



UNIVERSIDADE DA CORUÑA



Escola Politécnica Superior

Trabajo Fin de Grado
CURSO 2018/19

Biogás y biometano como vectores energéticos

Grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales

ALUMNA/O

José Javier González Pérez

TUTORAS/ES

Manuel Lara Coira

FECHA

JULIO 2019

TÍTULO Y RESUMEN

Biogás y biometano como vectores energéticos.

En el presente texto se trata la situación y perspectivas del uso del biogás y biometano en la Unión Europea en combinación con la optimización de la generación de electricidad aprovechando fuentes de recursos energéticos renovables. Para ello, se analizan los actuales planteamientos existentes en la Unión Europea en relación con los usos actuales de los biogases y los planteamientos que se manejan para su futuro aprovechamiento. En particular, se analizan las posibilidades de producción de biometano con la finalidad de su inyección en las redes de distribución de gas natural.

Biogás e biometano como vectores enerxéticos.

No presente texto trátase a situación e perspectivas do uso do biogás e biometano na Unión Europea en combinación coa optimización da xeración de electricidade aproveitando fontes de recursos enerxéticos renovables. Para isto, analízanse os actuais planteamentos existentes na Unión Europea en relación cos usos actuais dos biogases e os planteamentos que se manexan para o seu futuro aproveitamento. En particular, analízanse as posibilidades de produción de biometano coa finalidade da súa inxección nas redes de distribución de gas natural.

Biogas and biomethane as energetic vectors

This text deals with the situation and the perspectives of the use of biogas and biomethane in the European Union in combination with the electricity generation optimization's taking advantage of renewable energy resources. For it, the current existing approaches in the European Union are analysed regarding to the biogas current uses and the approaches that are managed for their future use. In particular, the possibilities of biomethane production are analysed in order to their injection in natural gas distribution networks.

CONTENIDO

1. Introducción	1
2. Producción del biogás.....	3
2.1 Digestión anaerobia.....	3
2.2 Parámetros.....	3
2.3 Pretratamiento.....	5
2.4 Fases de la digestión anaerobia.....	5
2.4.1 Hidrólisis	5
2.4.2 Acidogénesis.....	6
2.4.3 Acetogénesis	6
2.4.4 Metanogénesis.....	6
2.5 Digestores	7
2.5.1 Primera generación.....	7
2.5.2 Segunda generación	8
2.5.3 Tercera generación	9
2.6 Acondicionamiento del biogás	10
2.6.1 Eliminación de agua.....	11
2.6.2 Eliminación de H ₂ S.....	12
2.6.3 Eliminación de siloxanos	14
2.6.4 Eliminación de CO ₂	15
3. Situación y perspectivas del uso de biogás y biometano en la Unión Europea	17
3.1 Biogás agroindustrial	20
3.2 Biogás de digestores de RSU.....	21
3.3 Biogás de lodos de EDAR	21
3.4 Biogás de vertedero	22
3.5 Usos del biogás.....	22
3.5.1 Generación de electricidad.....	23
3.5.2 Obtención de calor por combustión directa	25
3.5.3 Utilización como combustible de vehículos	25
3.5.4 Aplicación en pilas de combustible.....	27
3.5.5 Integración en la red de gas natural	28
4. Conclusiones	37
5. Referencias.....	39
6. Fuentes consultadas.....	41
7. Anexos.....	43
7.1 Anexo 1	43
7.2 Anexo 2	45

1. INTRODUCCIÓN

En el presente trabajo se estudia la situación y perspectivas del uso de biogás y biometano en la Unión Europea en combinación con la optimización de la generación de electricidad aprovechando fuentes de recursos energéticos renovables.

El biogás es un gas combustible que se genera por la descomposición de materia orgánica biodegradable en ausencia de oxígeno. En general, se compone de metano (CH_4) y dióxido de carbono (CO_2), aunque también están presentes otros elementos en menor proporción.

El valor energético del biogás viene determinado por la concentración de metano, en la mayoría de los casos, inferior al presente en el gas natural, por lo que para convertirlo en un producto equivalente, hay que someterlo a un proceso de upgrading, en el que se lleva a cabo una limpieza del biogás y la separación del metano y el CO_2 . Este proceso de limpieza y mejora del biogás da lugar a lo que llamamos biometano. Este biometano puede utilizarse como biocombustible o en motores de cogeneración, así como inyectarse en la red de gas natural en determinadas condiciones.

Con el fin de facilitar la comprensión del presente trabajo, en primer lugar, se describe el proceso de digestión anaerobia y los tipos de digestores habitualmente empleados además de introducirse algunas de las técnicas de purificación de biogás existentes.

La producción del biogás mediante digestión anaerobia, según se ha demostrado en diversos estudios realizados hasta la actualidad, se divide en cuatro etapas:

En la primera etapa, o hidrólisis, los microorganismos hidrolíticos producen enzimas capaces de convertir la materia orgánica en compuestos orgánicos solubles. Determinará además la velocidad global del proceso y podrá verse afectada por factores como el pH, la composición del sustrato o la temperatura.

En la segunda etapa, o acidogénesis, se produce una transformación de los compuestos orgánicos solubles en compuestos que son aprovechados por las bacterias metanogénicas y otros que no pueden ser aprovechados. Se elimina también cualquier oxígeno que pudiese estar presente en el biodigestor.

En la tercera etapa, o acetogénesis, se aprovechan los compuestos que no pueden ser metabolizados por las bacterias metanogénicas y se transforman en compuestos más sencillos como puede ser el hidrógeno.

Por último, en la cuarta etapa, o metanogénesis, las bacterias metanogénicas actúan sobre los productos de las etapas anteriores y completan el proceso de descomposición anaerobia produciendo metano.

Una vez obtenido el biogás, para su mejora, se procede a su purificación, separando el CO_2 , el agua y otros componentes que merman su calidad.

Seguidamente, atendiendo a los objetivos y alcance del trabajo, se presentan los actuales planteamientos existentes en la Unión Europea en relación con los usos actuales de los biogases y los planteamientos que se manejan para su futuro aprovechamiento.

A continuación se analizan las posibilidades de producción de biometano con la finalidad de su inyección en las redes de distribución de gas natural.

Finalmente, se recogen las principales conclusiones que pueden deducirse del análisis realizado.

2. PRODUCCIÓN DEL BIOGÁS

2.1 Digestión anaerobia

Para la producción del biogás se ha de dar un proceso de degradación anaerobia mediante microorganismos de la materia orgánica, cuyo origen es diverso y puede provenir de residuos de origen animal, vegetal, humano, agroindustrial, forestal o de cultivos acuáticos.

La digestión anaerobia es un proceso biológico en el que la materia orgánica, en ausencia de oxígeno, y mediante la acción de bacterias específicas, se descompone en productos gaseosos (CH_4 , CO_2 , H_2 , H_2S , etc.), es decir, en biogás, y en digestato, que es una mezcla de productos minerales (N, P, K, Ca, etc.) y compuestos de difícil degradación.

2.2 Parámetros

Para llevar a cabo la digestión anaerobia, en el diseño del biorreactor en el que se produce, se han de tener en cuenta las características del proceso para así asegurar las condiciones necesarias para el crecimiento de los microorganismos y la obtención del producto deseado.

Prácticamente toda la materia orgánica es capaz de producir biogás al ser sometida a fermentación anaerobia, pero la calidad y cantidad del biogás dependerán de la composición y naturaleza del residuo utilizado.

El carbono y el nitrógeno son las principales fuentes de alimentación de las bacterias metanogénicas. Se considera que una relación C/N óptima para la materia prima que se utilice para iniciar la digestión anaeróbica es de 30 unidades de carbono por una unidad de nitrógeno, por lo tanto, cuando no se tiene un residuo con una relación C/N inicial apropiada, es necesario realizar mezclas de materias en las proporciones adecuadas para obtener la relación C/N óptimas.

La temperatura afecta fuertemente a la actividad de las bacterias productoras de metano. A medida que aumenta la temperatura, aumenta la velocidad de crecimiento de los microorganismos y se acelera el proceso de digestión. Pero todavía más que la temperatura de trabajo, influyen las fluctuaciones en esta. Además, ésta, también interviene en las bacterias productoras de ácidos, por lo que las variaciones antes mencionadas pueden ser ventajosas para ciertos grupos y para otros no.

Existen tres rangos de temperatura en los que pueden trabajar los microorganismos anaerobios: psicrófilos (por debajo de 25°C), mesófilos (entre 25 y 45°C) y termófilos (entre 45 y 65°C), siendo la velocidad máxima específica de crecimiento mayor conforme aumenta la temperatura.

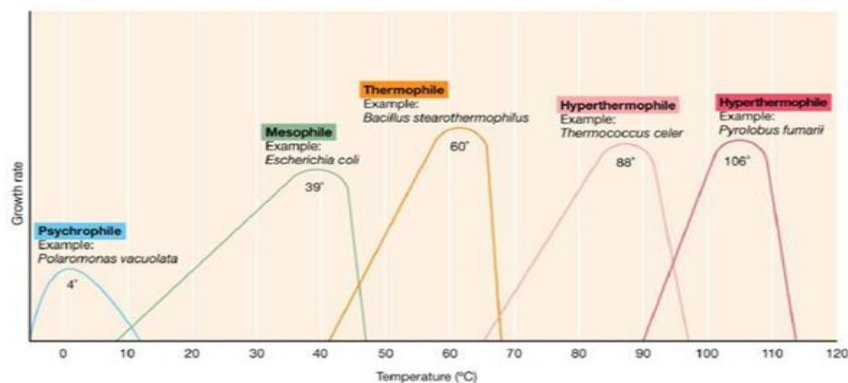


Ilustración 1. Rangos de trabajo de microorganismos anaerobios¹

El régimen mesofílico de operación es el más utilizado aunque cada vez se implanta más el termofílico para conseguir una velocidad mayor en el proceso.

El porcentaje de sólidos totales contenidos en la mezcla utilizada es un factor importante para asegurar que el proceso se efectúe con éxito. La movilidad de las bacterias metanogénicas dentro del sustrato se ve limitada a medida que se aumenta el contenido de sólidos y esto, por lo tanto, afecta a la eficiencia y producción de gas.

Otro factor importante es la alcalinidad, que es esencial para el control del pH, ya que ésta, por decirlo de algún modo, sirve de amortiguador del pH evitando así cambios rápidos del mismo.

Es importante mantener el pH en un rango próximo a 7 (pH neutro) ya que éste influencia la actividad digestiva y las bacterias productoras de metano se desempeñan adecuadamente en el rango de 6.8 a 7.2. Para valores bajos de pH, la actividad de los microorganismos metanogénicos se reduce y, en consecuencia, si el pH toma valores inferiores a 6, el biogás es muy pobre en metano y por tanto tiene menores cualidades energéticas.

Se ha de destacar que el pH en el digestor decrecerá por la producción de ácidos volátiles, pero como las bacterias productoras de metano consumen estos ácidos el pH incrementa y finalmente se estabiliza.

El tiempo de retención hidráulico y la velocidad de carga orgánica también son factores que influyen en la producción del biogás. Se entiende tiempo de retención hidráulico como el volumen de sustrato que se carga diariamente en el digestor, que tiene una relación inversa con el tiempo de digestión, siendo el segundo menor cuanto más aumente el primero. La producción del biogás requiere una concentración de materia seca, es decir, de sólidos totales que se volatilizan durante la incineración a temperaturas superiores a 550°C, que va desde el 1% al 30%.

Por otro lado, como en toda reacción bioquímica se necesitan nutrientes, pero, al tratarse de una digestión anaerobia, la cantidad de estos es menor que en el caso aerobio. Por lo tanto, las cantidades de nitrógeno y fósforo necesarias pueden obtenerse a través de la fórmula de una célula bacteriana anaeróbica ($C_5H_7O_2N$), lo que significa que será necesarios unos 12g de nitrógeno para cada 100g de biomasa producida. En el caso del fósforo, este aproximadamente corresponderá a 1/7 – 1/5 del nitrógeno demandado.

Además del nitrógeno y el fósforo, son necesarios otros nutrientes como el hierro, el cobalto, el molibdeno o el selenio entre otros.

Para asegurar un fuerte ambiente reductor, necesario para la actividad de las bacterias, el potencial redox se debe situar entre -220mV y -350mV. Para esto, se añaden agentes reductores como el sulfuro o la cisteína.

Por último, la digestión anaerobia es inhibida por sustancias tóxicas las cuales son parte de la materia prima utilizada o bien, subproductos de esta debido a la actividad de los microorganismos. Algunas de estas sustancias pueden ser:

- Ácidos grasos volátiles: son productos intermedios del proceso anaerobio cuyo aumento de concentración implica una desestabilización y, como consecuencia, una menor producción de biogás.
- Hidrógeno: su acumulación provoca la inhibición de producción de acetato, lo que conlleva a una acumulación de ácidos grasos volátiles.
- Nitrógeno amoniacal: su presencia puede ser debida a la presencia en las materias primas o a la degradación de estas. Está formado por la suma del ion amonio y del amoníaco, siendo este último el que provoca el efecto inhibitorio.
- Sulfatos y sulfuros: en este caso la inhibición se da en dos etapas, una debido a que las bacterias metanogénicas compiten con las sulfato-reductoras por los

mismos sustratos y otra debido a una inhibición directa en el crecimiento metanogénico por la presencia de sulfuros.

- Cationes y metales pesados: los cationes tienen un efecto estimulador de la actividad bacteriana a bajas concentraciones, pero al aumentar la concentración pueden proporcionar toxicidad conduciendo a una disminución de la velocidad.

Hay que destacar, que a parte de los inhibidores expuestos existen otros muchos.

2.3 Pretratamiento

Antes de la introducción del sustrato en el digestor, se realizan los pretratamientos adecuados para mejorar el rendimiento de la digestión anaerobia, lo que aumenta la producción y calidad del biogás. Dependiendo del tipo de residuo a tratar se utilizarán unos u otros según convenga.

Existen diferentes tipos de pretratamientos:

- Mecánicos: con este tipo de pretratamientos se consigue una reducción del tamaño de las partículas y un aumento de la superficie disponible para las bacterias. Básicamente se trata de una trituración y homogeneización del sustrato.
- Térmicos: están basados en la higienización de las materias a tratar con temperaturas entre 60 y 70 °C. Éstos favorecen la etapa de hidrólisis, que ya se ha introducido brevemente, e incrementan la producción de biogás. Algunos de estos tratamientos son la pasteurización o la inyección rápida de vapor.
- Biológicos: se utilizan para degradar parcialmente los sustratos o para la conservación de sustratos vegetales produciendo ácido láctico. Este proceso disminuye el pH e impide otras fermentaciones. Ejemplos de esto son el ensilado y los tratamientos enzimáticos.
- Químicos: se aplican a los lodos de depuradora adicionando sustancias de origen ácido o bases.
- Termoquímicos: se utilizan para regular el pH y la temperatura del sustrato.
- Ultrasónicos: se aplican en pocos casos. Entre sus aplicaciones están los lodos de depuradoras de aguas residuales industriales.

A pesar de la variedad de tratamientos existentes, los más utilizados son los mecánicos y los térmicos.

2.4 Fases de la digestión anaerobia

La digestión anaerobia es un proceso muy complejo tanto por el número de reacciones que tienen lugar como por la cantidad de microorganismos involucrados. Consta de varias fases diferenciadas en la degradación del sustrato y en las cuales intervienen diferentes microorganismos.

2.4.1 Hidrólisis

La hidrólisis es la primera fase para la degradación de sustratos orgánicos complejos. La materia orgánica no puede ser utilizada por los microorganismos directamente, de modo que se descomponen las cadenas largas de la misma en otras más cortas, obteniéndose productos intermedios para la degradación anaerobia. Esta degradación es llevada a cabo por enzimas extracelulares producidas por bacterias hidrolíticas.

Esta etapa depende de la temperatura, la composición del sustrato, el tamaño de las partículas, el pH y el tiempo de retención hidráulico, pudiendo ser el proceso que limite la velocidad de la digestión sobre todo si el sustrato presenta un alto contenido en sólidos.

El sustrato está formado básicamente por proteínas, lípidos e hidratos de carbono.

Por una parte, las proteínas son fuente de carbono y energía, pero además, los aminoácidos derivados de su hidrólisis poseen un alto valor nutricional. Estos aminoácidos serán utilizados en la síntesis de nuevo material celular y también degradados a dióxido de carbono, hidrógeno y ácidos volátiles.

Por otra parte, la degradación de los lípidos en el ambiente anaerobio se produce con la ruptura de las grasas dando lugar a ácidos grasos de cadena larga.

Finalmente, la velocidad de degradación de los carbohidratos es tan lenta que suele ser la etapa limitante de la hidrólisis. Se debe a que la lignina, importante en la formación de las paredes celulares de la madera y de las cortezas principalmente, es muy resistente a la degradación por microorganismos. La hidrólisis de estos carbohidratos produce glucosa y ácidos urónicos entre otros productos.

2.4.2 Acidogénesis

En esta etapa se produce la fermentación de los compuestos orgánicos simples que dan lugar a compuestos que pueden ser utilizados directamente por las bacterias metanogénicas y otros compuestos más reducidos que serán oxidados por bacterias acetogénicas en la siguiente etapa.

En la acidogénesis no solo se produce alimento para las bacterias que actuarán en la siguiente etapa, sino que también se elimina el posible oxígeno que pueda quedar presente.

2.4.3 Acetogénesis

Parte de los productos de la fermentación, como el hidrógeno o el ácido acético, pueden ser utilizados directamente por las bacterias metanogénicas. Sin embargo, otros como los ácidos grasos volátiles tienen que ser transformados en otros productos más sencillos como es el caso del acetato y el hidrógeno.

El acetato es producido por un tipo especial de microorganismos acetogénicos, los cuales crecen heterotróficamente en presencia de azúcares produciendo únicamente acetato. Estas bacterias consumen hidrógeno como sustrato.

En esta etapa, la mayor parte de las bacterias anaeróbicas ya han consumido todo el alimento de la biomasa, eliminando entonces los productos de deshecho de sus células, es decir, liberando ácidos volátiles sencillos, los cuales serán utilizados como sustrato por las bacterias de la siguiente etapa.

2.4.4 Metanogénesis

La metanogénesis es la última etapa del proceso de descomposición anaerobia. En ésta, las bacterias actúan sobre los productos resultantes de las etapas anteriores.

Los organismos metanogénicos son los responsables de la formación de metano mediante el consumo de sustratos con uno o dos carbonos presentes. Éstos son principalmente acetato y dióxido de carbono, pero además, también se consumirá hidrógeno.

De esta forma, los organismos metanogénicos, se pueden clasificar en dos grupos:

- Hidrogenotróficos, que consumen H_2 y CO_2 .
- Acetoclásticos, que consumen principalmente acetato y metanol.

Finalmente, se ha demostrado que el 70% del metano producido en los digestores se forma por la descarboxilación del ácido acético, a pesar de que solo dos especies de organismos metanogénicos son capaces de utilizar el acetato.

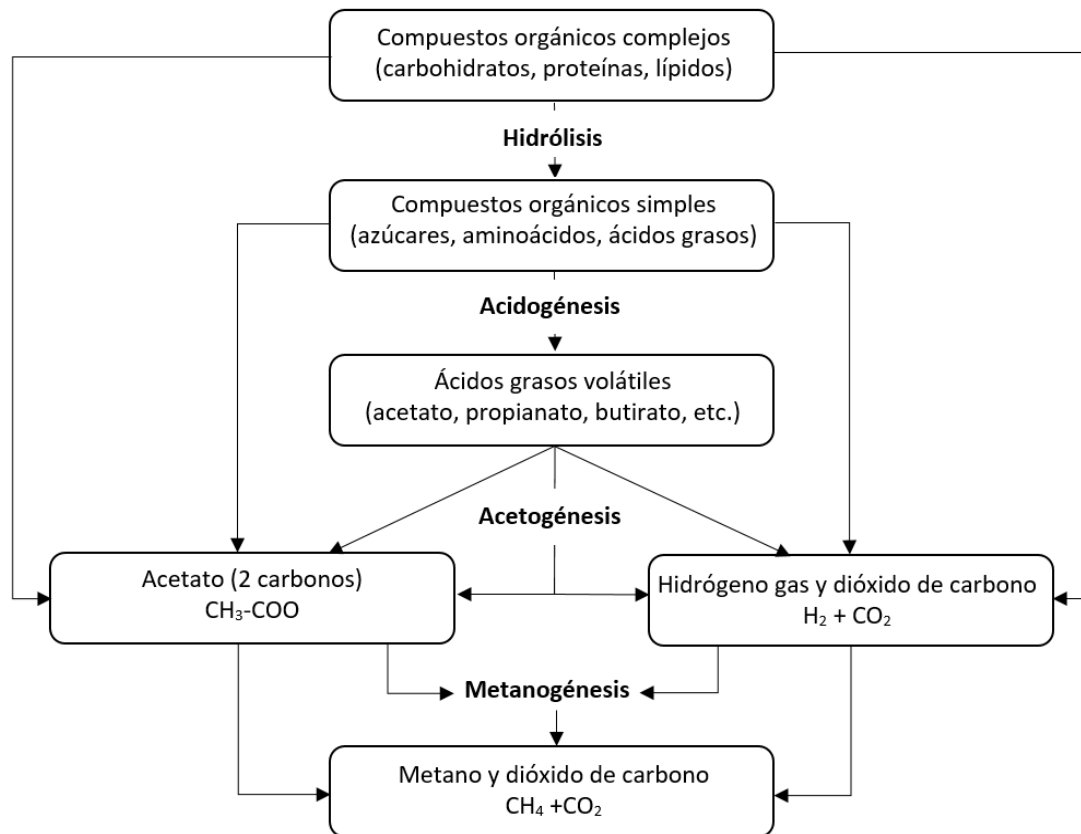


Ilustración 2. Fases de la digestión anaerobia²

2.5 Digestores

El proceso de producción de biogás se lleva a cabo en el interior de biodigestores, que, simplificada, son contenedores cerrados de forma hermética e impermeable dentro de los cuales se deposita la materia orgánica. Además de biogás, se pueden obtener otros subproductos líquidos denominados bioabono que se utilizan como fertilizante.

En el interior de éstos, y como ya se ha explicado, se deben de controlar ciertas condiciones como el pH, la temperatura o la presión entre otros.

En cuanto a los tipos de biodigestores existe un amplio abanico de modelos con diferentes características y modos de operación pero, en general y entre otras clasificaciones, se pueden establecer dos grandes grupos, discontinuos o continuos.

2.5.1 Primera generación

En el primer caso, también llamados sistemas de “primera generación” se evita la movilización de la materia prima, aumentando así la estabilidad de los microorganismos y mejorando su actividad. Se utilizan principalmente para tratar residuos orgánicos con alto contenido en sólidos.

- **Digestor discontinuo:** consiste en un tanque al que se añade el sustrato y, una vez transcurrido el tiempo de retención, se retira la materia prima para una nueva carga. Una particularidad de este tipo de digestor son las coberturas de las balsas de acumulación de purines.

Las balsas en las que se almacenan los purines, para su posterior uso como abono o compost, son cubiertas con una cobertura plástica con extractores de biogás, realizando la digestión anaerobia en el propio lugar de almacenaje.

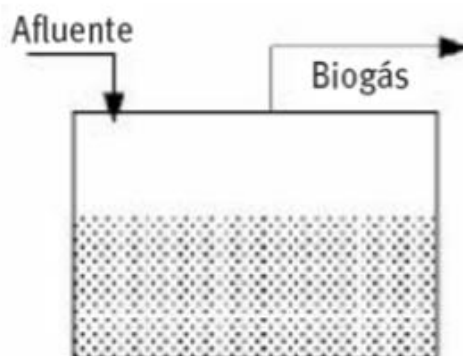


Ilustración 3. Esquema de un digestor discontinuo³

Para conseguir que la producción de biogás sea más cercana a la continuidad se suelen combinar varios reactores discontinuos intercalando su puesta en marcha.

2.5.2 Segunda generación

Por otra parte, tenemos los reactores continuos o de “segunda generación”, que presentan la particularidad de obtener un flujo continuo de biomasa en su interior. Las principales tecnologías son:

- Reactores de mezcla completa: se trata de la tecnología más clásica para el tratamiento de residuos semisólidos, basándose en una distribución homogénea del sustrato y de los microorganismos mediante su agitación con unas palas o hélices y eliminando la biomasa periódicamente. Éstos pueden ser con o sin recirculación.

En el primero de los casos se añade un desgasificador y decantador por el que se hace pasar el efluente del reactor, recirculándolo de nuevo al mismo. Esto permite evitar el arrastre de microorganismos por el efluente desde el interior del digestor, ya que la pérdida de biomasa bacteriana influye negativamente al rendimiento de la digestión.

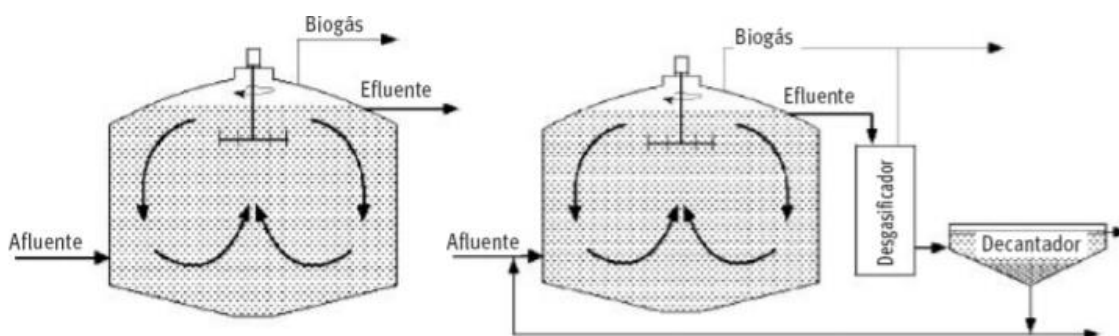


Ilustración 4. Esquema de un reactor de mezcla completa sin recirculación (izquierda) y con recirculación (derecha)⁴

- Reactores de flujo pistón: se basan en el desplazamiento horizontal a través de una sección longitudinal forzando así la circulación del afluente que entra por un extremo del reactor y sale por el extremo contrario. Las distintas secciones presentan estados de fermentación diferentes.

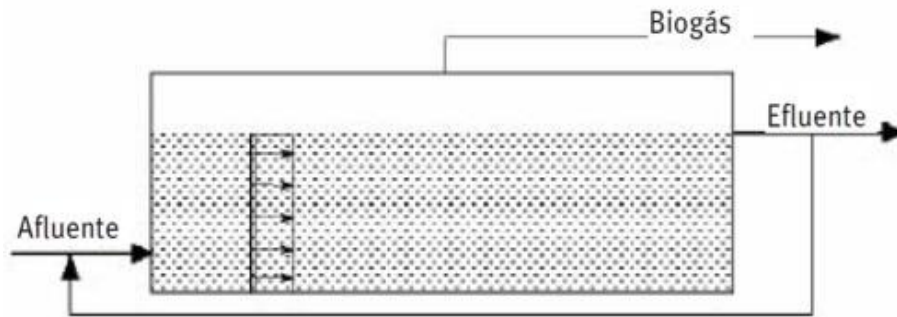


Ilustración 5. Esquema de un reactor de flujo pistón⁵

2.5.3 Tercera generación

Una vez establecidos estos dos grandes grupos, se puede introducir uno nuevo, los llamados “digestores de tercera generación”, que corresponden a aquellos que se han desarrollado en los últimos años con el objetivo de aumentar el rendimiento energético por unidad de volumen del digestor. Éstos se utilizan principalmente para líquidos debido a su configuración.

- Filtros anaerobios: permiten una disminución en el arrastre debido a que dentro del digestor se introduce un soporte sobre el que se fijan los microorganismos. Las bacterias se fijan en los intersticios de una columna de relleno o a la superficie del soporte inerte. En general, se utilizan para reducir la carga contaminante del agua, haciéndola pasar al filtro a través de la parte inferior, o superior dependiendo del caso, atravesándolo y realizando así el proceso de degradación anaerobia. En el caso de que el flujo sea descendente y las bacterias se fijan a la superficie de las placas de soporte estaremos ante el tipo película o lecho fijo.

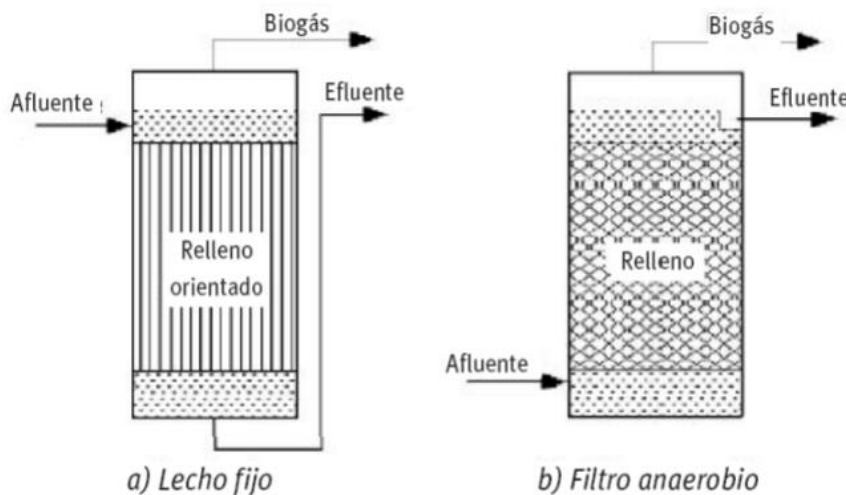


Ilustración 6. Esquema de un filtro anaerobio⁶

- Reactores con lecho de lodos: se basan en las propiedades de floculación de las bacterias metanogénicas, es decir, mientras exista un régimen hidráulico constante se formarán agrupaciones de bacterias de manera estratificada, situándose en la capa superficial los organismos que realizan las primeras fases de la degradación anaerobia mientras que en las capas interiores se encuentran otros organismos metanógenos.

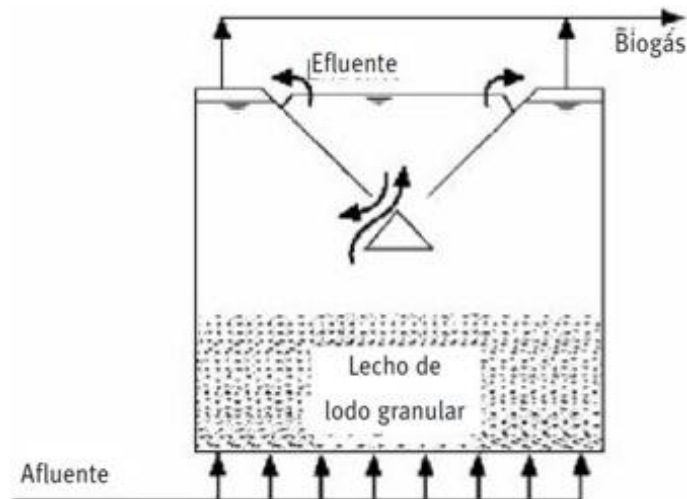


Ilustración 7. Esquema de un reactor con lecho de lodos⁷

- Reactores de lecho fluidificado: en este caso, las bacterias permanecen fijadas sobre partículas de material inerte y móvil a través del que se mantiene un flujo ascendente del fluido a tratar. Normalmente, se recircula el fluido para mantener el caudal adecuado. La eficacia de este tipo de reactor es superior a la de cualquier otro tipo desarrollado hasta el momento, además de presentar una gran estabilidad frente a cambios en los parámetros de operación.

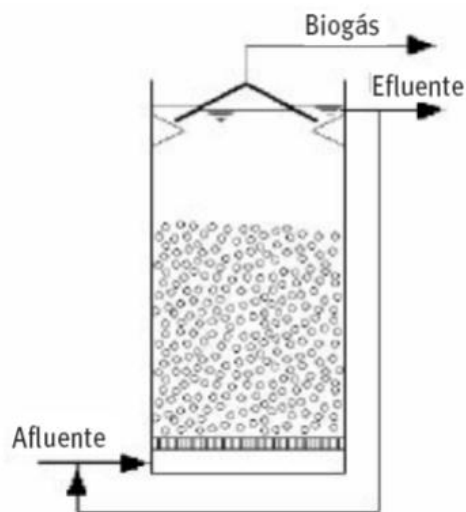


Ilustración 8. Esquema de un reactor de lecho fluidificado⁸

2.6 Acondicionamiento del biogás

Una vez obtenido el biogás, éste ha de ser purificado y acondicionado dependiendo del uso que se le vaya a dar.

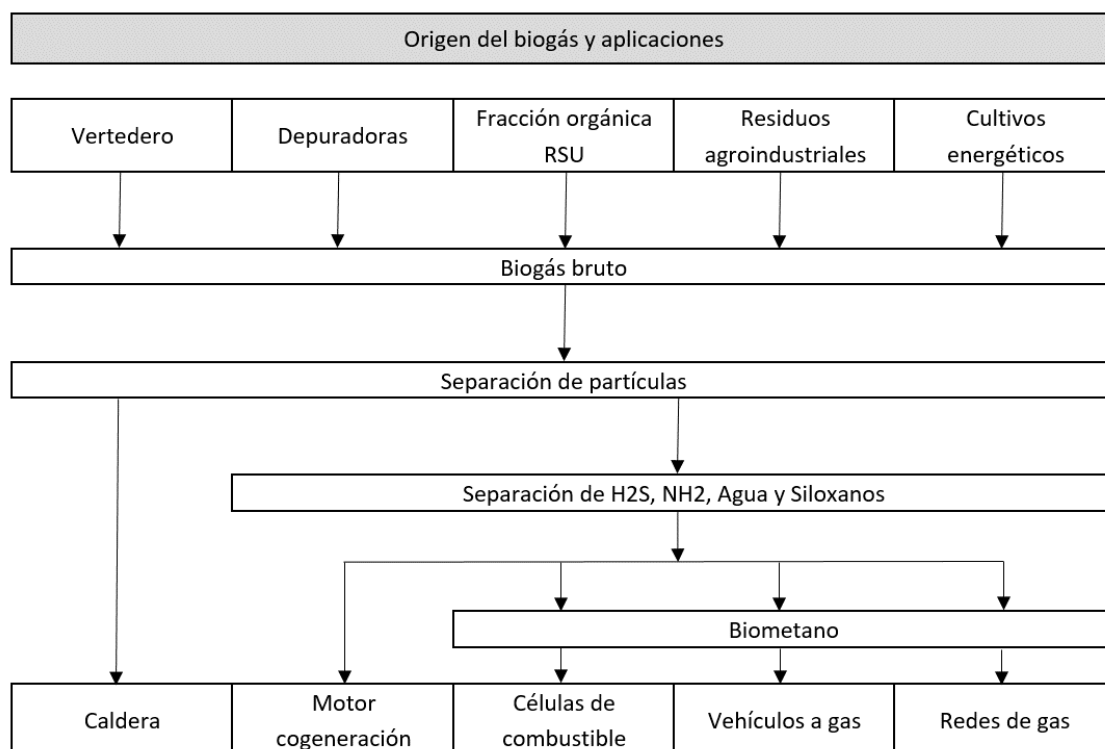


Ilustración 9. Usos del biogás según su grado de acondicionamiento⁹

Según esto, si su poder calorífico es bajo, se podrá utilizar para procesos de calefacción, para lo que es necesario eliminar el vapor de agua, polvo y siloxanos, quedando nitrógeno y dióxido de carbono sin tratar. En cambio, si el poder calorífico es alto, su utilización estará destinada a la inyección en la red de gas natural o como combustible para vehículos.

En el caso de buscar una alternativa para el gas natural, el biogás sufre un proceso de limpieza físico-químico o biológico en el que se eliminan los compuestos dañinos para la red de gas natural, los equipos, los usuarios finales y el medioambiente, es decir, sulfuros, dióxido de carbono, oxígeno, nitrógeno, polvo, siloxanos y vapor de agua. Posteriormente se da un proceso de enriquecimiento en el que se retira el CO₂ para ajustar el valor del poder calorífico y la densidad relativa para así cumplir las especificaciones del índice de Wobbe, el cual nos indica la intercambiabilidad entre gases.

Sufridas estas transformaciones, al producto resultante se le conoce como biometano.

Entre las diversas técnicas existentes para la purificación y enriquecimiento del biogás, destacan el lavado con agua, la adsorción por oscilación de presión y las tecnologías de membrana. En el caso de buscar un biogás de calidad similar a la del gas natural es necesario utilizar más de una de estas técnicas dependiendo de la naturaleza de la materia a partir de la cual se generó y de las condiciones de digestión.

Trataremos entonces, algunos de los métodos de purificación del biogás, ya que el abanico de tecnologías existentes es muy amplio.

2.6.1 Eliminación de agua

El biogás no tratado, suele estar saturado con agua. La cantidad de ésta depende de la temperatura, siendo menor cuanto menor sea la temperatura.

Los métodos existentes para la eliminación del agua están basados generalmente en la separación física del agua condensada y en el secado químico. Además, algunos de ellos pueden eliminar simultáneamente impurezas como espuma o polvo.

2.6.1.1 Métodos físicos

Este tipo de métodos tienen como objetivo evitar el contacto del agua con los equipos a los que pueda provocar corrosión. Se basan en la separación del condensado enfriando el biogás por debajo del punto de rocío.

La forma más sencilla consiste en eliminar el exceso de vapor a través de la refrigeración, bajando hasta 0,5°C - 1°C, ya que a temperaturas más bajas se dan problemas de congelación en el intercambiador de calor. En caso de que sea necesario utilizar temperaturas más bajas se comprime el gas antes de enfriarlo y luego se expande a la presión deseada.

Existen también otros métodos como los separadores de ciclón en los que las gotas de agua se separan utilizando fuerzas centrífugas, o mediante desnebulizadores, en los que las partículas de líquido se separan mediante una malla de alambre.

2.6.1.1 Métodos de secado químico

Este tipo de métodos se aplica a presiones elevadas ya que el rendimiento a presión atmosférica es menor.

- Secado por adsorción de vapor de agua sobre gel de sílice, alúmina o algunos componentes químicos.

El gas se presuriza y se hace pasar a través de una columna empaquetada con gel de sílice en la que se realiza la adsorción. Mientras, en otra columna en paralelo se realiza la regeneración evaporando el agua a través de la descompresión y del calentamiento.

Una parte del gas seco se hace pasar a través de la columna y se recicla a la entrada del compresor.

- Absorción de agua en trietilenglicol.

La absorción con glicol es uno de los métodos más comunes para la deshidratación de gas. El proceso consiste en hacer que el gas húmedo a alta presión a contracorriente entre en contacto con el líquido desecante en una columna absorbidora que puede ser de platos o con relleno estructurado o al azar.

La solución pobre en trietilenglicol entra por la parte superior de la columna y absorbe el agua del gas húmedo, saliendo el gas seco por la parte superior del absorbedor mientras que la solución rica en tetraetilenglicol sale por el fondo.

- Absorción de agua con sales higroscópicas.

En este caso se añade sal que se disuelve a medida que absorbe el agua proveniente del biogás. Posteriormente se extrae la solución saturada de sal por la parte inferior del recipiente.

Presenta el inconveniente de que la sal no se regenera, por lo que es necesario añadir sal para reemplazar la disuelta.

2.6.2 Eliminación de H₂S

El H₂S es tóxico y corrosivo, así como ambientalmente peligroso, ya que se convierte en dióxido de azufre por combustión. Debido a los daños que puede causar el H₂S en tuberías y motores, éste se elimina en los primeros pasos de purificación del biogás.

En general, los métodos de eliminación de H₂S pueden dividirse en métodos "in situ" o "ex situ", dependiendo de si se aplican en el interior o el exterior del biodigestor. La

elección del sistema más apropiado dependerá de las condiciones de operación del proceso y de factores económicos.

Por otra parte, otra posible clasificación se basa en el tipo de proceso según sea físico-químico o biológico.

2.6.2.1 Minimización de la producción de H₂S

El H₂S puede tratarse directamente en el digestor. El sulfuro puede oxidarse a azufre mediante la adición de aire u oxígeno puro o bien puede reaccionar con un ion metálico para formar un sulfuro metálico insoluble.

El primero de los casos se basa en la oxidación biológica del H₂S por un grupo de microorganismos que utilizan el CO₂ del biogás para cubrir sus necesidades.

Por otra parte, el cloruro de hierro puede dosificarse directamente en el digestor, el cual reacciona con el H₂S presente para formar FeS. El FeS, por su parte, aparecerá en forma de precipitados.

2.1.1.1 Tratamientos físico-químicos

Los procesos de desulfuración físico-químicos de corrientes de gas se clasifican en función de la concentración y el caudal de H₂S que hay que eliminar.

De este modo, para grandes cantidades de H₂S (>20 ton/día) se aplica el proceso de Claus, que consiste en un primer paso de combustión seguido de un conjunto de reactores catalíticos en cascada. En el primer paso se quema aproximadamente un tercio del H₂S que se trata bajo condiciones subestequiométricas de aire. El segundo paso consiste en una serie de reacciones catalíticas del SO₂ obtenido con alúmina o titanio como catalizadores. Como resultado se obtiene azufre de alta calidad (>99.9%) que puede ser comercializado directamente.

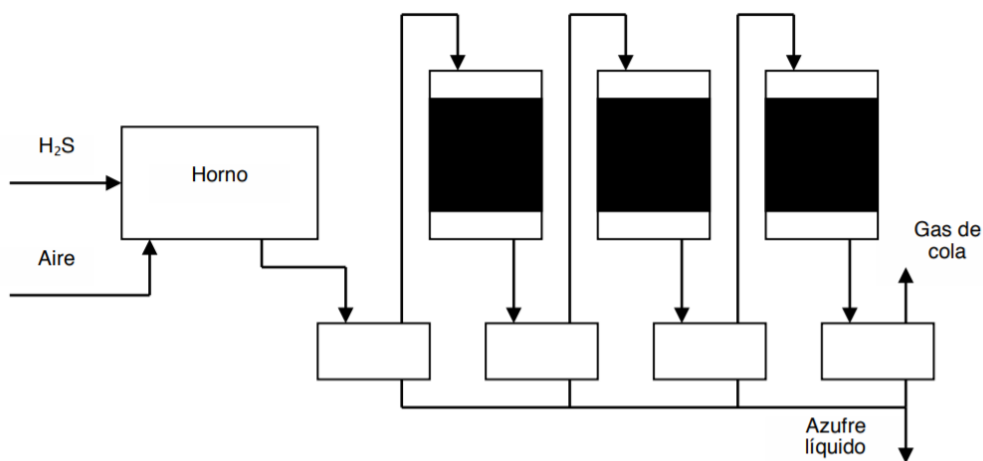


Ilustración 10. Esquema simplificado del proceso de Claus¹⁰

2.1.1.1 Tratamientos biológicos

Una de las alternativas a los métodos químicos de eliminación de H₂S son los procesos biológicos. La razón de buscar esta alternativa es debido al coste de los reactivos químicos, de la energía necesaria y los derivados de la eliminación de los desechos.

En los últimos tiempos se han desarrollado procesos que combinan procesos químicos y biológicos, siendo los más utilizados el método Shell-Paques y la eliminación de H₂S por absorción en Fe₂(SO₄)₃ con recuperación del reactivo mediante un reactor biológico.

En el método Shell-Paques, en una primera etapa se lleva a cabo la absorción de H_2S en una torre de lavado con una disolución alcalina y en la segunda etapa se produce una oxidación biológica hasta azufre.

Sin embargo, estos métodos presentan el inconveniente de la formación de azufre elemental, lo que puede causar problemas de obstrucción en los reactores, por lo que se trabaja en el desarrollo de alternativas sin etapa química. Los biofiltros percoladores son una de las tecnologías utilizadas.

Un biofiltro percolador consiste en un dispositivo impulsor que conduce el gas que hay que tratar a través de un reactor relleno de un material de soporte inerte. En este material de soporte, crecerán una serie de microorganismos formando una biopelícula.

El sistema dispone de una fase líquida que generalmente se alimenta de forma continua por su parte superior mediante la recirculación de la misma desde la parte inferior del reactor, de forma que esta circula a contracorriente a la fase gas. La fase acuosa es aportada y purgada por el sistema y actúa a su vez como aporte de nutrientes para un mejor control del crecimiento de biomasa en el sistema. El funcionamiento de un biofiltro percolador es altamente dependiente de la naturaleza del material de relleno.

Las principales ventajas de esta tecnología frente a otros tipos de reactores radican en la posibilidad de control del proceso biológico, en su gran estabilidad y en que permiten tratar mayores cargas de contaminante sin sufrir problemas de inhibición por acumulación de los productos de la degradación biológica de los contaminantes.

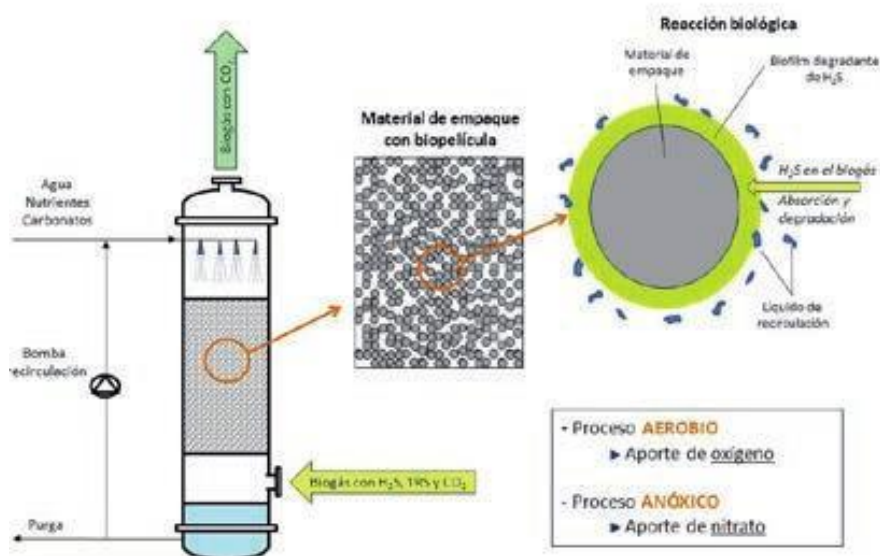


Ilustración 11. Esquema de un biofiltro percolador¹¹

2.6.3 Eliminación de siloxanos

Los siloxanos son un grupo de compuestos orgánicos que contienen un enlace Si-O y radicales orgánicos unidos al átomo de silicio. Se suelen utilizar en la elaboración de antiespumantes y productos farmacéuticos entre otros.

Los siloxanos se eliminan del biogás para impedir la deposición de sílice en el interior de las máquinas y evitar desgastes.

Actualmente no existe un método universal para eliminar los siloxanos. Sin embargo, investigaciones llevadas a cabo por Schweigkofler y Niessner demostraron que estos pueden ser eliminados por absorción física mediante la utilización de disolventes. Se realizaron exámenes de laboratorio para comparar la extracción con reactivos líquidos

y técnicas de adsorción con sólidos. Pese a ello, debido a la alta volatilidad de los siloxanos, su completa eliminación es difícil de alcanzar.

La absorción química es una solución a este problema, ya que mediante estos métodos los siloxanos se convierten en componentes de baja volatilidad. Aun así, las bases fuertes no pueden ser utilizadas debido a las grandes cantidades de carbonatos que se forman a consecuencia del alto contenido de CO_2 en el biogás y la utilización de ácidos puede ser problemática debido a su potencial corrosivo.

Una de las opciones más eficaces en la eliminación de siloxanos es la separación criogénica, observando que a -25°C la eficiencia de eliminación es del 25,9% mientras que a -70°C , la eficiencia pasa a ser del 99,3%.

La eliminación biológica de los siloxanos no es factible actualmente ya que existe un crecimiento muy lento de la biomasa.

2.6.4 Eliminación de CO_2

El enriquecimiento del biogás es un procedimiento que consta de varios pasos. Para alcanzar una calidad semejante a la del gas natural, después de eliminar el agua y los siloxanos es necesario eliminar el CO_2 , debido a que a medida que éste disminuye, disminuye la densidad relativa del biogás y se incrementa su valor calórico.

Dependiendo del uso que se le vaya a dar, será necesario un menor porcentaje de CO_2 , siendo su utilización como combustible para vehículos la aplicación más restrictiva.

2.6.4.1 Absorción con agua

Los métodos de absorción se utilizan normalmente en la purificación de biogás ya que son efectivos para un amplio rango de caudales.

Uno de los métodos más fáciles y económicos es utilizar agua como absorbente. El biogás se comprime y alimenta desde el fondo de una columna de lecho empacada y el agua presurizada es rociada desde la parte superior de la columna, siendo por lo tanto un proceso contracorriente. De esta forma el CO_2 se disuelve en el agua y sale por la parte baja de la torre.

Es un método muy empleado, ya que permite la eliminación simultánea de CO_2 y H_2S .

A la salida de la torre el CO_2 y el H_2S se expanden en un tanque flash donde la presión se reduce aumentando la temperatura.

2.1.1.1 Adsorción por oscilación de presión

El método de adsorción por oscilación de presión se utiliza para separar algunas especies de gas empleando presión en función de las características moleculares de éstas. Se basa en el hecho de que bajo alta presión los gases tienden a ser adsorbidos, de forma que cuanto mayor sea la presión más gas se adsorbe y cuando la presión es menor, el gas es liberado.

Por ejemplo, si una mezcla de gases, supongamos aire, se hace pasar a presión a través de una columna con un material adsorbente que atrae al nitrógeno con más fuerza que al oxígeno, el nitrógeno se quedará en el material adsorbente y el gas que sale estará enriquecido en oxígeno. Cuando el material adsorbente alcanza su máxima capacidad para adsorber nitrógeno, se reduce la presión liberando así el nitrógeno adsorbido.

2.1.1.1 Separación con membrana

El principio de separación mediante membrana se basa en que algunos componentes del biogás atraviesan la membrana mientras que otros son retenidos.

Los sistemas de membranas se suelen construir en módulos caracterizados por su geometría. Dependiendo de la aplicación requerida, la superficie de la membrana variará, requiriendo finalmente un cierto número de módulos. La alimentación entra en el módulo tangencialmente a la membrana y en el interior de este el flujo se divide en dos, el permeato, es decir el flujo que pasa a través de la membrana, y el retentato, o flujo que sale del módulo.

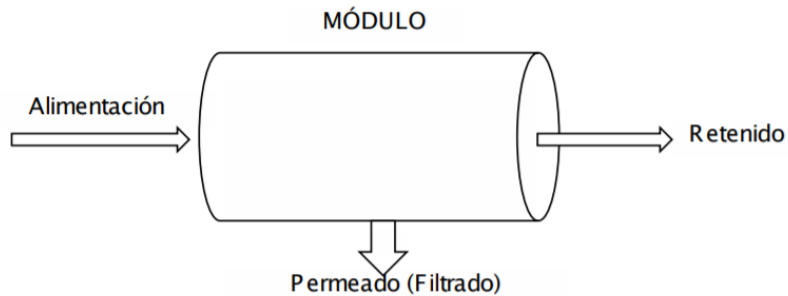


Ilustración 12. Esquema de separación mediante membranas¹²

El proceso industrial que engloba todas aquellas tecnologías por las que se produce la mejora del biogás al biometano para su inyección en la red de gas natural o para otros usos se denominan “upgrading”.

3. SITUACIÓN Y PERSPECTIVAS DEL USO DE BIOGÁS Y BIOMETANO EN LA UNIÓN EUROPEA

El aumento del uso del biogás como fuente de energía va cobrando peso a medida que se le otorga mayor importancia a las energías renovables como alternativa a las fuentes tradicionales. Según el CIEMAT, 1 m³ de biogás tiene un poder calorífico aproximado de 6.000 kcal, lo que se traduce en una equivalencia de 0.6 m³ de gas natural o 609 kWh de electricidad por ejemplo.

Las aplicaciones energéticas del biogás son, en general, las mismas aplicaciones que posee el gas natural, es decir, la generación de calor mediante combustión, la generación de electricidad, la integración en la red de gas natural, el combustible para vehículos y el combustible para pilas.

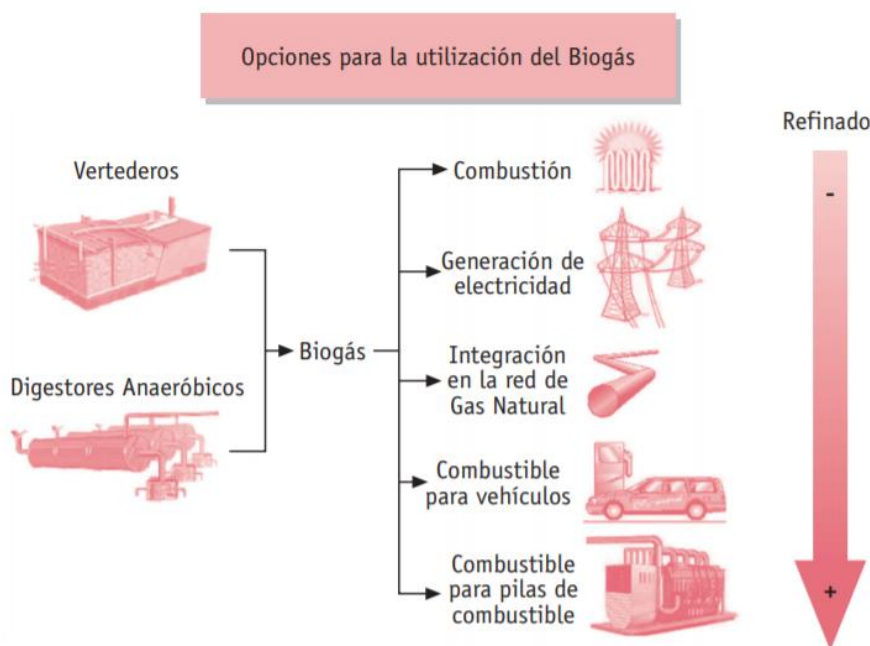


Ilustración 13. Opciones para la utilización del biogás¹³

Hoy en día, la aplicación más explotada del biogás es la combustión para producción de calor y la generación de energía eléctrica. Sin embargo existe un peso creciente del interés por su inyección en la red de gas natural.

En el marco de la Directiva 2009/28/CE, se definen las perspectivas de desarrollo del biogás para los países de la Unión Europea. En ella se establece el objetivo 20/20/20, que pretende reducir un 20% el consumo de energías primarias mediante una mayor eficiencia energética, reducir un 20% las emisiones de gases efecto invernadero y promover un 20% las energías renovables.

A esto se le ha de sumar que en cada país, un 10% de las necesidades del transporte deberán cubrirse mediante biocombustibles.

En relación con estas perspectivas de desarrollo, en la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo del 23 de abril de 2009 se cita:

“Teniendo en cuenta el importante potencial de ahorro en materia de emisiones de gases de efecto invernadero, la utilización de materias agrarias, como el estiércol y los purines, así como otros residuos de origen animal u orgánico para producir biogás ofrece ventajas medioambientales notables tanto en lo que se refiere a la producción de calor y de electricidad como a su utilización como biocarburantes. Como consecuencia de su carácter descentralizado y de la estructura de las inversiones

regionales, las instalaciones de biogás pueden aportar una contribución decisiva al desarrollo sostenible en las zonas rurales y ofrecer a los agricultores nuevas posibilidades de ingresos.”

En este sentido, los mayores productores de biogás de la Unión Europea son Alemania, Reino Unido e Italia. En la siguiente tabla se muestra un análisis de la producción de biogás en diferentes países de la Unión Europea. En esta clasificación, España ocupa la décima posición por detrás de Austria. Con los datos disponibles, en el año 2017, la producción de Alemania es de unas 7844,7 Ktep, lo que supone casi el triple de la producción del segundo clasificado de la tabla y aproximadamente un 50% del total de la producción Europea.

País	2016				2017			
	Biogás de vertedero	Biogás de EDAR	Biogás de otras fuentes	Total	Biogás de vertedero	Biogás de EDAR	Biogás de otras fuentes	Total
Alemania	83,5	464,3	7547,4	8095,2	132,0	460,4	7252,3	7844,7
Reino Unido	1400,8	303,4	948,6	2652,8	1277,1	311,6	1144,4	2733,1
Italia	365,5	53,1	1449,9	1868,5	349,8	53,5	1488,1	1891,4
Francia	290,1	25,4	473,3	788,8	311,1	27,4	561,0	899,5
República Checa	25,4	41,5	534,0	601,0	23,1	43,1	541,4	607,7
Países bajos	16,2	57,6	244,9	318,6	16,9	57,6	246,4	320,8
Polonia	57,6	119,8	83,7	261,1	48,0	115,0	117,5	280,6
Dinamarca	4,7	25,2	186,2	216,1	4,7	26,3	235,5	266,5
Austria	3,7	15,1	287,6	306,4	2,4	14,5	229,1	246,1
España	138,6	62,1	20,5	221,2	150,0	64,7	22,8	237,4
Bélgica	22,0	26,3	179,8	228,1	20,0	24,9	174,1	219,0
Suecia	6,7	75,6	91,2	173,5	4,7	78,6	94,6	177,8
Eslovaquia	11,9	10,6	129,4	151,8	9,9	12,5	130,1	152,5
Grecia	72,5	16,6	12,6	101,7	68,8	16,1	22,2	107,1
Letonia	7,8	2,6	79,5	89,9	8,1	2,4	82,7	93,2
Hungría	18,4	23,2	46,9	88,6	15,1	29,0	47,9	91,9
Portugal	68,2	2,7	9,4	80,3	73,5	3,0	8,6	85,1
Finlandia	22,8	15,1	25,0	62,8	20,9	16,1	31,4	68,4
Croacia	5,3	3,5	37,9	46,6	5,0	3,5	55,3	63,8
Irlanda	38,9	8,4	7,5	54,8	38,1	9,2	7,2	54,6
Bulgaria	0,1	0,2	59,7	60,0	0,0	2,8	44,0	46,8
Lituania	8,5	7,5	16,0	32,0	5,1	7,2	19,9	32,2
Eslovenia	3,7	2,2	24,3	30,2	1,9	2,1	21,8	25,7
Luxemburgo	0,0	2,3	17,6	19,9	0,0	1,8	18,7	20,5
Rumanía	0,0	0,0	17,7	17,7	0,0	0,0	18,0	18,0
Estonia	7,2	3,5	0,0	10,7	9,5	3,4	0,0	12,9
Chipre	0,0	0,6	11,1	11,8	0,0	0,7	11,4	12,0
Malta	0,0	0,0	2,0	2,0	0,0	0,0	2,4	2,4
EU	2679,9	1368,5	12543,5	16591,9	2595,6	1387,4	12628,8	16611,8

Tabla 1. Producción primaria de biogás en la Unión Europea medida en ktep¹⁴

A la vista de los resultados, se puede afirmar que la producción de biogás en la Unión Europea se distribuye entre los principales sectores productores en un 76,02% en plantas de recuperación de energía, expresado en la tabla 1 como “otras fuentes”, un 15,63% en vertederos y el 8,35% restante en plantas de tratamiento de aguas (EDAR).

Hay que destacar que dicha distribución varía dependiendo del país en el que nos encontremos en función de sus políticas nacionales. Así, por ejemplo, en el Reino Unido o en España, el biogás producido en vertederos es el principal del sector, mientras que en la mayoría de los países restantes, dominan las plantas de recuperación de energía.

Estudios llevados a cabo por EuroObserv'ER estimaban que en el año 2016 se produjeron unas 16.093,6 Ktep procedentes de biogás, sin embargo, con los datos obtenidos se observa que esta cifra es todavía mayor, con 16.591,9 Ktep. Para el año 2017 se observa una continuidad en el crecimiento de la producción de biogás, elevándose hasta las 16.611,8 Ktep.

En la mayor parte de los países europeos se implantaron y mantuvieron legislaciones de apoyo, llegando a más de 20000 plantas de biogás agroindustrial.

También hay que mencionar los proyectos de gas natural renovable o biometano, con una presencia de más de 600 plantas y un ritmo de puesta en servicio de casi una planta a la semana en algunos países como Francia.

Las estimaciones del potencial del biogás muestran grandes diferencias. El Instituto de Energía y Medio Ambiente en Leipzig calculó un potencial teórico para Europa de 166 Mtep en 2020, sin embargo, AEBIOM ha calculado el potencial de biogás en términos de origen de biomasa, estimándolo de manera más conservadora en casi 40 Mtep.

La diferencia entre los cálculos teóricos y los pronósticos se debe en parte a supuestos económicos y regulatorios sobre la disponibilidad de biomasa.

En base a lo expuesto, la electricidad relacionada con el biogás se estima en 64 TWh, es decir, 5,5 Mtep en 2020. Por su parte, para el mismo año, la producción bruta de calefacción y refrigeración a partir de biogás se estima en 5,1 Mtep y su presencia en el transporte es de aproximadamente 6TWh, unas 0,5 Mtep.

La estimación total del consumo final de energía a partir de biogás en 2020 es más de 11 Mtep, las cuales, al ajustar las eficiencias de conversión, corresponden con aproximadamente 28 Mtep de la producción de biogás primario.

Sin embargo, dadas las tendencias actuales, será muy difícil cumplir los objetivos de 2020. La recesión económica tiene un efecto negativo en todas las fuentes de energía renovable que dependen del apoyo del gobierno. Otros obstáculos importantes con respecto a los proyectos de biogás son los largos procedimientos administrativos y de aprobación, el financiamiento de proyectos en los que participan diferentes partes interesadas y la modificación de regulaciones.

En el caso de España, la industria del gas natural renovable necesita un marco estable similar a los establecidos en el resto de países europeos, generado a partir del reconocimiento del biogás como impulsor del desarrollo rural, sostenibilidad medioambiental y descarbonización de la energía, lo cual aporta un valor añadido para la sociedad, el medio ambiente y la industria nacional. De producirse, el sector experimentará un gran crecimiento en los próximos años.

Se han de sumar diversos estudios llevados a cabo por instituciones públicas y privadas como el IDAE, AEBIG o Enagás, que muestran el gran potencial existente en nuestro país, sobre todo en el área de la agroindustria. Entre los datos arrojados destacan:

- El proceso de descarbonización de la industria del gas, cuyo mejor aliado es el biometano.
- La madurez de las tecnologías de digestión y upgrading.
- El hecho de ser una de las industrias agroalimentarias más potentes de Europa, que genera miles de toneladas de residuos.

En cuanto al potencial de las distintas fuentes existentes, se han de distinguir tres tipos:

- Potencial total: derivado de las materias primas que pueden ser objeto de digestión anaerobia.
- Potencial accesible: parte del potencial que puede ser objeto de gestión
- Potencial disponible: parte del potencial una vez descontados los usos alternativos.

El análisis de este potencial se realiza con la división del biogás según su origen, entendiendo esto como el biogás de EDAR, el biogás de vertedero y, debido a un mayor grado de detalle en las fuentes consultadas, el biogás de otras fuentes analizado en la tabla 1, en este caso se disgrega en biogás de digestor de RSU y biogás agroindustrial. La disponibilidad de esta información acerca del potencial existente, se considera fundamental para evaluar si estas tecnologías son factibles y los costes de los objetivos que impone la Comisión Europea.

3.1 Biogás agroindustrial

Los residuos de las industrias alimentarias, también denominados IIAA, se dividen en dos grupos según su origen sea animal o vegetal. Para el cálculo de su potencial, según informes de ProBiogas, se han determinado sus potenciales medios estimados, considerando para este grupo que el potencial total coincide con el accesible. Como resultado, el potencial total de energía primaria de residuos de la industria alimentaria obtenido es de unas 367,5 ktep/año.

Igualmente, se ha calculado el potencial de las deyecciones ganaderas en base a diferentes parámetros, diferenciando las explotaciones intensivas de las extensivas según el número de cabezas de ganado por hectárea. Aquellas consideradas extensivas, son eliminadas del potencial accesible. Atendiendo a estas limitaciones, el potencial total obtenido es de 2.925,5 ktep/año, mientras que el potencial accesible es de 1.361,6 ktep/año.

Atendiendo a los productos procedentes de plantas de biocombustibles, se han tenido en cuenta los subproductos generados en plantas de bioetanol y biodiesel. Como en el primero de los casos expuestos, se considera el potencial total coincidente con el accesible y con un valor de 93,3 ktep/año.

Finalmente, se tienen en cuenta los residuos procedentes de la distribución alimentaria, obteniendo de este sector un potencial total de 81,4 ktep/año, del cual un 80% se considera accesible.

Una vez estimados los potenciales accesibles de cada sector, es necesario tener en cuenta aquellas aplicaciones que compiten con la producción de biogás por el uso de estas materias primas. De esta forma, tras aplicar diferentes porcentajes según la disponibilidad existente se obtienen los potenciales del biogás procedente de residuos agroindustriales.

	Potencial total	Potencial accesible	Potencial disponible
II.AA. (origen animal)	135,7	135,7	81,4
II.AA. (origen vegetal)	215,9	215,9	117,1
II.AA. (Lodos EDARI)	15,9	15,9	12,7
Deyecciones ganaderas	2925,5	1361,6	1130,3
Plantas de biocombustibles líquidos	93,3	93,3	18,7
Distribución alimentaria	33,8	27	27
HORECA*	47,4	37,9	37,9
TOTAL Biogás agroindustrial	3467,5	1887,3	1425,1

* HORECA: Hoteles, restaurantes y cafeterías

Tabla 2. Potenciales de biogás procedente de residuos agroindustriales (ktep/año) ¹⁵

3.2 Biogás de digestores de RSU

En este caso, el cálculo del potencial total se obtiene a partir de la estimación de generación de residuos para el año 2020, teniendo en cuenta el biogás que podría obtenerse del 44% de contenido en materia orgánica.

Para el cálculo del potencial accesible, se considera la separación en el origen para la correcta digestión de la fracción orgánica, ya que la presencia de materias no deseadas provocaría un descenso en el rendimiento de las instalaciones.

Finalmente, para el cálculo del potencial disponible, se tienen en cuentas otros usos como la producción de compost.

	Potencial total	Potencial accesible	Potencial disponible
Biogás de fracción orgánica de residuo sólido urbano (FORSU)	778,1	311,2	124,5

Tabla 3. Potenciales de biogás procedente de FORSU (ktep/año) ¹⁶

3.3 Biogás de lodos de EDAR

Todos los lodos de uso agrícola son susceptibles de ser utilizados en la producción de biogás, sin embargo, aquellos con destino a vertedero o incineración generan dificultades en su aprovechamiento, por lo que no se pueden considerar el 100% de su aprovechamiento en la digestión

Igual que en los casos anteriores, se considera potencial accesible aquella parte del potencial que puede ser objeto de gestión, en este caso, el 75%.

	Potencial total	Potencial accesible	Potencial disponible
Biogás de estaciones depuradoras urbanas de aguas residuales (EDAR)	164,4	123,3	-

Tabla 4. Potenciales de biogás procedente de lodos EDAR (ktep/año) ¹⁷

3.4 Biogás de vertedero

Al igual que en el caso del biogás de digestores de RSU, se han tenido en cuenta las previsiones de RSU para 2020, considerando en este caso el 65% en peso correspondiente a toda la fracción biodegradable.

El potencial accesible, por su parte, se obtiene en función de la cantidad de residuos biodegradables depositada en los vertederos para ese mismo año.

Para el cálculo del potencial disponible se tiene en cuenta el porcentaje de captación de biogás en el vertedero.

Con los datos disponibles en cuanto al potencial existente, y comparándolos con la producción primaria de biogás en España, se puede deducir que el grado de explotación de este recurso todavía dispone de una gran posibilidad de crecimiento.

	Potencial total	Potencial accesible	Potencial disponible
Biogás de vertedero	957,9	208,8	145,6

Tabla 5. Potenciales de biogás procedente de vertedero (ktep/año) ¹⁸

Por último, a la vista de los estudios realizados y del potencial existente, la Asociación Española de Biogás prevé la posibilidad de la entrada en tramitación de diversos proyectos de biogás a los largo de 2019 que comenzarán a ser realidades de 2020 en adelante.

Ejemplo de esto, es el acuerdo realizado entre Enagás y Ence, firmado el 6 de Noviembre de 2018, para el desarrollo de gas renovable a partir de biomasa, y cuyo objetivo es utilizarlo en la industria o inyectarlo directamente en la red de gasoductos.

Para Enagás, este acuerdo se enmarca en la apuesta por el desarrollo de las energías renovables en el proceso de descarbonización e impulso de la economía circular, por la que se pretende reducir tanto la entrada de materiales como la producción de desechos.

Para Ence, empresa líder en generación de energía renovable con biomasa, supone un avance en la contribución hacia la descarbonización a través de una nueva alternativa para el aprovechamiento de la biomasa.

A nivel de Europa, se pueden destacar algunos proyectos como el llevado a cabo por Systemic, desarrollando y probando tecnologías de recuperación de nutrientes múltiples. Systemic ha seleccionado las tecnologías más prometedoras y aspira a implantarlas en cinco plantas de digestión anaerobia para demostrar que la combinación de digestión anaerobia y recuperación de nutrientes constituye un requisito para una valorización económicamente viable de los residuos biológicos.

3.5 Usos del biogás

En la actualidad el biogás presenta múltiples usos, entre los que podemos destacar el empleo para la generación de electricidad, la obtención de calor por combustión directa, la utilización como combustible en vehículos, la aplicación en pilas de combustible y la integración en la red de gas natural.

3.5.1 Generación de electricidad

Respecto a la producción de electricidad, Alemania e Italia, producen el 66,91% de la energía eléctrica total producida en Europa a partir de biogás, mientras que el resto de países generan el 33,19% restante. España, por su parte, aporta un 1,44% al balance.

País	2016			2017		
	Centrales eléctricas	Centrales CHP	Total	Centrales eléctricas	Centrales CHP	Total
Alemania	9223,1	24480,4	33703,5	7911,0	25968,0	33879,0
Italia	3073,2	5185,5	8258,7	2961,1	5338,0	8299,1
Reino Unido	7024,6	711,1	7735,7	6937,2	784,6	7721,8
República Checa	49,2	2539,8	2589,0	41,3	2598,0	2639,3
Francia	661,2	1306,7	1967,9	382,3	1709,2	2091,5
Polonia	0,0	1027,6	1027,6	0,0	1096,4	1096,4
España	726,0	180,1	906,1	742,0	199,0	941,0
Bélgica	93,0	893,0	986,0	72,3	866,0	938,3
Países Bajos	34,0	958,8	992,8	29,7	893,6	923,3
Dinamarca	0,8	565,4	566,2	1,0	685,1	686,1
Austria	597,3	68,5	665,8	562,7	67,4	630,1
Eslovaquia	114,0	462,0	576,0	86,0	508,0	594,0
Finlandia	222,3	174,6	396,9	231,6	179,6	411,2
Letonia	0,0	396,9	396,9	0,0	405,4	405,4
Hungría	90,2	243,1	333,3	88,0	246,0	334,0
Croacia	26,4	211,0	237,4	24,1	285,6	309,7
Grecia	32,8	236,9	269,7	51,0	249,2	300,2
Portugal	267,8	16,7	284,5	269,6	16,9	286,5
Bulgaria	96,4	94,4	190,8	93,0	122,8	215,8
Irlanda	160,9	44,2	205,1	155,0	42,6	197,6
Eslovenia	2,3	139,8	142,1	1,1	129,0	130,1
Lituania	0,0	122,7	122,7	0,0	127,2	127,2
Luxemburgo	0,0	72,7	72,7	0,0	72,4	72,4
Rumanía	35,9	29,0	64,9	38,1	28,6	66,7
Chipre	0,0	52,0	52,0	0,0	51,8	51,8
Estonia	0,0	45,0	45,0	0,0	41,8	41,8
Suecia	0,1	11,0	11,1	0,0	11,0	11,0
Malta	0,0	8,3	8,3	0,0	9,7	9,7
EU	22531,5	40277,2	62808,7	20678,1	42732,9	63411,0

Tabla 6. Producción bruta de electricidad a partir de biogás en la Unión Europea (GWh) ¹⁹

Hace una década, apenas existían 6.000 plantas de biogás en Europa, pero según el último informe de la European Biogas Association, donde se recogen datos hasta el año 2016, el número de plantas de biogás ha aumentado año a año hasta situarse por encima de las 17.000 plantas en 2016, siendo especialmente fuerte el crecimiento entre 2010 y 2012.

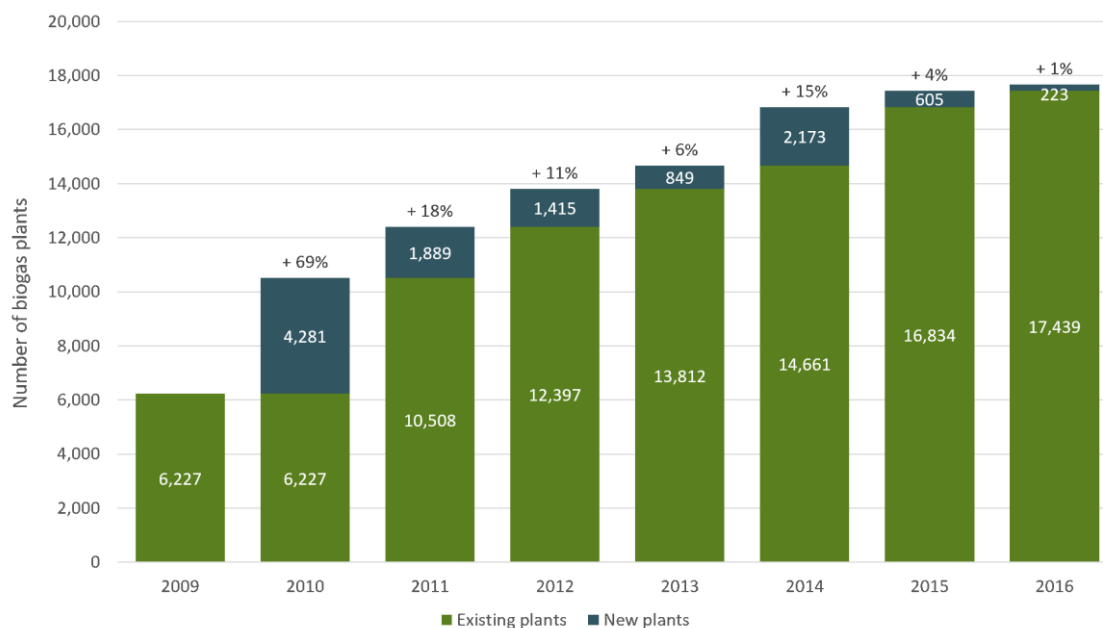


Ilustración 14. Evolución del número de plantas de biogás en Europa ²⁰

En el caso de España, el número de instalaciones operando se ha estancado en apenas 50, según los expertos, debido principalmente a una ausencia de incentivos a la generación eléctrica mediante biogás. Para llegar a la raíz de esta causa, se ha de buscar doce años atrás.

El Real Decreto 661/2007 estableció un sistema de remuneración de primas y tarifas garantizadas por 15 años y reconocía las diferentes tecnologías de generación eléctrica:

“Además, se prevé que ciertas instalaciones de tecnologías asimilables al régimen especial pero que por lo elevado de su potencia deban estar incluidas en el régimen ordinario, o bien, instalaciones térmicas convencionales que utilicen biomasa o biogás, puedan percibir una prima o un complemento, para fomentar su implantación, por su contribución a los objetivos del régimen especial.”

Sin embargo, con la llegada de la crisis, estos incentivos se acabaron a través del Real Decreto 1/2012.

“De acuerdo con lo expuesto se ha considerado oportuna la supresión de los regímenes económicos incentivadores para ciertas instalaciones de régimen especial y para ciertas instalaciones de régimen ordinario de las mismas tecnologías, así como la suspensión del procedimiento de preasignación de retribución para las mismas, de forma que pueda acometerse la resolución del problema del elevado déficit tarifario del sistema eléctrico en un entorno más favorable.”

De las 50 plantas operativas, 39 están acogidas al régimen retributivo mencionado, ya que la nueva normativa solo afecta a las plantas ya registradas en él. Las instalaciones posteriores no cuentan con ningún sistema de apoyo y han de comercializar la energía que producen a precio de mercado.

Esta razón, explica el escaso desarrollo de España respecto al resto de Europa.

No obstante, en lo relativo a la legislación, el año 2018 ha sido el más positivo en bastante tiempo.

Por una parte, el Real Decreto-Ley 15/2018 del 5 de octubre, establece que la energía autoconsumida de origen renovable, cogeneración o residuos está exenta de todo tipo de cargas y peajes.

Por otra parte, la Resolución del 8 de octubre de 2018 de la Dirección General de Política Energética y Minas, introduce modificaciones beneficiosas para el futuro del biogás, tales como la disminución del mínimo de metano, que pasa de un 95% a un 90%.

Ambos aspectos establecen un marco optimista en cuanto a la producción de electricidad a partir de biogás en el futuro.

El proyecto más relevante de biogás agroindustrial es el de la puesta en marcha de la planta de biogás de 4,5 MW de Biogastur, ubicada en Navia. Se estima, que mediante la puesta en marcha de este proyecto, se permitirá la eliminación anual de 34.000 toneladas de CO₂.

3.5.2 Obtención de calor por combustión directa

Otra de las aplicaciones actuales del biogás es su utilización para la generación de calor a través de su combustión.

De este modo, se puede emplear para calefacción y agua caliente, para incinerar o esterilizar desechos provenientes del sector médico o para lámparas o quemadores tanto de uso industrial como doméstico.

El principal inconveniente que presenta esta aplicación es la necesidad de ubicar la zona de consumo de calor lo más cerca posible de la zona donde se genera ya que, debido al poder calorífico que presenta, no puede ser transportado de forma rentable por tuberías.

Una de las principales aplicaciones de esta utilidad a nivel mundial es su uso para cocinar. Sin embargo, estimar su uso en este ámbito es un desafío, puesto que las unidades de digestión de biogás a menudo son de origen local y la provisión de energía resultante rara vez se mide.

En España, uno de los ejemplos más claros de combustión de biogás es el del vertedero central en el valle de la Zoreda. En un primer momento se construyeron chimeneas para canalizar el biogás producido y proceder a su combustión evitando olores y riesgos de incendios. Sin embargo, más adelante, se puso en marcha un sistema de captación del biogás y de aprovechamiento energético mediante motoalternadores que generan energía eléctrica, junto con un grupo de aprovechamiento independiente para producir vapor en una planta de subproductos cárnicos.

3.5.3 Utilización como combustible de vehículos

Una de las aplicaciones con más futuro para el biogás es su utilización como combustible para vehículos, puesto que el transporte representa el 30% del consumo de energía mundial.

A día de hoy existen vehículos que funcionan con gas natural y se estima que emiten un 20% menos de CO₂ que los que funcionan con gasolina o diésel.

El cambio al biogás como combustible es una de las opciones para la obtención de un transporte renovable, crucial para un futuro energético sostenible. La reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero se sitúan entre un 60% y un 80% en comparación con los combustibles fósiles como la gasolina o el diésel.

Sin embargo, para su utilización, éste ha de ser refinado para eliminar impurezas y elevar los niveles de metano hasta un 95% aproximadamente. Para ello, se han de utilizar algunas de las técnicas descritas en el apartado 2.6 en función de la composición del biogás y la capacidad de tratamiento.

Por lo general el biogás purificado, se transporta a estaciones de llenado a través de gasoductos públicos. Necesita por lo tanto, ser comprimido a la presión a la que opera la tubería.

Alternativamente, puede ser transportado a alta presión (200 - 250 bar) en camiones, botellas de gas o usado directamente en una estación de servicio en la ubicación de producción.

Para que el biometano pueda ser transportado en camiones, éste ha de cumplir con ciertos requisitos de calidad en cuanto al contenido de vapor de agua y metano. Además, su transporte por carretera implica costes adicionales de transporte y equipamiento, junto con otros costes derivados de la compresión en la estación de servicio. Por estas razones, este método no se utiliza normalmente a no ser que la situación lo requiera.

Para la inyección y transporte en el sistema público de distribución de gas, muchos países han establecido regulaciones que definen los requisitos de calidad de gas, así como las responsabilidades en la construcción, financiación y operación de la unidad de inyección en la red.

Para ser inyectado en un vehículo, el biometano ha de comprimirse por lo menos a 200 bares en la estación de recarga, para superar la presión de los tanques de combustible GNV (Gas Natural Vehicular).

Aparte de biometano comprimido, también puede suministrarse y usarse como combustible en forma de biogás licuado. Esta solución es especialmente interesante para el transporte pesado, ya sea en carretera o en barcos, ya que la energía almacenada es mucho mayor y se pueden alcanzar, por tanto, distancias mucho mayores con la misma capacidad de almacenamiento de combustible.

No existen muchas más alternativas disponibles para el transporte pesado en cuanto a combustibles renovables, por lo que parece una opción prometedora para el futuro, sin embargo, la licuefacción del biometano todavía es un proceso costoso.

Como el biometano tiene una calidad similar a la del gas natural, un automóvil de gasolina se puede convertir fácilmente a gas con la instalación de un segundo tanque de combustible, de manera que puede funcionar con gasolina o metano. El coste de este equipamiento es de unos 2.000€ aproximadamente. Estos vehículos se denominan bi-fuel.

En cuanto al rendimiento, el biometano aporta casi el mismo rendimiento que la gasolina, siendo el rango típico de un vehículo que funciona con este gas de unos 400km a 500km de autonomía. Sin embargo, un coche que funcione con biogás ahorra 2.600 kilos de emisiones de efecto invernadero al año en comparación con un coche de gasolina.

Hay que destacar que un motor que funcione con biometano puede alcanzar una relación de compresión más alta que un motor de gasolina estándar, por lo que ofrece una eficiencia energética ligeramente mejor que en el caso de la gasolina.

Este tipo de motores se usan habitualmente en vehículos comerciales livianos y en autobuses urbanos. Como ejemplo de esto, A Coruña tiene un autobús que se mueve con biometano obtenido de aguas fecales. Éste reposta en la EDAR de Bens y realiza la ruta Coruña-Sada. Según Carlos Lamora, Director General de la EDAR de Bens: *“Con el potencial energético que tiene esta depuradora que presta sus servicios a los municipios de Coruña, Arteixo, Cambre, Culleredo y Oleiros podríamos alimentar casi 90 autobuses al día”*.

La cantidad de GNV en todo el mundo ha aumentado en los últimos años y cada vez más países han establecido el uso del biometano como alternativa o combustible adicional para estos automóviles.

A nivel mundial, en el año 2015, existían 22,7 millones de vehículos a gas natural, teniendo todos ellos el potencial de funcionamiento con biometano.

En cuanto a la disponibilidad de la materia prima para la producción de este biogás, existen estudios a nivel mundial que muestran el potencial de producción a partir de cultivos energéticos, residuos municipales y subproductos animales en Europa, América Latina, América del Norte y Asia.

3.5.4 Aplicación en pilas de combustible

Las pilas de combustible son sistemas electroquímicos en los que se obtiene electricidad a partir de reacciones químicas. Está formada por un ánodo en el que se inyecta el combustible, normalmente hidrógeno, y un cátodo donde se sitúa el oxidante, como puede ser aire u oxígeno.

En la reacción llevada a cabo en la pila, a partir de hidrógeno y oxígeno, se obtiene vapor de agua además de electricidad. Al no producirse una combustión las emisiones contaminantes son muy reducidas.



Para la utilización del biogás en este tipo de pilas, primero este se suele transformar en hidrógeno mediante diferentes tipos de procesos.

El proceso más utilizado es el reformado con vapor de agua, aunque existen algunos sistemas en los que se emplea el reformado con CO_2 , o reformado seco, aprovechando el contenido de este gas en el biogás.

En el primero de los casos el metano presente en el biogás se transforma en gas de síntesis, es decir, en H_2 y CO , y posteriormente el CO se desplaza con vapor de agua para formar hidrógeno y CO_2 .

En el segundo caso, en lugar de utilizar vapor de agua, se utiliza CO_2 .

Esta tecnología comenzó a utilizarse en los años 90 en pilas de ácido fosfórico. El éxito obtenido sirvió de aliciente para considerar al biogás como una alternativa al hidrógeno o al metano.

A día de hoy, los mercados potenciales en los que se pueden utilizar las pilas de combustible son el transporte, el uso estacionario para generación distribuida, la generación centralizada en plantas de 100MW a 500MW y la cogeneración.

La hoja de ruta Europea en los próximos años pasa por incrementar la utilización de los combustibles derivados de la biomasa y desarrollar e implantar sistemas de producción de hidrógeno a partir de la electricidad renovable y la biomasa.

El desarrollo de tecnologías relacionadas con las pilas de combustible ayudaría a alcanzar ciertos objetivos que de otra manera sería complicado lograr. Así, se pretende reducir las emisiones provenientes del sector del transporte en un 40% para 2030, a sabiendas de que más del 30% de emisiones de CO_2 en la actualidad provienen de este sector. Además, la limitación del incremento de la temperatura global, requerirá reducir las emisiones de carbono más de un 50% con respecto a los niveles actuales.

Estos objetivos, hacen que el uso de la pila de combustible en los vehículos juegue un papel esencial

Sin embargo, hay que destacar que su utilización en la automoción está todavía poco desenvuelta, y en el caso de España, uno de los principales factores es la escasez de puntos de recarga, siendo objetivo llegar a 20 estaciones en 2020.

Como hecho destacable, Honda fue el primer fabricante en introducir un modelo de hidrógeno en el año 2008, consiguiendo una autonomía para 598 km.

Fuera del sector del automóvil, Navantia, en el año 2002, en colaboración con la empresa alemana MTU instaló en Cartagena una pila de combustible de carbonatos fundidos como base de un sistema de trigeneración con una potencia eléctrica y térmica de 250kW y 170 kW respectivamente. Esta pila se logró hacer funcionar de manera continua durante 20.000 horas con un alto grado de fiabilidad generando 2.500.000 kWh que serían consumidos por las instalaciones de las que dispone en esta localización. Por otra parte, la energía térmica obtenida (840.000 kWh) fue utilizada para producir agua caliente y para aire acondicionado.

Navantia también destacó la gran variedad de combustibles con los que la pila podría funcionar, entre ellos el biogás.

Finalmente, Emilio Nieto, director del Centro Nacional del Hidrógeno, expresa el potencial de España como productor y exportador de hidrógeno verde, sin embargo, señala que va muy por detrás con respecto a otros países europeos: *“En este país, no vamos al unísono; falta establecer mecanismos que creen sinergias entre la industria y la administración y no hay una estrategia clara para la distribución de hidrogeneras”*.

3.5.5 Integración en la red de gas natural

Tal y como se ha indicado anteriormente, el biogás puede introducirse en la red de gas natural, ya que, como el gas natural, está constituido principalmente por metano. De esta forma, cualquier equipo que funcione con gas natural puede hacerlo también con biogás sin la necesidad de realizar grandes modificaciones.

El upgrading a biometano y posterior inyección en la red de gas natural aumenta significativamente el potencial de mercado del biogás ya que los usuarios tradicionales del gas natural, como es el caso de centrales eléctricas, industrias y hogares, obtienen acceso a gas renovable.

La inyección de biogás en la red de gas natural proporcionaría, en muchos casos a nivel de Europa, una mayor seguridad de suministro y una menor dependencia de las importaciones, además de contribuir a los objetivos establecidos a cerca de las energías renovables.

Para su inyección, el biogás ha de ser depurado para alcanzar los requerimientos de calidad del gas natural, cumpliendo así los estándares de calidad nacionales. Esta purificación consiste en la eliminación de CO₂, H₂S, agua y partículas sólidas, aspectos que ya se han tratado previamente y que permiten la inyección segura del biogás. Además, se han de medir también la densidad de energía y el índice de Wobbe, agregar olor y regular la presión hasta el nivel requerido.

En algunos casos también se agrega propano al biogás si este no llega a cumplir con el poder calorífico requerido.

La Unión Europea apoya la producción e inyección de gas renovable y facilita la inyección directa en la red de gas mediante la legislación:

- Directiva 2009/73/CE (Normas comunes para el mercado interior del gas natural).
- Directiva 2009/28/CE (Promoción del uso de energía de fuentes renovables).
- Reglamento 994/2010 (Medidas para salvaguardar la seguridad del suministro de gas).

En la directiva 2009/73/CE se establece que las normas aplicadas al caso del gas natural se adoptarán también en el caso del biogás y otros tipos de gas en la medida que estos puedan ser segura y técnicamente inyectados y transportados a través de la red de gas natural.

En la directiva 2009/28/CE se establece que el coste de conectar nuevos productores de energía renovable debe de ser objetivo, transparente y no discriminatorio, además

de tener en cuenta el beneficio que estos productores aportan a los sistemas de electricidad y gas.

Esta misma directiva también establece que los Estados miembros garantizarán que el cobro de las tarifas de transmisión y distribución no discrimine al gas proveniente de fuentes de energía renovables.

Finalmente, en el Reglamento 994/2010, se establece que ha de tenerse debidamente en cuenta la necesidad de facilitar la integración del gas renovable en las redes de gas natural.

Pese a ello, los países productores de biometano han introducido estándares para la inyección o uso como combustible en vehículos muy diferentes. Para resolver este problema, la Comisión Europea ha otorgado al Comité Europeo de Normalización el mandato M/475 para la elaboración de normas europeas sobre biometano para la inyección en la red y su uso como combustible.

En Comité Técnico CEN/TC 408 formado sobre esta base comenzó a funcionar en 2011 y el resultado final de su trabajo fue publicado en 2016 y en 2017 en dos partes diferenciadas. Este estándar decidió subdividirse en dos partes debido a las diferencias existentes respecto a la calidad del biometano para aplicaciones de transporte e inyección en la red y las expectativas de la industria automotriz.

En 2016 se publicó la Parte 1 de la norma Europea EN 16723-2, referente a los requisitos del biometano inyectado en la red.

La Parte 2 fue publicada en 2017 y contiene la especificación de los requisitos y los métodos de prueba del combustible, bien sea gas natural o biometano, para el uso en vehículos motorizados.

3.5.5.1 Opciones de inyección

Existen una serie de aspectos técnicos a tener en cuenta antes de la inyección del gas renovable a la red. Entre ellos podemos destacar el control de los sistemas de inyección, los requisitos de medición o dónde podría llevarse a cabo la inyección.

Existen dos puntos en los que llevar a cabo la inyección del biogás: el sistema de transmisión o transporte, y el sistema de distribución.

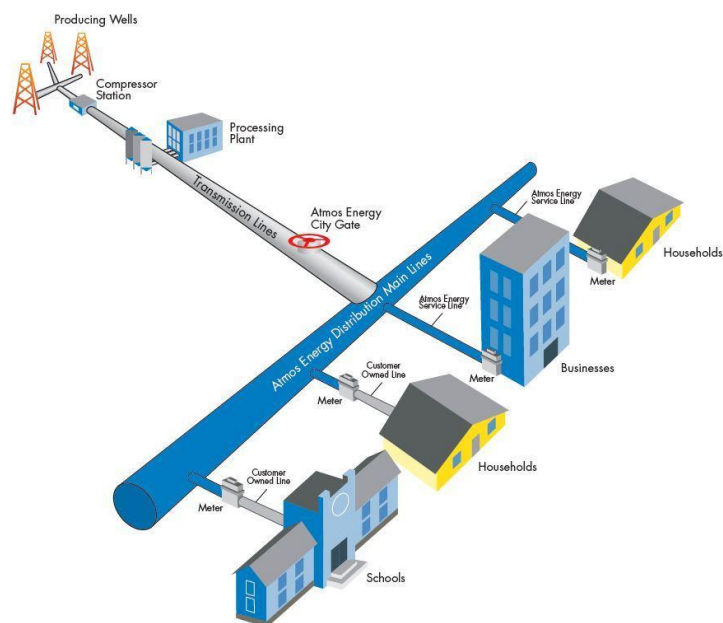


Ilustración 15. Esquema de una red de distribución de gas natural ²¹

- Inyección en el sistema de transmisión

El sistema de transporte o transmisión es la arteria principal de la red de gas, por lo que transporta grandes volúmenes de gas a alta presión. Para generar esta presión, se necesitan unas grandes plantas de compresión que garanticen que ésta sea suficiente para suministrar gas a todas las partes de la red, satisfacer la demanda y mantener los niveles de presión de gas en márgenes seguros.

A modo de reflexión, podemos ver que la presión del biogás inyectado en el sistema de transmisión ha de ser más alta que la del inyectado a nivel de distribución, lo que se traduce en unos mayores costes de compresión para el productor que inyecta en el sistema de transmisión.

Sin embargo, existen ciertas ventajas en el caso de la inyección a nivel de transmisión, ya que es posible aceptar pequeños volúmenes de biogás que no cumplen los estándares normales de calidad del gas. Esto es debido a que el pequeño porcentaje mezclado sería prácticamente despreciable frente al volumen mucho mayor con el que se mezcla, el cual sí cumple con las normas.

De la misma manera, la odorización puede no ser necesaria si la cantidad que se inyecta es pequeña con respecto al volumen de gas que circula por el sistema de transmisión y que sí se odORIZA.

Sin embargo, si se inyectan grandes proporciones de biogás podrían verse afectados los estándares generales de calidad del gas, por lo que si inicialmente se aceptaron ciertos estándares para la planta de biogás, estos deben cambiar conforme aumenten las cantidades de biogás inyectadas.

Pese a todo, es poco probable que cualquier ahorro operacional relacionado con los estándares de calidad del gas supere el aumento del coste debido a los requisitos de compresión. Es por ello que la mayoría de las plantas de biogás se conectan al sistema de distribución, aunque también existe la posibilidad, por razones de ubicación entre otras, de que una planta de biogás prefiera conectarse a nivel de transmisión.

A día de hoy, se espera que existan pocos casos de inyección de biogás a nivel de transmisión, de forma que se tratan de forma individual, evaluando la conexión, los costes y los requisitos técnicos.

En el futuro, si el número de plantas de biogás que se conectan a la red es muy elevado puede ser necesario inyectar el biogás en el sistema de transmisión ya que la inyección a gran escala en la red de distribución llevaría a concentraciones mucho más altas de biogás aguas abajo.

- Inyección en el sistema de distribución

El sistema de distribución funciona a una presión más baja y está diseñado para mover volúmenes de gas más pequeños que el sistema de transmisión.

Se debe tener en cuenta que no en todas las líneas de distribución se podrá inyectar biogás, ya que estas plantas funcionan de manera continua.

Muchas líneas de distribución alimentan pequeñas empresas y clientes domésticos, cuya demanda depende del clima, por lo que, en general, ésta cae en los meses de verano. Si la cantidad de biogás inyectado excediera la demanda del gasoducto y el sistema no fuese capaz de extraer el gas inyectado, las presiones aumentarían, representando un riesgo para la seguridad. Consecuentemente, los niveles mínimos de demanda en la línea de distribución limitan el tamaño de la planta de biogás que se puede implantar en cualquier punto de la red. Si una planta tiene sus propias instalaciones de almacenamiento de biogás, se le puede permitir la conexión a tuberías donde el nivel mínimo de demanda es bajo.

Con lo dicho, los puntos donde la conexión directa será más rentable son los que cumplan uno o ambos criterios expuestos a continuación:

1. Proximidad a la red de distribución.
2. Proximidad a áreas de consumo de gas durante todo el año.

Siendo preferible el cumplimiento de ambos puntos.

- Instalaciones de inyección centralizadas

Las instalaciones centralizadas son otra alternativa para la producción e inyección de biogás. Esta opción facilitaría la producción de biogás especialmente en lugares donde la conexión directa a la red no es posible.

Además, los costes operativos por unidad de gas procesado, junto con los de conexión a la red, serían menores y sería más fácil monitorear la calidad del gas para hacer cumplir los estándares de seguridad.

Existen dos modelos para una instalación de biogás centralizada.

En el primero de los casos los pequeños productores de materia prima para biogás entregarían el producto a una planta de procesamiento central. La digestión y la inyección se realizarían desde esta ubicación central y hacia todos los múltiples productores.

Alternativamente, los productores podrían tener sus propias plantas de digestión y, posteriormente, entregar el biogás a la instalación centralizada para su procesamiento. En esta instalación todo el biogás se trataría para convertirlo en biometano y luego se inyectaría en la red.

En cualquiera de las tres opciones expuestas, las cantidades de biogás inyectadas deberán medirse, tanto volumétrica como caloríficamente.

3.5.5.2 Calidad del gas y seguridad

- Calidad del gas

En lo que respecta a Europa, se ha elaborado la normativa europea para la calidad del biometano. Esta normativa ha sido desarrollada por el comité técnico europeo de normalización CEN/TC 408 según Mandato M/475 de la CE.

Todo el biogás que se inyecta en la red de gas natural debe cumplir con estas normas por razones de seguridad y para evitar daños en las infraestructuras y aparatos. Con todo, se podría prever cierta flexibilidad en el cumplimiento de calidad para aquellas plantas conectadas a la red de transmisión como anteriormente se ha explicado.

Uno de los parámetros más significativos de la calidad del gas es el índice de Wobbe, que indica el valor energético del gas. Por esto, el biogás inyectado deberá ajustarse dentro de un rango del índice de Wobbe establecido para que sea compatible con todos los aparatos, bien sean industriales o bien sean domésticos, conectados a la red.

Una desviación en el índice de Wobbe podría activar la válvula de cierre de la conexión a la red de la planta y bloquear su suministro, ya que puede que no sea seguro que ciertos aparatos operen con un gas cuyo índice esté fuera del rango especificado.

Por otra parte, en caso de que el biogás no cumpla con el índice de Wobbe requerido, es posible inyectarle propano.

Otros parámetros a controlar son, por ejemplo, el oxígeno presente ya que este puede conducir a la corrosión y formación de azufre en la red. Dependiendo del país, el porcentaje permitido será diferente, así, en España, el máximo permitido será 0.3% molar si el biogás se inyecta en la red de transporte o 1% molar si se inyecta en la red

de distribución; en Irlanda, el Código de Operaciones especifica que un gas no debe de contener más del 0.2% molar de oxígeno en el punto de entrada.

A nivel europeo, el reglamento aparece especificado en la UNE-EN 16723-1:2017, que en su Parte 1, trata las especificaciones para la inyección de biometano en la red de gas natural. En el anexo 1 se muestran los requisitos comunes y métodos de ensayo aplicables para el biometano en el punto de entrada de las redes de gas.

En el anexo 2 se incluyen los requerimientos para la inyección de biometano en España, establecidos en la Resolución del 8 de octubre de 2018 de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifican las normas de gestión técnica del sistema NGTS-06, NGTS-07 y los protocolos de detalle PD-01 y PD-02.

- Odorización

El gas natural posee poco o ningún olor, por lo que a todo gas presente en la red debe de inyectársele algún tipo de odorante para que las fugas puedan detectarse. El biogás que se añada a la red de gas natural deberá de ser odorizado antes de su inyección.

- Instalaciones de seguridad

Para cumplir con las obligaciones de seguridad y proteger la red de gas, las plantas de biogás cuentan con ciertas características de seguridad.

Por una parte, las plantas de biogás cuentan con una válvula de seguridad de cierre, la cual, si se detecta algún problema relacionado con la calidad del gas o la presión se cierra impidiendo la inyección a la red.

Por otra parte, se instalan cromatógrafos para realizar un monitoreo continuo del biogás inyectado y comprobar que éste cumple con los estándares establecidos.

El productor de biogás debe tener acceso a los datos arrojados por el cromatógrafo para permitir que se tomen las medidas necesarias para corregir cualquier problema de calidad.

3.5.5.3 Situación actual y perspectivas

La infraestructura de gas desempeña un papel clave en el sistema energético actual de la Unión Europea, ya que conecta los puntos de producción de gas propios, así como los puntos de importación en las fronteras y los puntos de entrada de las terminales de GNL con los centros de demanda de toda Europa.

Esta infraestructura se utiliza actualmente para transportar y distribuir el 20% del consumo de energía primaria de la UE, lo que equivale a unos 5.000 TWh.

El gas transportado proporciona una forma de energía flexible y almacenable que se utiliza principalmente para calefacción, calefacción industrial, centrales eléctricas de gas y producción de químicos. Cerca del 30% del gas se transporta y distribuye a consumidores finales y el resto se importa a través de grandes conductos a Rusia, Noruega, el Norte de África y algunas zonas del resto del mundo.

Estas redes fomentan la seguridad del suministro y la diversificación de las fuentes de energía.

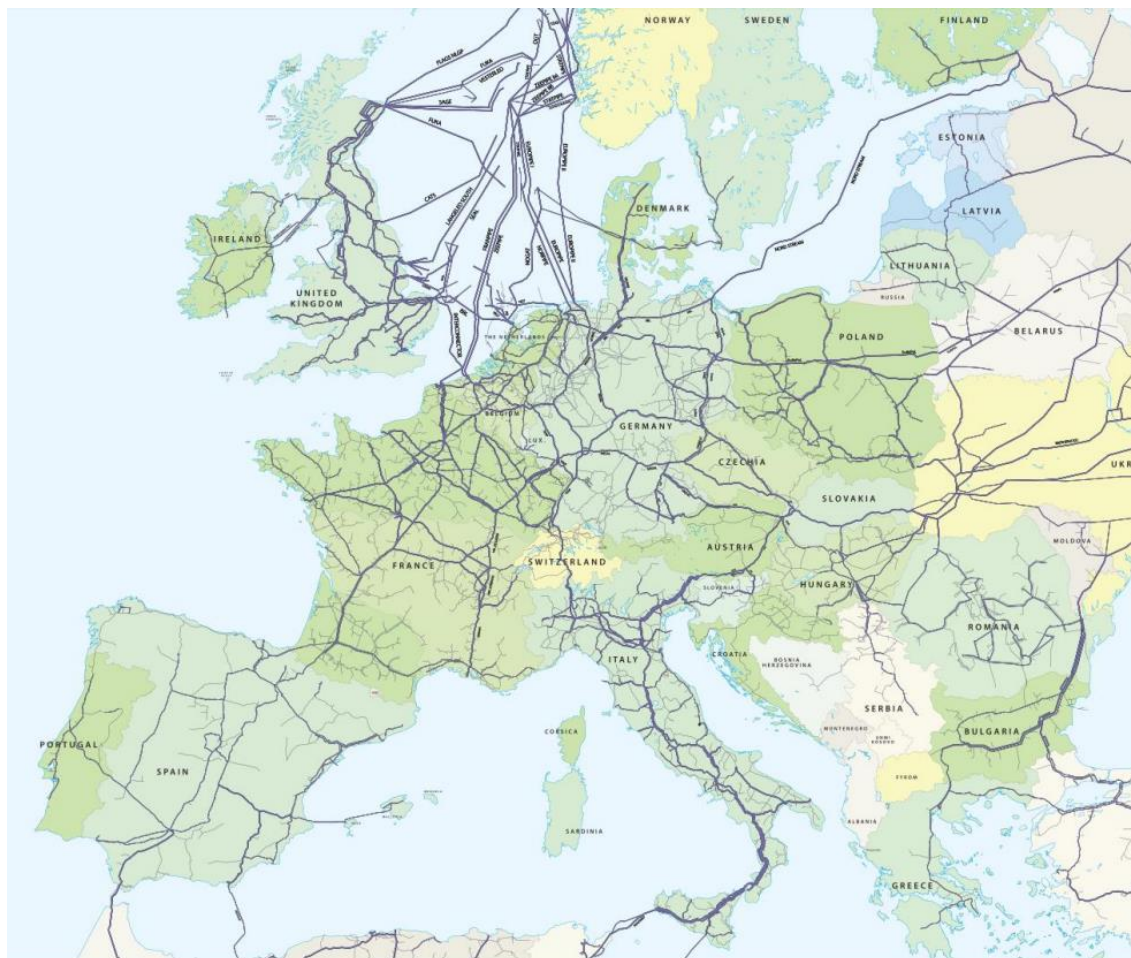


Ilustración 16. Red de gas Europea ²²

La red de transmisión cuenta con aproximadamente 260.000 km de tuberías de alta presión, utilizadas para el transporte a larga distancia bien para importar gas desde fuera de la UE o bien para interconectar redes nacionales de los Estados miembros de la UE. Muchas de las líneas de transmisión consisten en múltiples tuberías paralelas para dotar a la red de la capacidad de responder a la demanda cuando sea necesario.

Las redes de media y baja presión, utilizadas para suministrar gas a los consumidores finales, consisten en aproximadamente 1,4 millones de kilómetros de tuberías.

Por otra parte, el almacenamiento de gas es necesario para garantizar la seguridad del suministro de energía y permitir la correcta respuesta ante las variaciones de demanda entre invierno y verano. Estos almacenamientos están conectados en su mayoría a los sistemas de transmisión de alta o media presión, siendo menos usual que se conecten a las redes de baja presión.

Las estaciones de compresión garantizan que se mantenga la presión requerida en las redes de gas, por lo que, normalmente, se requiere una estación cada 200km de tubería, aunque en las tuberías de importación de gas, que recorren largas distancias a muy altas presiones, puede ser necesario situarlas cada 100km.

El sector del biometano está menos desarrollado que el del biogás. En 2011, Europa poseía 187 plantas que transformaban biogás en biometano, sin embargo, el número de plantas creció rápidamente en los siguientes años, alcanzando las 497 en el año 2017 y con Alemania, Suecia y Francia como los países con mayor evolución.

A pesar de la baja producción de biometano en los últimos años, se prevé que ésta se desarrolle enormemente en los próximos años. El escenario de la Revolución Verde de

ENTSOG pronostica que el biometano representará un tercio de la producción propia de Europa en el 2037.

Hacia el año 2050 existen estudios que prevén que exista una oferta y una demanda significativas de gas renovable y bajo en carbono. La infraestructura de gas es de vital importancia para conectar la oferta y la demanda y, por lo tanto, facilitar ahorros en los costos del sistema energético.

Uno de los estudios aludidos, llevado a cabo por Navigant, propone dos posibles escenarios ante el aumento en el uso de la electricidad.

Por una parte, el escenario de “gas mínimo”, incluye una cantidad de 69 TWh de biometano para proporcionar calor industrial y materia prima. Este escenario elimina gradualmente la demanda de gas en el sistema energético a excepción del biometano utilizado en la industria. En consecuencia parte de la infraestructura de gas no se utilizará, por lo que se puede retirar del servicio.

Por otra, el escenario de “gas optimizado”, prevé que se utilizarán 1.710 TWh de hidrógeno verde y metano renovable en todos los sectores económicos, lo que se traduce en un 60% del consumo actual de gas natural.

Se prevé que el biometano se utilice principalmente para la producción de electricidad y el calentamiento de edificios que ya cuenten con una conexión a gas.

Así, la infraestructura de gas existente, se utilizará para transportar y distribuir metano renovable e hidrógeno. En general, la red actual tendrá suficiente capacidad para transportar y distribuir los volúmenes requeridos, con excepción de algunas situaciones específicas en las que se necesita su expansión. Esto permite proporcionar una segunda vida útil a los activos existentes, evitando costes de desmantelamiento y, como se mencionó anteriormente, la existencia de tuberías paralelas permite que parte se puedan usar para el transporte de biometano y parte para el transporte de hidrógeno.

3.5.5.4 Parque tecnológico de Valdemingómez (España)

En el año 2000 se comenzó a aprovechar el biogás producido en el vertedero de Valdemingómez, situando al sur de la ciudad de Madrid, en el distrito de Villa de Vallecas, para producir electricidad.

Este aprovechamiento ha ido evolucionando con la valorización del biogás como biocombustible y su transformación en biometano y, a día de hoy, se ha trasladado el aprovechamiento tradicional en producción de electricidad hacia su empleo como gas vehicular y su inyección en red.

El complejo de Valdemingómez cuenta con tres instalaciones para el tratamiento de la materia prima utilizada para la producción de biogás y su posterior inyección en la red de transporte de alta presión o producción eléctrica.

Por una parte, la planta de biometanización de las Dehesas dispone de cinco digestores en los que se pueden tratar hasta 161.000 t/año de residuos.

Por otra parte, la planta de biometanización de La Paloma dispone de cuatro digestores en los que se puede procesar hasta 108.175 t/año de residuos.

Finalmente, en la planta de tratamiento del biogás de biometanización se transforma el biogás generado en las dos plantas anteriores para su introducción en la red de transporte de alta presión. En esta planta se llevan a cabo los procesos de purificación, secado y compresión.

El proceso de purificación centra sus esfuerzos en la absorción del sulfuro de hidrógeno (H₂S) y del dióxido de carbono (CO₂) mediante un lavado con agua del que ya se habló anteriormente.

Posteriormente, el secado, se lleva a cabo mediante un proceso PSA/TSA a presiones y temperaturas fluctuantes que seca el gas y retira impurezas para su segura inyección en la red.

Por último, existe un sistema de compresión que eleva la presión del biometano obtenido hasta un máximo de 72 bares para su inyección en la red de alta presión.

En el año 2017 en la planta de tratamiento del biogás de biometanización, se procesaron 17,4 millones de Nm³ de biogás, lo que supuso la inyección en la red de un total de 8,2 millones de Nm³ de biometano.

4. CONCLUSIONES

El biogás y, particularmente, el biometano es un combustible atractivo que resulta de gran interés para respaldar la transición de los combustibles convencionales hacia una energía limpia y renovable.

Según un estudio del consorcio Gas for Climate, el uso de gas renovable en las infraestructuras gasistas existentes sería un aspecto clave en la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, pudiendo alcanzar niveles nulos de emisiones en el año 2050.

Uno de los objetivos de futuro de la sociedad es llegar a una economía libre de emisiones, por lo que una de las opciones existentes es el apoyo a la industria del gas renovable. Para esto, sobre todo a nivel español, es fundamental que existan incentivos para desarrollar la tecnología necesaria, ya que a día de hoy no existe una barrera tecnológica, sino una barrera de competitividad. La tecnología necesaria tiene un coste que impide que el gas renovable pueda competir con el gas fósil, pues resulta aproximadamente tres veces más caro.

En el mismo informe de Gas for Climate, se incluye la posibilidad de aumentar la producción de gas renovable en la Unión Europea hasta los 122 mil millones de metros cúbicos. El uso de este gas combinado con electricidad renovable puede llevar a un ahorro de 138 mil millones de euros al año frente a un proceso de descarbonización en el que no se tiene en cuenta el gas renovable.

Costes en miles de millones de euros para	Sector	Sin gas renovable	Con gas renovable	Ahorro estimado
Climatización	Residencial	210	173	37
Aislamiento	Residencial	180	159	21
Producción de energía para calefacción	Residencial	61	67	-6
Coste de infraestructura de gas	Infraestructuras	20	24	-4
Distribución de electricidad	Infraestructuras	31	30	1
Transmisión de electricidad	Infraestructuras	70	65	5
Infraestructura para calefacción	Infraestructuras	37	37	0
Producción de electricidad	Energía	386	302	84
Total		995	857	138

Tabla 7. Costes anuales y diferencia de costes para 2050 en los escenarios con gas renovable y sin gas renovable expresado en miles de millones de euros²³

El uso de gas renovable supondría aproximadamente un 14% de ahorro en costes respecto al escenario sin gas renovable.

A pesar de que en general, las plantas de biogás se asocian a un alto coste de inversión, la producción de biogás presenta numerosos beneficios, ya que se trata de una energía renovable y controlable, pues no depende del sol, del viento ni de otros factores que presenten una variabilidad que afecte a su producción. Su producción puede ser deslocalizada, lo que permite ubicar las plantas de producción en las zonas donde más se necesite y, además, su utilización reduce la emisión de gases de efecto invernadero y permite una mejor gestión de los residuos.

En resumen, los gases renovables pueden desempeñar un papel fundamental en el nuevo modelo de sociedad hacia el que se dirigen la mayoría de países y que se basa en el concepto de la economía circular. En este tipo de economía, el valor de los

Conclusiones

José Javier González Pérez

productos, materiales y recursos pretenden mantenerse durante el mayor tiempo posible reduciendo así al mínimo la generación de residuos.

Desde esta perspectiva, el subproducto de una industria se convierte en materia prima para otra y, atendiendo a lo expuesto, este hecho es especialmente relevante en la obtención del biogás.

5. REFERENCIAS

- ¹ Michael T. Madigan; John M. Martinko; Jack Parker: *Brock Biología de los microorganismos*, 10ª Edición, Ed. Pearson Prentice Hall. ISBN 84-205-3679-2. Página 152.
- ² Elaboración propia a partir de: *El sector del biogás agroindustrial en España*, Madrid, 16 de septiembre de 2010, elaborado por miembros de la mesa de biogás, página 8.
- ³ IDAE, Madrid, octubre de 2007, *Biomasa: Digestores anaerobios*. Depósito Legal: M-45366-2007. ISBN-13: 978-84-96680-21-0. Página 26.
- ⁴ IDAE, Madrid, octubre de 2007, *Biomasa: Digestores anaerobios*. Depósito Legal: M-45366-2007. ISBN-13: 978-84-96680-21-0. Página 26.
- ⁵ IDAE, Madrid, octubre de 2007, *Biomasa: Digestores anaerobios*. Depósito Legal: M-45366-2007. ISBN-13: 978-84-96680-21-0. Página 26.
- ⁶ IDAE, Madrid, octubre de 2007, *Biomasa: Digestores anaerobios*. Depósito Legal: M-45366-2007. ISBN-13: 978-84-96680-21-0. Página 28.
- ⁷ IDAE, Madrid, octubre de 2007, *Biomasa: Digestores anaerobios*. Depósito Legal: M-45366-2007. ISBN-13: 978-84-96680-21-0. Página 28.
- ⁸ IDAE, Madrid, octubre de 2007, *Biomasa: Digestores anaerobios*. Depósito Legal: M-45366-2007. ISBN-13: 978-84-96680-21-0. Página 28.
- ⁹ Elaboración propia a partir de: David Gabriel; Hugo Sierra: *Purificación y usos del biogás*, primera edición: abril de 2017, Universitat Autònoma de Barcelona. Depósito legal: B-2677-2017. ISBN 978-84-490-6961-1. Página 41.
- ¹⁰ David Gabriel; Hugo Sierra: *Purificación y usos del biogás*, primera edición: abril de 2017, Universitat Autònoma de Barcelona. Depósito legal: B-2677-2017. ISBN 978-84-490-6961-1. Página 52.
- ¹¹ David Gabriel; Hugo Sierra: *Purificación y usos del biogás*, primera edición: abril de 2017, Universitat Autònoma de Barcelona. Depósito legal: B-2677-2017. ISBN 978-84-490-6961-1. Página 59.
- ¹² David Gabriel; Hugo Sierra: *Purificación y usos del biogás*, primera edición: abril de 2017, Universitat Autònoma de Barcelona. Depósito legal: B-2677-2017. ISBN 978-84-490-6961-1. Página 75.
- ¹³ Ma José Cuesta Santianes; Francisco Martín Sánchez; Gemma Vicente Crespo; Susana Villar Fernández: *Situación actual de la producción de biogás y de su aprovechamiento*, CEIM, Madrid 2017, ISBN: 978-84-612-9487-9. Página 76.
- ¹⁴ Adaptación Eurostat: *Supply, transformation and consumption of renewable and wastes*, 21 de mayo de 2019 [en línea]. Disponible en: https://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_cb_rw&lang=en
- ¹⁵ IDAE, *Informe de sostenibilidad ambiental del Plan de Energías Renovables 2011-2020*, [en línea]. Disponible en: https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_ISA-Anexo_IV_Potenciales_2011_06_30_3def5f59.pdf. Página 15.
- ¹⁶ IDAE, *Informe de sostenibilidad ambiental del Plan de Energías Renovables 2011-2020*, [en línea]. Disponible en: https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_ISA-Anexo_IV_Potenciales_2011_06_30_3def5f59.pdf. Página 16.
- ¹⁷ IDAE, *Informe de sostenibilidad ambiental del Plan de Energías Renovables 2011-2020*, [en línea]. Disponible en:

Referencias

José Javier González Pérez

https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_ISA-Anexo_IV_Potenciales_2011_06_30_3def5f59.pdf. Página 16.

¹⁸ IDAE, *Informe de sostenibilidad ambiental del Plan de Energías Renovables 2011-2020*, [en línea]. Disponible en: https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_ISA-Anexo_IV_Potenciales_2011_06_30_3def5f59.pdf. Página 17.

¹⁹ Adaptación EurObserv'ER: *The state of renewable energies in Europe*, Edition 2018, 18th EurObserv'ER Report, March 2019, ISSN 2555-0195. Página 46.

²⁰ EBA Statistical Report 2017

²¹ Adaptación Ing. Bautista Rodas, Jose Ernesto: *Ingeniería del Gas Natural, Una Estrategia para la Industrialización del Gas Natural Boliviano* [en línea]. Disponible en: <https://www.slideshare.net/gersontorrez/ingeniera-del-gas-natural>. Página 5.

²² Navigant: *Gas for Climate. The optimal role for gas in a net-zero emissions energy system*, 18 March 2019 [en línea]. Disponible en: https://www.gasforclimate2050.eu/files/files/Navigant_Gas_for_Climate_The_optimal_role_for_gas_in_a_net_zero_emissions_energy_system_March_2019.pdf. Página 76.

²³ Gasactual nº 147 Abril/Junio 2018. Página 38.

²⁴ Anexo 1. UNE-EN 16723-1:2017

²⁵ Anexo 2. BOE-A-2013-185 Protocolo de detalle PD-01

²⁶ Anexo 2. BOE-A-2018-14557

6. FUENTES CONSULTADAS

David Gabriel; Hugo Sierra: *Purificación y usos del biogás*, primera edición: abril de 2017, Universitat Autònoma de Barcelona. Depósito legal: B-2677-2017. ISBN 978-84-490-6961-1.

Betzabet Morero; Eduardo Gropelli; Enrique A. Campanella: *Revisión de las principales tecnologías de purificación de biogás*, Universidad Nacional del Litoral. Disponible en: <https://core.ac.uk/download/pdf/158829583.pdf>

Gasactual nº143 abril/junio 2017, página 37.

IDAE, BESEL, S.A, Madrid, octubre de 2007, *Biomasa: Digestores anaerobios*. Depósito Legal: M-45366-2007. ISBN-13: 978-84-96680-21-0 [en línea] Disponible en: https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_10737_Biomasa_digestores_07_a996b846.pdf

Linares Enríquez, Alejandro; López Sánchez, Marco Antonio; Caballero Torres, Pablo: *Diseño y control de un biorreactor tipo batch para la generación de biogás*, Revista de Ciencias Naturales y Agropecuarias, Diciembre, 2017, Vol.4, No. 13 [en línea] Disponible en: http://www.ecorfan.org/bolivia/researchjournals/Ciencias_Naturales_y_Agropecuarias/vol4num13/Revista_de_Ciencias_Naturales_y_Agropecuarias_V4_N13_2.pdf

FAO 2011, Prof. María Teresa Varnero Moreno, Santiago de Chile: *Manual de biogás*. ISBN 978-95-306892-0 [en línea]. Disponible en: <http://www.fao.org/3/as400s/as400s.pdf>

Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural Marino: *El sector del biogás agroindustrial en España*, Madrid, 16 de septiembre de 2010, elaborado por miembros de la mesa de biogás [en línea]. Disponible en: https://www.mapa.gob.es/es/ganaderia/temas/requisitos-y-condicionantes-de-la-produccion-ganadera/DOCBIOGASVersion21-09-2010_tcm30-110139.pdf

M^a José Cuesta Santianes; Francisco Martín Sánchez; Gemma Vicente Crespo; Susana Villar Fernández: *Situación actual de la producción de biogás y de su aprovechamiento*, CEIM, Madrid 2017, ISBN: 978-84-612-9487-9 [en línea]. Disponible en: [http://213.229.136.11/bases/ainia_probiogas.nsf/0/FC08010A98DEE05AC12576030022B6B2/\\$FILE/VT17_Situacion_actual_produccion_biogas_y_aprovechamiento.pdf](http://213.229.136.11/bases/ainia_probiogas.nsf/0/FC08010A98DEE05AC12576030022B6B2/$FILE/VT17_Situacion_actual_produccion_biogas_y_aprovechamiento.pdf)

DIRECTIVA 2009/28/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 23 de abril de 2009. Disponible en: <https://www.boe.es/doue/2009/140/L00016-00062.pdf>

EuroObserv'ER: *Biogas barometer*, Noviembre de 2017

Observ'ER; ECN; RENAC; Frankfurt School of Finance and Management; Fraunhofer ISI; Statistics Netherlands: *The State of Renewable Energies in Europe*, Edition 2018, 18th EuroObserv'ER Report, March 2019, ISSN 2555-0195.

EBA Statistical Report 2017 [en línea]. Disponible en: <http://european-biogas.eu/2017/12/14/eba-statistical-report-2017-published-soon/>

BOE-A-2007_10556, Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial [en línea]. Disponible en: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2007-10556>

BOE-A-2012-1310, Real Decreto, de 27 de enero por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía

eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos [en línea]. Disponible en: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2012-1310>

Asociación Española de Biogas (AEBIG), 24 enero, 2019: *Biogás, balance anual del sector en 2018 y expectativas para 2019* [en línea]. Disponible en: <http://www.aebig.org/aebig/biogas-balance-anual-del-sector-2018-expectativas-2019/>

Asociación Española de Biogas (AEBIG), 24 enero, 2019: *Biogás agroindustrial: resumen del 2018 y previsiones para el 2019. Luz al final del túnel* [en línea]. Disponible en: <http://www.aebig.org/aebig/biogas-agroindustrial-resumen-del-2018-previsiones-2019-luz-al-final-del-tunel/>

IRENA (2018), *Biogas for road vehicles*: Technology brief, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

IRENA (2017), *Biogas for domestic cooking*: Technology brief, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi

Pérez Martínez, Marta; Cuesta Santianes, M^aJosé; Núñez Crespí, Sylvia; Cabrera Jiménez, Juan Antonio: *Utilización de biogás en pilas de combustible*, Ciemat, Marzo 2008.

IDAE, *Informe de sostenibilidad ambiental del Plan de Energías Renovables 2011-2020*, [en línea]. Disponible en: https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_ISA-Anexo_IV_Potenciales_2011_06_30_3def5f59.pdf

Floris van Foreest, *Perspectives for Biogas in Europe*, Oxford Institute for Energy Studies, December 2012, ISBN 978-1-907555-63-3 [en línea]. Disponible en: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2012/12/NG-70.pdf>

Enagás: *El biogás en la práctica: Aspectos técnicos y legales de la inyección de biogás en la red de gas natural. Proyecto Valdemingómez*, 26 enero 2017 [en línea]. Disponible en: <http://www.fundaciongasnaturalfenosa.org/wp-content/uploads/2016/12/6.-Ana-Bel%C3%A9n-Juara-Presentaci%C3%B3n-Murcia.pdf>

Krzysztof Biernat: *Biofuels – State of development*, IntechOpen 2018, ISBN 978-1-78923-346-9.

Comission for Energy Regulation (CER): *Biogás injection into the Natural Gas Grid*, September 2013 [en línea]. Disponible en: <https://www.cru.ie/wp-content/uploads/2013/07/cer13209-biogas-injection-consultation-paper.pdf>

Navigant: *Gas for Climate. The optimal role for gas in a net-zero emissions energy system*, 18 March 2019 [en línea]. Disponible en: https://www.gasforclimate2050.eu/files/files/Navigant_Gas_for_Climate_The_optimal_role_for_gas_in_a_net_zero_emissions_energy_system_March_2019.pdf.

Patricia Bacchetti, Gasactual nº 147 Abril/Junio 2018.

Retema, Especial Bioenergía 2018: *Parque Tecnológico de Valdemingómez, producción, y valorización de biogás en la ciudad de Madrid*

7. ANEXOS

7.1 Anexo 1

Generalidades.

El gas natural, el biometano y las mezclas de estos destinados a la inyección en las redes de gas natural deben estar libres de cualquier constituyente o impureza distintos de los descritos en esta norma, en la medida de que no pueden ser transportados, comercializados o utilizados sin un ajuste o un tratamiento de calidad. En el caso de que aparecieran otros componentes y/o impurezas puede ser necesario obtener una aprobación de la autoridad competente legítima para definir los riesgos aceptables en el territorio del punto de inyección.

Condiciones de referencia normalizadas.

Salvo que se establezca lo contrario, todos los volúmenes se indican para el gas seco real en las condiciones de referencia normalizadas ISO de 15°C y 101,325 kPa.

Salvo que se establezca lo contrario, todos los poderes caloríficos e índices de Wobbe se indican para el gas seco real en las condiciones de referencia normalizadas ISO de:

- 15°C (combustión);
- 15°C y 101,325 kPa (medida).

En la evaluación de conformidad con esta norma europea los parámetros se deberían determinar directamente en las condiciones de referencia normalizadas ISO. Si las propiedades están disponibles únicamente en otras condiciones de referencia y no se conoce la composición real del gas, la conversión a las condiciones de referencia normalizadas ISO se debe realizar utilizando el procedimiento descrito en la Norma EN ISO 13443.

Requisitos aplicables y métodos de ensayo para la inyección de biometano en la red de gas natural.

El biometano debe cumplir los requisitos de la Norma EN 16726 para los parámetros comunes y los requisitos de la tabla 8 sólo para los parámetros específicos del biometano. La evaluación de los criterios para la salud para el biometano es compleja y depende de las materias primas del biogás y del proceso de enriquecimiento y purificación. Como resultado, se recomienda que los contaminantes a especificar y los límites a aplicar se evalúen a un nivel nacional utilizando una metodología apropiada. Un ejemplo de dicha metodología se expone en el informe Técnico CEN/TR *Valores límites propuestos para los contaminantes en el biometano basados en los criterios de evaluación de la salud* (W100408007).

La tabla 8 recoge los requisitos comunes para la inyección en los sistemas de gas H y L. En la red de gas H (high calorific-gas), el porcentaje de metano es elevado, situándose entre el 87% y el 99,1% en volumen. Por el contrario, en la red de gas L (low calorific-gas) el porcentaje de metano se sitúa entre el 79,8% y el 87% en volumen.

Para la inyección en los sistemas de gas L, se deben aplicar cuando sea apropiado requisitos nacionales para el índice de Wobbe, la densidad relativa y el CO₂.

Parámetro	Unidad	Valores límite ^a		Método de ensayo (informativo)
		Mín.	Máx.	
Silicio volátil total (como Si)	mgSi/m ³		0,3 a 1 ^b	EN ISO 16017-1:2000 TDS-GC-MS
Aceite del compresor		c		ISO 8573-2:2007
Impurezas de polvo		c		ISO 8573-4:2001
Compuestos clorados		-	d, e	EN 1911:2010
Compuestos fluorados			d	NF X43-304:2007 ISO 15713:2006
CO	% mol	-	0,1 ^f	EN ISO 6974- serie
NH ₃	mg/m ³		10	NEN 2826:1999 o VDI 3496 Blatt 1:1982-04 NF X43-303:2011
Aminas	mg/m ³		10	VDI 2467 Blatt 2:1991-08

a Los valores límites son absolutos, el número de decimales no deben implicar la exactitud de los métodos de ensayo.

b Esta norma propone un rango de valores límites para los siloxanos. Los estudios han demostrado que la exposición continua al 100% de biometano durante 15 años debería requerir una especificación tan baja como 0,1 mg Si/m³. Sin embargo, un límite establecido en este nivel presentaría dificultades en términos de medición analítica (los límites actuales de cuantificación son en el mejor de los casos 0,10 mg Si/m³, lo que implicaría establecer un límite de 0,30 mg Si/m³). Además, esto no reconocería los efectos mitigantes de dilución del metano inyectado el gas natural. Se sugiere por tanto que el valor límite a aplicar [en un acuerdo de entrada a la red] se debería acordar entre el productor del biometano y el transportador del gas [operador de la red] teniendo en cuenta tanto el rendimiento de los métodos analíticos actuales como las oportunidades de dilución a través, por ejemplo, de los estudios de capacidad. Véase el anexo C para una mayor información sobre los regímenes de monitorización.

c El biometano debe estar libre de impurezas diferentes de los límites "mínimos" de aceite del compresor y de impurezas de polvo. En el contexto de esta norma europea "mínimos" significa una cantidad que no convierte en inaceptable el biometano para su transporte y su uso en las aplicaciones del usuario final.

d Véase el Informe Técnico CEN/TR *Valores límites propuestos para los contaminantes en el biometano basados en los criterios de evaluación de la salud* (WI 00408007).

e Los haluros de alquilo son sustancias principales en el sentido de que el valor límite dado a los haluros proporciona automáticamente un valor límite satisfactorio de flúor, compuestos que contienen cloro - la medida se realiza en haluros.

f El límite 0,1% se ha tomado del Reglamento CLP (CE) n° 1272/2008.

Tabla 8. Requisitos comunes y métodos de ensayo aplicables para el biometano en el punto de entrada a las redes de gas²⁴

Se pueden aplicar métodos distintos de los listados en la columna de normas aplicables en la tabla 8, siempre que se pueda demostrar y validar su aptitud para el objetivo.

7.2 Anexo 2

Todo gas introducido en los puntos de entrada del Sistema Gasista, deberá cumplir con las especificaciones de calidad de la siguiente tabla:

Propiedad	Unidad	Mínimo	Máximo
Índice de Wobbe	kWh/m ³	13,40	16,06
PCS	kWh/m ³	10,26	13,26
Densidad relativa		0,555	0,7
S Total	mg/m ³	-	50
H ₂ S + COS (como S)	mg/m ³	-	15
RSH (como S)	mg/m ³	-	17
O ₂	mol %	-	0,01
CO ₂	mol %	-	2,5
H ₂ O (Punto de rocío)	°C a 70 bar (a)	-	2
HC (Punto de rocío)	°C a 1-70 bar (a)	-	5
Polvo/Partículas	-	Técnicamente puro	

Tabla 9. Especificaciones de calidad del gas introducido en el Sistema Gasista expresada en las condiciones de referencia 0°C, 1,01325 bar²⁵

Además, los gases procedentes de fuentes no convencionales, tales como el biogás, el gas obtenido a partir de biomasa u otro tipo de gas producido mediante procesos de digestión microbiana deberán cumplir con las especificaciones de calidad reflejadas en la tabla:

Propiedad	Unidad	Mínimo	Máximo
Metano (CH ₄)	% (molar)	90	-
CO	% (molar)	-	2
H ₂	% (molar)	-	5
Compuestos halogenados: flúor/cloro	mg/m ³	-	10/1
amoniaco	mg/m ³	-	3
Mercurio	mg/m ³	-	1
Siloxanos	mg/m ³	-	10
Benceno, Tolueno, Xileno	mg/m ³	-	500
Microorganismos	-	Técnicamente puro	
Polvo/Partículas	-	Técnicamente puro	

Tabla 10. Especificaciones de calidad del gas procedente de fuentes no convencionales introducido en el sistema gasista y expresada en las condiciones de referencia 0°C, 1,01325 bar²⁶

En relación con el contenido de O₂ del biogás inyectado en las redes, la inyección de biogás deberá de cumplir lo siguiente:

- Inyección de biogás en redes de transporte

Con carácter general, se aceptará la inyección de biogás en la red de transporte con un contenido de O₂ hasta el 0,3 mol % siempre que concurren simultáneamente las siguientes circunstancias en el punto de inyección:

1. El contenido en CO₂ no deberá superar en ningún momento el 2 mol %.
2. El punto de rocío de agua no deberá superar en ningún momento los menos ocho grados centígrados (-8 °C).

3. El volumen de inyección de biogás en la red de transporte troncal nunca excederá de 5.000 m³ /h (en condiciones de referencia). Para volúmenes mayores y en todo caso para el resto de puntos de entrada al sistema gasista de transporte, el volumen máximo de inyección de biogás se determinará para cada caso concreto en función de la calidad y el volumen del gas vehiculado de la red a la que se conecte, por el titular de la misma y se comunicará a la Dirección General de Política Energética y Minas, al GTS y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

- Inyección de biogás en redes de distribución.

Con carácter general se aceptará la inyección de biogás en la red con un contenido de O₂ hasta el 1 mol % siempre que concurren simultáneamente las siguientes circunstancias en el punto de inyección:

1. El contenido en CO₂, no deberá superar en ningún momento el 2 mol %.
2. El punto de rocío de agua no deberá superar en ningún momento los menos ocho grados centígrados (-8 °C).

Cuando la inyección tenga lugar en la red de distribución y no se cuente con las instalaciones necesarias para evacuar el gas a la red de transporte, el distribuidor comunicará al usuario el caudal máximo que podrá inyectar. A los efectos del cálculo del caudal máximo admisible, el titular de la red de distribución podrá solicitar información al Gestor Técnico del Sistema o a los titulares de redes de distribución en cascada.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia resolverá las discrepancias que puedan presentarse entre agentes en los puntos de inyección de biogás en la red de distribución.

En aquellos casos en los que la inyección del biogás se realice a través de una estación de regulación y medida, a los efectos de cumplir las exigencias anteriormente expuestas en relación a la calidad del gas, se medirán las características del gas en el punto de salida de la estación de regulación y medida en la que el biogás es inyectado.

