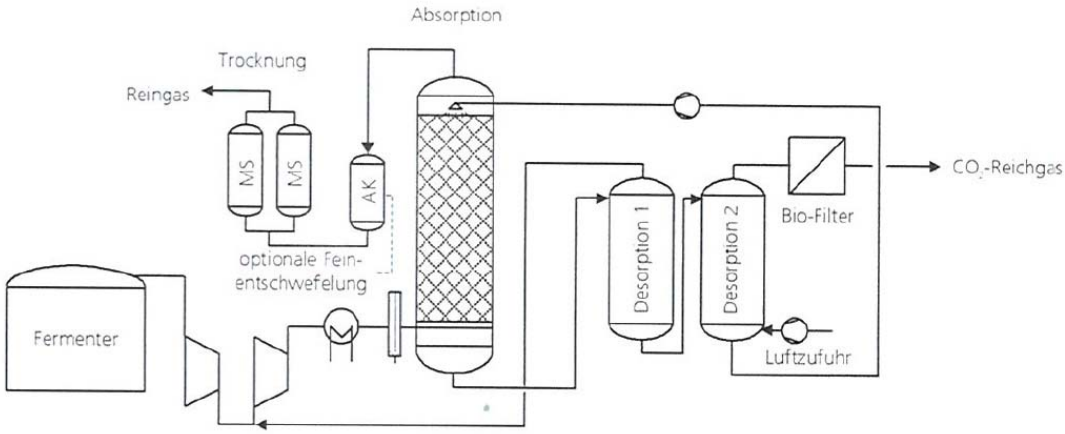

Figura 2. Proceso DWW para el tratamiento del biogás

La siguiente tabla muestra los costes asociados al proceso DWW:

Tabla 5. Costes para el enriquecimiento del biogás mediante el proceso DWW

		Caudal de gas a lavar (Nm^3/h)		
		50	**250**	**500**
Inversión	€	626.000	769.000	842.000
Años	a	20	20	20
COSTE VARIABLE				
Reparaciones	€/a	11.520	14.080	15.520
Personal	€/a	25.800	65.040	133.080
COSTE FIJO				
Aportación	€/a	31.300	38.450	42.100
Intereses	€/a	18.780	23.070	25.260
COSTE TOTAL	€/a	87.400	140.640	215.960
	€/h	10,93	17,58	27
	ct/Nm^3	21,85	7,03	5,4

PSA (Pressure Swing Adsorption)

En este método se aplican principalmente efectos cinéticos y estéricos pero también efectos de equilibrio para separar los gases (principalmente CO_2). Como adsorbentes se usan por regla general carbones activos, tamices moleculares (zeolitas) y tamices moleculares específicos para hidrocarburos. El proceso PSA se basa en el diferente comportamiento del CO_2, CH_4 y el agua en los adsorbentes.

La presión de operación suele ser superior a 4 bar y la temperatura inferior a 70 ºC. No obstante, la columna de carbón activo trabaja a temperatura ambiente. Antes de llevar a cabo el proceso PSA se necesita una desulfuración para eliminar las trazas de azufre pero sin embargo, no se necesita un secado final del gas tras el proceso (el punto de rocío del biogás una vez purificado es de -40 ºC).

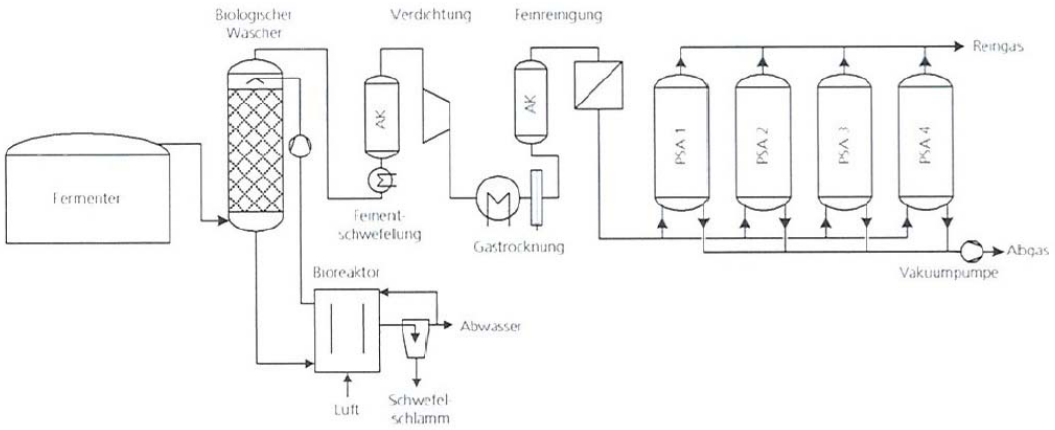

Figura 3. Purificación del biogás mediante el proceso PSA

La siguiente tabla muestra los costes asociados al proceso PSA:

Tabla 6. Costes para el enriquecimiento del biogás mediante el proceso PSA

		Caudal de gas a lavar (Nm^3/h)		
		50	**250**	**500**
Inversión	€	490.000	605.000	800.000
Años	a	20	20	20
COSTE VARIABLE				
Reparaciones	€/a	9.600	12.160	16.000
Personal	€/a	12.680	63.040	116.480
COSTE FIJO				
Aportación	€/a	24.500	30.250	40.000
Intereses	€/a	14.700	18.150	24.000
COSTE TOTAL	€/a	61.408	123.600	196.480
	€/h	7,68	15,45	24,56
	ct/Nm^3	15,35	6,18	4,91

Proceso con Selexol

Similar al proceso DWW, ese proceso se basa en las solubilidades diferentes de metano y dióxido de carbono. Se realiza mediante un paso de adsorción y uno de regeneración.

El Selexol, mezcla de polietilenglicol y éter dimetílico se emplea como absorbente, y no es ni tóxico ni corrosivo y presenta una solubilidad más alta para el CO_2 que la que tiene el agua. Este proceso se emplea fundamentalmente en Suiza para la eliminación del CO_2 del biogás.

Proceso de separación con membranas

Es un proceso que se realiza en seco o en húmedo. En el proceso seco se hace pasar el biogás a través de una membrana selectiva para el CO_2 para la cual se aplica una presión determinada. Normalmente se repite el proceso para mejorar el rendimiento de la separación del anhídrido carbónico.

En el proceso húmedo el CO_2 se separa por efecto de su diferente solubilidad y velocidad de difusión a través de una membrana y se absorbe en soluciones de amina (para el CO_2) o en una lejía de sosa (para el caso del H_2S).

Proceso de temperatura baja (proceso criogénico)

Los procesos criogénicos, como los que se emplean para la licuefacción del aire, permiten la separación del CO_2 en forma de líquido. No obstante, hay que tener en cuenta el elevado coste de estos procesos.

Las tablas siguientes muestran comparan tanto los procesos de purificación del biogás como sus costes:

Tabla 7. Ventajas y desventajas de los diferentes procesos de enriquecimiento del biogás

Procesos	Ventajas	Desventajas	Notas
PSA	contenido bajo de H_2S y H_2O en el biogas purificado bajas necesidades de agua proceso experimentado	condiciones de trabajo extremas para las válvulas pérdidas de metano	probado en la práctica exige previamente desulfuración y secado
DWW	No se precisan productos químicos Proceso experimentado adecuado para plantas depuradoras	consumo alto de agua pérdidas de metano es posible que ocurran obstrucciones/atascos en los materiales de relleno	probado en la práctica muchas veces exige adicionalmente una desulfuración y secado
Proceso de Selexol	se puede combinar la extracción de H_2S si el biogás está seco y sin azufre es energéticamente más barato que DWW	poco experimentado precisa calor precisa productos químicos pérdidas de metano	para grandes volúmenes de corrientes de gas disolvente caro la desulfuración y secado no son imprescindibles pero sí recomendables
Proceso de separación de membranas	montaje muy fácil alta fiabilidad	cortos tiempos de vida (aprox. 3 años) pérdidas de metano alta consumo de electricidad poca experimentado	pocas plantas en marcha el proceso húmedo tiene costos operacionales más bajos que el seco espesor de membranas: 0,2-10µm
Proceso de temperatura baja	alta pureza de CH_4 > 98% CO_2 de alta pureza	altos costes energéticos la composición del gas crudo no debe oscilar <10 Vol.-% la planta de separación es sensible en cuanto a las impurezas del gas	sólo a escala piloto necesaria desulfuración y secado previos posible utilización / aprovechamiento del CO_2

Tabla 8. Comparativa de costes de los diferentes procesos de enriquecimiento del biogás

Proceso	**Coste inversión**	**Coste operación**	**% CH_4**	**Coste mantenimiento/ Coste energético**	**Presión (bar)**	**Proceso apropiado para obtener :**
PSA	bajo	bajo	>95	suficiente/ bueno	6-10	Gas L y H
DWW	muy bajo	bajo	>96	bueno/malo	6-70	Gas L y H
Proceso con Selexol	alto	muy alto	>96	bueno/malo	20-30	Gas L y H
Separación con membranas	alto	-	>88	malo		Gas L
Proceso criogénico	muy alto	-	>99	malo		Gas L y H

Los procesos de eliminación del CO_2 como el proceso PSA, el proceso de lavado con agua, el proceso de lavado con Selexol así como los procesos de lavado que emplean monoetanolamina y dietanolamina fueron diseñados para capacidades de tratamiento de entre 600 y 2.000 m^3/h, siendo la generación de las plantas de biogás muy inferiores a estos valores (entre 50 y 500 m^3/h como se muestra en la tablas 5 y 6). Por tanto, se hace necesaria una adaptación de la tecnología existente para conseguir una reducción de los costes de tratamiento.