



Biometano,
energía
verde para
un **presente**
sostenible



Presentación

Tras la primera publicación de la Fundación Redexis centrada en el hidrógeno renovable, hemos elaborado este segundo informe sobre una fuente de energía que ya es una realidad en España y en Europa: El Biometano.

En un entorno regulatorio europeo y nacional donde con cada vez mayor intensidad se exigen a las empresas y a la sociedad, medidas encaminadas a la reducción de emisiones y al desarrollo de una economía sostenible, la producción y el uso del biogás y el biometano representa a la perfección la idea de economía circular: Reducir, Reciclar y Reutilizar.

Son varias las ventajas que representa el biometano para lograr las metas de emisiones impuestas en el corto, medio y largo plazo, así como para paliar la fuerte inflación derivada de la crisis de Ucrania.

La UE aspira a ser neutra desde el punto de vista climático en 2050, es decir, una economía con cero emisiones netas de gases de efecto invernadero. Este objetivo se hace especialmente complicado de cumplir en determinados sectores como el transporte en largas distancias, el marítimo y el aéreo, así como en procesos industriales altamente intensivos o incluso para aportar calor residencial o industrial. El biometano tiene la capacidad de descarbonizar la economía a la vez que proporciona una seguridad del suministro, por lo que su rol será el de sustituir el gas natural en el medio y largo plazo.

Asimismo, se trata de una fuente de energía con una potencia de producción inexplorada pudiendo alcanzar entre los 20 a 60 TWh al año, lo que supondría cubrir entre el 5 y 15% del consumo actual de gas natural en España. Además de esto, se debe de poner de relevancia, que el coste de producción del biometano es similar al del hidrógeno verde o azul, situándose entre los 40€/80 € Mwh.

España cuenta ya con toda la regulación necesaria para poner en marcha proyectos de biometano, a través de los cuales producir e inyectar posteriormente en las redes existentes de gas natural. La aprobación de la Hoja de Ruta del Biogás por el Consejo de ministros en 2022, así como el sistema de garantías de origen para los gases renovables, hace que una economía que cuente con el biometano como fuente de energía verde deje de ser una quimera, para ser una realidad.

Índice

03

Bienvenida

06

Presentación

07

Bloque 1 **Introducción al biogás**

- 1.1. Definición
- 1.2. Recorrido histórico del biogás
- 1.3. Proyectos de biogás de acuerdo con el sustrato digerido

21

Bloque 2 **Cadena de valor del biogás/biometano**

- 2.1. Recursos para la obtención del biogás.
- 2.2. Producción de biogás
- 2.3. Almacenamiento y distribución en redes de gas
- 2.4. Usos finales
- 2.5. Gestión del digerido
- 2.6. Otros agentes involucrados
- 2.7. Creación de empleo

37

Bloque 3 **Tecnologías para la producción de gas renovable**

- 3.1. Digestores convencionales
- 3.2. Digestores con retención de biomasa
- 3.3. Digestores de biomasa fija
- 3.4. Producción de biometano

57

Bloque 4 **Situación actual del biogás**

- 4.1. Realidad del biogás/biometano en España y en Europa
- 4.2. Análisis por país
- 4.3. Potencial del biogás y biometano
- 4.4. Claves del desarrollo del biogás en España

69

Bloque 5 **Introducción al marco regulatorio aplicable al biometano**

73

Bloque 6 **Marco estratégico relativo al fomento del biometano. Directiva de renovables y su transposición en España**

- 6.1. Marco estratégico relativo al biometano
- 6.2. Directivas europeas relativas a gases renovables y su transposición a nivel nacional

99

Bloque 7 **Perspectiva de desarrollo del mercado del biometano: garantías de origen, estructura de precio y contratos de compraventa (PPAs)**

- 7.1. Rol de las garantías de origen en la comercialización del biometano.
- 7.2. Estructura de precio
- 7.3. Despliegue del comercio internacional del biometano
- 7.4. Contratos a medio/largo plazo (PPAs)

111

Bibliografía

Biometano para impulsar la descarbonización



En el contexto actual de crisis energética en el que nos encontramos, motivada en gran parte por la invasión de Ucrania, la subida de los precios y por la alta dependencia energética del exterior, las energías renovables como el biometano se tornan indispensables y juegan un papel primordial en la matriz energética española, europea y mundial. La actualidad las ha situado en el centro de la ecuación y ha acelerado su desarrollo, algo que también ha motivado la publicación de la Hoja de Ruta del Biogás por parte del Gobierno de España. Nuestro país cuenta en el medio y largo plazo con un potencial de producción anual de biometano de entre 120 y 150 TWh, equivalente a la mitad de nuestro consumo actual de gas en hogares, empresas e industrias que es de 260 TWh, y constituimos el segundo país europeo con mayor potencial de producción de biometano para 2050.

El biogás se obtiene por la descomposición anaerobia de residuos orgánicos biodegradables industriales, agrícolas y ganaderos. Tras su depuración mediante un proceso tecnológico, denominado upgrading, se convierte en biometano. El biometano se ha convertido ya en la energía del presente, por su consideración de energía renovable y por no producir emisiones netas de CO₂ a la atmósfera, a la vez que evita emisiones directas de gases de efecto invernadero como el CH₄ y ayuda a combatir la producción de residuos, lo que permite descarbonizar los recursos térmicos y de movilidad en todos los segmentos.

En esta apuesta por el impulso del biometano, la infraestructura gasista de Redexis es fundamental, pues cuenta con las condiciones técnicas necesarias para vehicular el biometano por la misma sin necesidad de realizar grandes inversiones, al tratarse de un gas indistinguible al gas natural y 100% intercambiable.

Aun así, los objetivos propuestos en la Hoja de Ruta son poco ambiciosos si nos fijamos en la meta de producción de biogás, que resulta escasa en relación con el potencial existente; y en la penetración de biometano en la red de gas para 2030, que representa un porcentaje muy pequeño respecto al objetivo de producción de biometano que se deriva de la reciente comunicación RePowerEU aprobada por la Comisión Europea.

Esta publicación muestra nuestro compromiso con el desarrollo sostenible y con la apuesta por formas de energía renovables que se conviertan en una realidad para los consumidores, logrando cumplir con los objetivos de descarbonización de la Agenda 2030. A través de la Fundación Redexis, siendo uno de sus ejes principales la divulgación de conocimiento sobre energías alternativas, seguimos apostando por la generación de valor sostenible y confiamos en que este informe ayude a seguir reconociendo la importancia de los gases renovables y a aprovechar nuestro enorme potencial.

La Fundación Redexis seguirá ayudando a consolidar el proyecto sostenible de la compañía, con el objetivo de seguir creando valor para todos los grupos de interés en este momento en el que el modelo energético está en pleno proceso de transformación hacia una economía baja en carbono, en la cual el biometano ya es clave.

D. Fidel López Soria
Presidente de Redexis





BLOQUE 1
Introducción
al biogás

1.1. Definición

De acuerdo con el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), el biogás se define de la siguiente manera:

“ Producto gaseoso de la digestión anaerobia de compuestos orgánicos, formado principalmente por metano (CH_4) y dióxido de carbono (CO_2) ”

Esto significa que es el resultado de la fermentación o biodegradación de desechos de tipo orgánico mediante la acción de microorganismos en ausencia de oxígeno. En cuanto a su composición, además de metano y dióxido de carbono, contiene pequeñas proporciones de

hidrógeno (H_2), nitrógeno (N_2), oxígeno (O_2), vapor de agua, sulfuro de hidrógeno (H_2S), amoníaco o siloxanos. De acuerdo con el tipo de biomasa, las condiciones y tecnología utilizada, la composición puede ser la siguiente:

**50-70%
DE METANO (CH_4)**

**30-40%
DE DIÓXIDO
CARBÓNICO (CO_2)**

**$\leq 5\%$ DE HIDRÓGENO (H_2), SULFURO
DE HIDRÓGENO (H_2S) Y OTROS GASES**

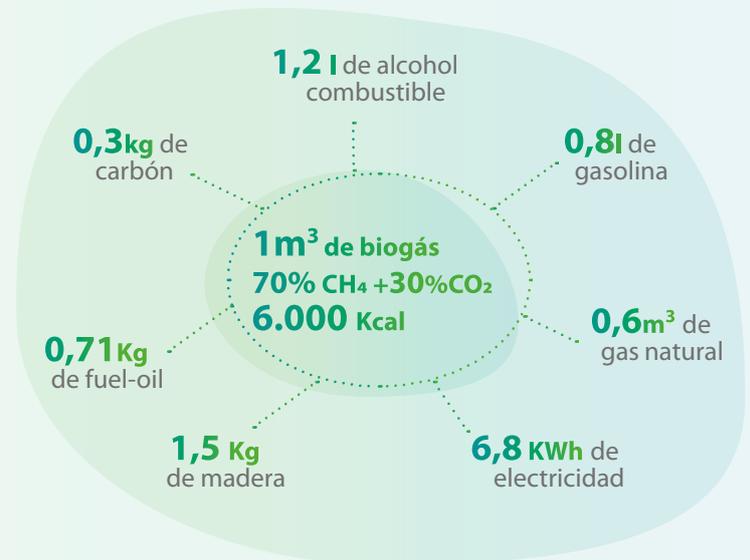


Ilustración 1. Planta biogás agroindustrial en AGROHENS BROEK B.V.

El poder calorífico del biogás se encuentra dentro del rango de 4.700 a 5.500 kcal/m³ dependiendo del contenido de gas metano (CH_4), esto equivale a más de la mitad del poder calorífico del gas natural (10.440 kcal/m³). Es decir, después de un proceso de purificación donde se eliminan sus contaminantes, el biogás es el sustituto por excelencia del gas natural. En la ilustración '2. Equivalencias del potencial combustible de biogás con otros combustibles. Fuente: CIEMAT' se muestran las equivalencias del biogás con otros combustibles.

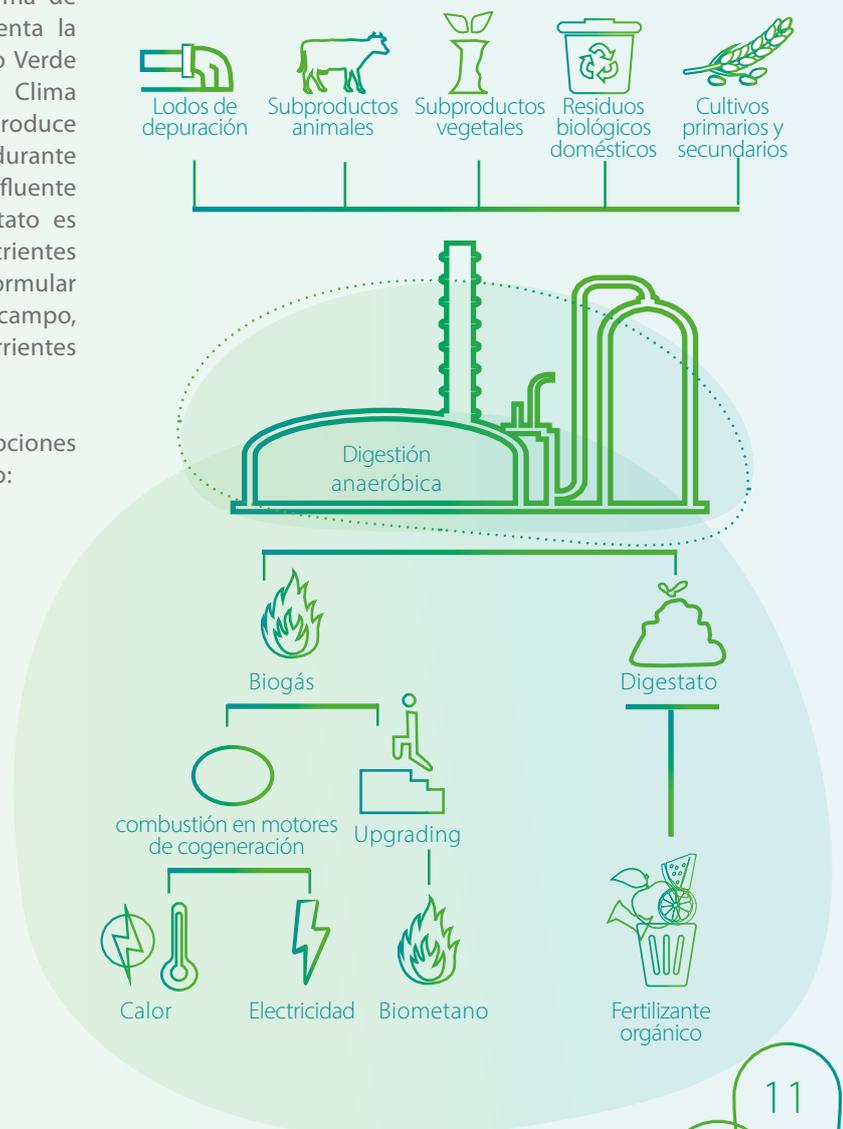
Ilustración 2. Equivalencias del potencial combustible de biogás con otros combustibles. Fuente: CIEMAT.

La materia prima para la producción de biogás se compone por residuos orgánicos tales como: lodos del proceso de depuración de aguas, residuos orgánicos de vertedero, residuos agroganaderos e industriales. El hecho de que el biogás se produzca a partir de desechos orgánicos, hace que sea considerado una fuente de energía renovable de cero emisiones. Esto se debe a que en el proceso de formación de la biomasa que después se utilizará para producir biogás, se captura la misma cantidad de CO₂ que la que se emite en la combustión de biogás. De acuerdo a las directrices del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC), la combustión del biogás tiene un ciclo del carbón corto y por tanto, sus emisiones se consideran neutras.



Además, la generación de biogás es una forma de gestión sostenible de los residuos que fomenta la economía circular, uno de los pilares del Pacto Verde Europeo y del Plan Nacional de Energía y Clima de España. Esto se debe a que, no solo se produce energía a partir de residuos, sino que también, durante la generación del biogás, se produce un efluente estabilizado llamado "digestato". Dicho digestato es una materia orgánica metabolizada, rica en nutrientes inorgánicos, que puede utilizarse para formular fertilizantes de alta calidad y aplicarse en campo, cerrando el ciclo y aprovechando todas las corrientes del proceso.

Ilustración 3. Ciclo de producción de biogás. Fuente: EBA



Respecto al uso final del biogás, existen tres opciones principales para su aprovechamiento energético:

- **Producción de energía eléctrica**
- **Producción de calor**
- **Producción de gas renovable en forma de biometano**

1.2. Recorrido histórico del biogás

En **1630**, **Jan Baptist van Helmont**, señaló que el material orgánico en descomposición producía gases inflamables.



En **1776**, **Alessandro Volta** descubrió el metano mediante la recolección de gas emergente del lago Maggiore (Italia).



En **1804**, **John Dalton** describe la estructura química del metano y lo asocia con el biogás.

En **1808**, **Humphrey Davy**, produce gas metano en un laboratorio con estiércol de ganado. Este acontecimiento marca el inicio de la investigación en biogás, labor que continua su alumno Faraday, realizando algunos experimentos con el gas de los pantanos y el hidrocarburo identificado como parte de él.



En **1821** **Avogadro** elucida por primera vez la estructura química final del metano (CH_4).



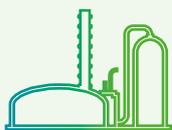
En **1859** se construyó la primera unidad de digestión anaerobia para la obtención de biogás a partir de aguas residuales en la India, esta planta purificaba las aguas residuales y proveía de luz y energía al hospital en caso de emergencias.

En **1870** se introdujo el concepto de digestión anaeróbica con el desarrollo del sistema de fosas sépticas por **Jean Louis Mouras**.

En **1884**, **Louis Pasteur** intentó producir biogás a partir del estiércol de caballo recogido de las calles de París. En ese mismo año, junto con su alumno Ulysse Gayon o Gavon obtuvo 100 litros de biogás por metro cúbico de estiércol al mezclar estiércol y agua a 35°C, sin la presencia de oxígeno. Ese mismo año, otro investigador francés llamado Pastnier presentó ante la Academia de Ciencias de Francia el primer trabajo sobre la producción de metano a partir de residuos de granjas.

Entre **1895** acontece la **primera aplicación del biogás como fuente de energía renovable** en la población de Exeter (RU) donde las **lámparas del alumbrado público** comenzaron a ser alimentadas por el gas recolectado de los digestores que fermentaban los lodos de su alcantarillado.





A finales del siglo XIX

se construyen en el sur de China las primeras plantas de biogás, tal y como se conocen actualmente.

Con motivo de la **segunda Guerra Mundial** se desarrollaron en Alemania un gran número de **instalaciones de digestión anaerobia** con el fin de

potenciar nuevas fuentes de energía, y aunque la tecnología se extendió al resto de Europa Occidental, cuando cesaron las condiciones de escasez de combustibles sólo quedaron funcionando algunos pocos digestores en Alemania y Francia.

La **segunda oleada de construcciones de digestores** tuvo lugar en los **años 70** del pasado siglo, a raíz de la 'Crisis del Petróleo'. Pero su desarrollo se frenó por la escasa producción de metano y el elevado coste de las instalaciones a finales de los 80.

“ Las primeras plantas de biogás se construyeron en el sur de China a finales del siglo XIX ”

Con la **nueva legislación eléctrica** de los **años 90**, en Alemania, se produjo una oleada de construcción de digestores, que todavía se mantiene.

A partir de **2008** de acuerdo a la **Asociación Europea del Biogás** (EBA, European Biogas Association), la producción de biogás pasó de 8 TWh en 1990 a más de 159 TWh en 2020. Además, a partir de 2008, la **capacidad de producción de biometano, creció aceleradamente** hasta **32 TWh** en 2020.



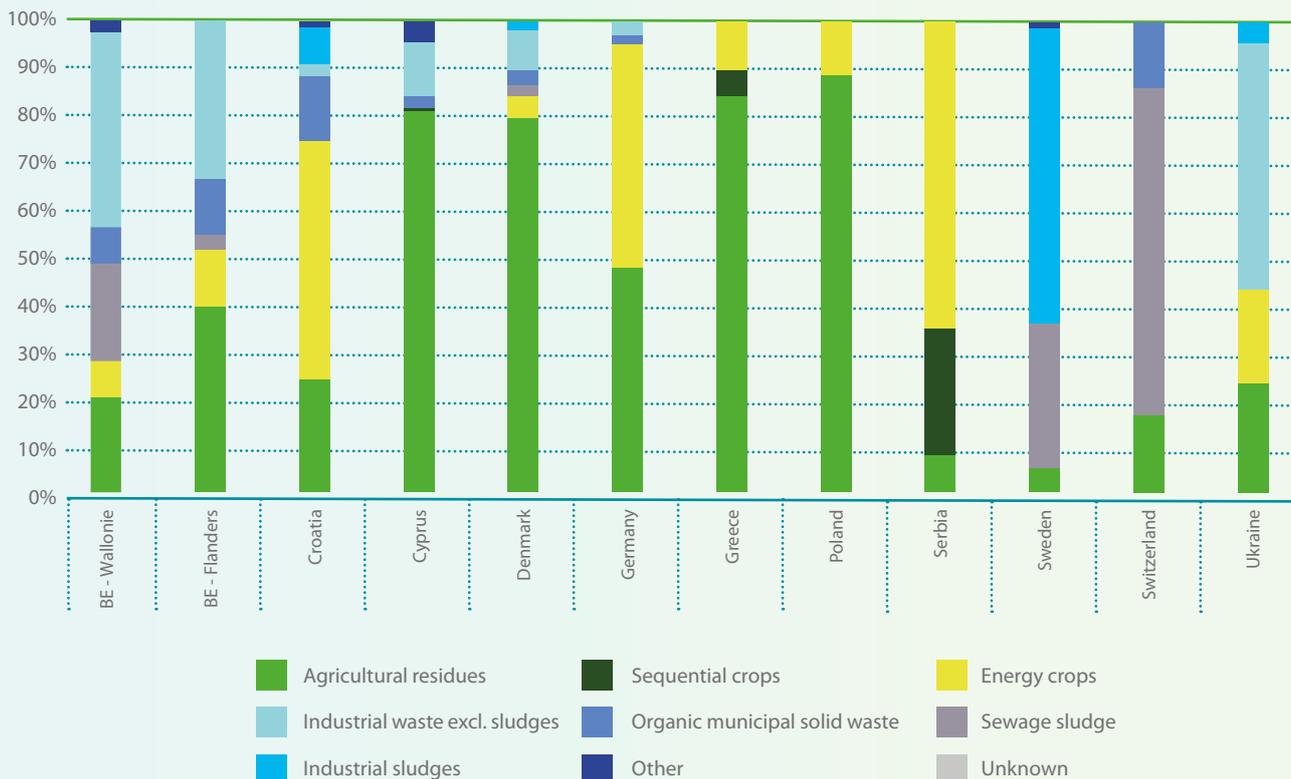
1.3. Proyectos de biogás de acuerdo con el sustrato digerido

Según el tipo de sustrato, los proyectos de biogás se dividen en cinco categorías:



A continuación se detalla el uso relativo por cada materia prima (excluidos los vertederos) para la producción de biogás en 11 países europeos, en 2020 expresado como porcentaje de masa.

Ilustración 4. Uso relativo de materias primas para producción de biogás. Fuente: EBA



1.3.1. RESIDUOS AGROPECUARIOS

Biogás a partir de residuos agropecuarios

Estos proyectos generan biogás procedente de sustratos de tipo agrario, ya sean restos vegetales cultivos, paja de cereales o deyecciones ganaderas de tipo purín, estiércol y gallinaza.

Las principales características son:

- Suelen ser proyectos a pequeña escala y descentralizados
- Se suelen asociar a zonas rurales, por lo que fomentan el empleo, economía y fijación de población en las zonas rurales y menos pobladas.
- Generalmente, son plantas donde se produce poco biogás, y suelen estar enfocadas al autoconsumo térmico y/o eléctrico para mejorar la eficiencia energética de las instalaciones agropecuarias. No obstante, el uso final del biogás va a depender de las políticas de cada país, donde hay países, como Francia, que se incentiva la producción de biometano a partir de pequeñas plantas de biogás de origen agropecuario.
- La gestión de estos residuos evita la emisión de contaminantes como metano, óxido nitroso, amoníaco, sulfuro de hidrógeno, compuestos orgánicos volátiles y partículas, que pueden causar serias preocupaciones ambientales y problemas de salud.
- En el caso de la aplicación a campo de las deyecciones ganaderas, la digestión anaerobia mejora las propiedades del producto a utilizar, puesto que las estabiliza e higieniza, eliminando los posibles patógenos que pudiera contener.

Tabla 1. Valores orientativos de producción de biogás según animal productor de las deyecciones. Fuente: Biovic

Residuos agropecuarios	MS(%)	Potencial CH ₄ /MO (Nm ³ /tMÓ)	%CH ₄
Purín - porcino	4,7	447,0	60,8
Estiércol - porcino	23,0	450,0	60,0
Estiércol - equino	45,0	323,0	60,0
Purín - cunícola	12,7	410,0	61,0
Estiércol - vacuno	25,0	450,0	55,0
Purín - vacuno	8,5	345,0	58,0
Estiércol - gallinaza	86,4	385,0	51,4



Capacidad de tratamiento:

- 16.500 m³ de purín
- 7.000 m³ de residuos orgánicos
- Dos digestores de 2.000 m³ y 1.300 m³
- Potencia eléctrica 365 kW
- Potencia térmica 411kW

Ilustración 5. Planta de biogás Montargull a partir de purines y residuos orgánicos. Fuente Ecobiogás.

1.3.2. RESIDUOS AGROINDUSTRIALES

Biogás a partir de residuos agroindustriales

Biogás asociado a empresas productoras de residuos con alta carga de material orgánico. Incluye residuos de cultivos energéticos.

Las principales características son:

- Se les da una solución y valorización a los residuos producidos en la propia instalación.
- Al producirse una valorización energética, la energía producida se puede utilizar en las propias

instalaciones para suplir las necesidades de calor y/o electricidad, reduciendo la dependencia energética y el gasto económico asociado.

- Los residuos agroindustriales son muy diversos, dependiendo del tipo de industria que los genera. Entre los residuos, podemos encontrar, restos vegetales, subproductos cárnicos y de pescado, subproductos lácteos, lodos de diversa naturaleza,

aguas de lavado y aguas con alta carga orgánica, etc.

- La producción y calidad de biogás depende del tipo de empresa y tamaño. Por ejemplo, en grandes papeleras y azucareras, donde se generan enormes cantidades de residuos a diario se puede superar 1.000 Nm³/h de producción de biogás, mientras que otras de menor tamaño, como las producciones de biogás, son más modestas.

En la Tabla 2 se indican producciones de biogás relativas a residuos en bruto.

Tabla 2. Valores orientativos de producción de algunos residuos orgánicos de la industria agroalimentaria. Fuente: Biovic

Sustrato	MS (%)	Potencial CH ₄ /MO (Nm ³ /tMO)	%CH ₄
Vísceras y estiércoles	14,6	83,5	58,3
Grasas agroindustriales	66,4	100	75,1
Suero de leche fresco	7,5	92,3	59,2
Destilación de cebada	21,5	89,9	65,4
Restos de manzana	30	88	60
Residuo de pastelería	87,8	97,1	52,8
Estiércol - gallinaza	86,4	385,0	51,4



Capacidad de tratamiento

- 20.000 tn anuales de residuos de la industria alimentaria, incluyendo mataderos, lecherías, zumos o residuos de cervecera
- Potencia eléctrica 500 kW
- 15.000 t / año de fertilizante producido

1.3.3. LODOS DE EDAR

Biogás a partir de lodos de EDAR

Biogás producido a partir de los lodos de las estaciones depuradoras de aguas residuales (EDAR). La digestión anaerobia se emplea para la estabilización de los propios lodos.

Las principales características son:

- El tamaño de los proyectos depende del tamaño de la EDAR.
- Tradicionalmente, han sido proyectos de autoconsumo debido a las necesidades de calor que requieren las EDAR, pero actualmente, la tendencia se está redireccionando hacia proyectos de biometano en EDAR de gran tamaño.
- En el caso de la aplicación a campo de los lodos, la estabilización de estos es requisito según la Orden AAA/1072/2013. La digestión anaerobia es una forma de estabilización, con el beneficio de su aprovechamiento energético.

Tabla 3. Valores orientativos de producción de biogás tipo de fango. Fuente: Biotic

Sustrato	MS (%)	Potencial CH ₄ /MO (Nm ³ /tMÓ)	%CH ₄
Lodos de EDAR	18	400	62



Ilustración 7. Planta de biogás EDAR de Alcoy. Fuente: EDAR de Alcoy

Capacidad de tratamiento

- **5.600 tn anuales de lodos de EDAR** con inyección variable entre 2-11% de cosustratos principalmente de la industria alimentaria
- **Potencia eléctrica** 150-250 kW

1.3.4. FRACCIÓN ORGÁNICA DE RESIDUOS SÓLIDOS URBANOS (FORSU)

Biogás FORSU

Biogás procedente de la fracción orgánica biodegradable de los RSU.

Las principales características son:

- Son sustratos con muchas impurezas. Se necesita un pretratamiento muy exhaustivo para eliminarlas.
- Las plantas de biogás a partir de FORSU suelen estar asociados a ecoparques o plantas de gestión de residuos.
- En cuanto el digestato, la Ley de Residuos solo contempla el digestato procedente de la fracción separada en origen (contenedor marrón) y no la separada en la planta. Si no, el digerido se conoce por bioestabilizado y su disposición final puede ser problemática.

Tabla 4. Valores orientativos de producción de biogás de la fracción orgánica de residuos municipales. Fuente: Biovic

Sustrato	MS (%)	Potencial CH ₄ /MO (m ³ /tMO)	%CH ₄
FORSU	40	615	60



Capacidad de tratamiento

- **63.000 tn** anuales de **fracción orgánica** de residuos municipales
- **Potencia eléctrica** 1200 kW

Ilustración 8. Planta de biogás a partir de RSU. Fuente: Parque de tecnologías ambientales Mallorca.

1.3.5. BIOGÁS DE VERTEDERO

Biogás de vertedero

El biogás de vertedero se obtiene como consecuencia de la desgasificación de los residuos depositados en las cámaras de los vertederos.

Las principales características son:

- La producción depende de varios factores: cantidad de

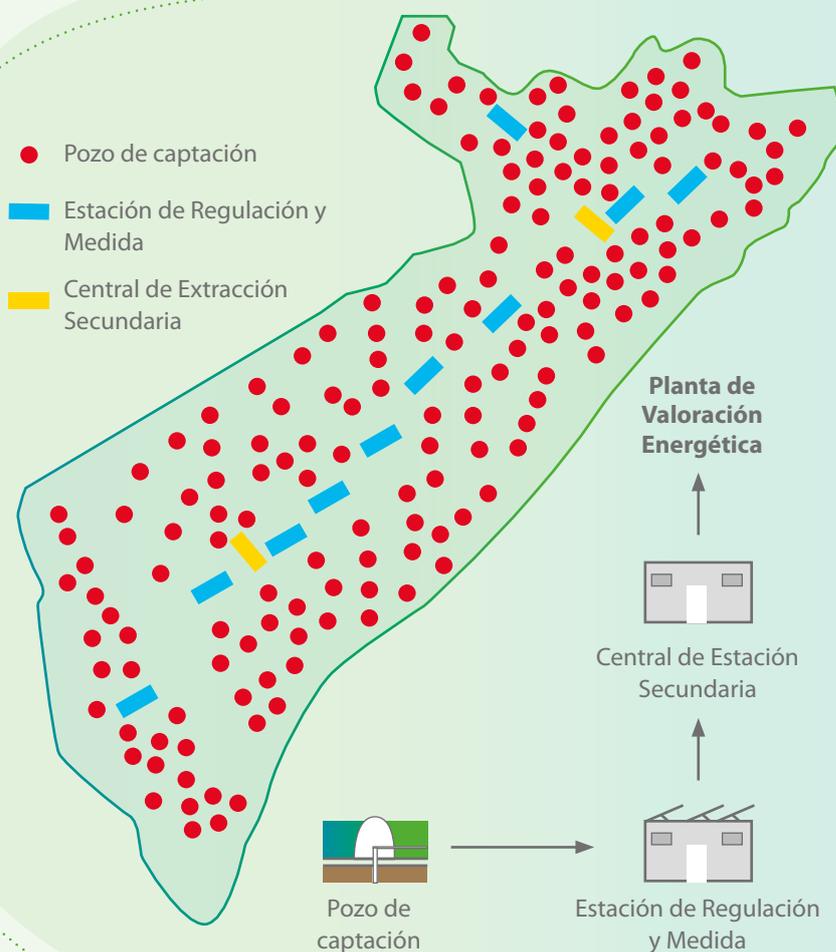
residuos en el vertedero, la composición de los residuos, las características del vertedero que los recibe (es decir, el clima, el contenido de humedad) y la antigüedad de la basura.

- Se produce típicamente a una tasa estable durante 20

años, sin embargo, el gas continuará siendo emitido durante más de 50 años después de que los desechos se depositen en el vertedero.

- El biogás generado es generalmente de mala calidad: contiene H₂S y aire.

Ilustración 9. Distribución de los pozos de captación de biogás de vertedero dentro del Centro tecnológico Valdemingómez. Fuente: RETEMA



280 pozos de gasificación

8 motogeneradores de 2.1 MW de potencia unitaria

Producción de electricidad: 56.300 MWh de energía eléctrica bruta

1.3.6. CO-DIGESTIÓN DE SUSTRATOS

La co-digestión es la digestión anaerobia conjunta de dos o más sustratos de diferente naturaleza. Existen residuos biodegradables, que tienen un potencial de producción de biogás relativamente bajo debido a su bajo contenido de materia orgánica o escasa biodegradabilidad. Es por eso que se utiliza esta técnica

para combinar varias mezclas de sustratos orgánicos biodegradables, logrando aumentar el potencial de producción de biogás y aportando una estabilidad adicional al sistema. Actualmente, es el método más utilizado en plantas de biogás, ya que aporta diversas ventajas como:

LAS PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS SON:

Biogás de vertedero

- **Unificar metodologías de gestión** de residuos.
- **Aprovechar sinergias** de los distintos componentes para aumentar la producción de biogás.
- **Optimizar el uso de instalaciones** de tratamiento.
- **Atenuar las estacionalidades** de algunos residuos (principalmente agrícolas).
- **Reducir costes** de inversión y explotación.



Ilustración 10. Planta de biogás GROEN GAS OUDE TONGE B.V



BLOQUE 2
Cadena de valor
del biogás/biometano

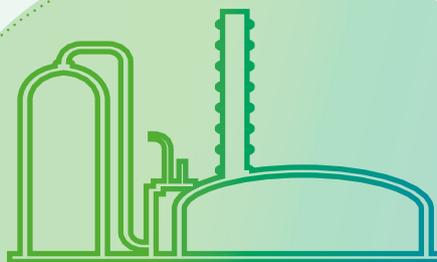


El aprovechamiento del biogás y del biometano implica a una gran variedad de agentes que comprenden desde agricultores, ganaderos, industrias, empresas logísticas y entidades municipales hasta promotores energéticos y fabricantes de fertilizantes pasando por fabricantes de equipos, ingenierías y constructoras, entre otros.

En los siguientes apartados se describen los aspectos principales de cada una de las etapas de la cadena de valor del biogás y el biometano en línea con la Hoja de ruta del biogás:



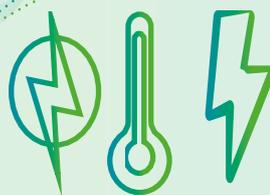
1 Recursos para la obtención de biogás



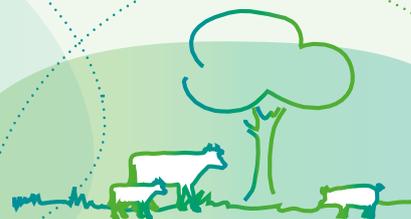
2 Producción del biogás



3 Almacenamiento y distribución en redes de gas



4 Usos finales



5 Gestión del digestato



6 Otros agentes involucrados



7 Creación de empleo

2.1. Recursos para la obtención del biogás

A diferencia de otras tecnologías de energías renovables, en la producción y aprovechamiento del biogás no se parte de un recurso disponible de forma espontánea en la naturaleza, sino que se obtiene de otras actividades de carácter medioambiental, industrial y/o agropecuario.

De acuerdo a la "Hoja de ruta del biogás", el potencial aprovechamiento de los residuos y subproductos para producir biogás depende de diversos factores, algunos de ellos técnicos y otros relacionados a su gestión (cantidad accesible, estacionalidad, usos alternativos).

2.1.1. ASPECTOS TÉCNICOS

Por lo que respecta a las características técnicas de las materias primas, se resumen los principales parámetros

que se deben tener en cuenta para la digestión anaerobia.

Tabla 5. Parámetros técnicos relacionados con la digestión anaerobia. Fuente: AINIA

Sólidos totales / Humedad	El agua ocupa volumen y no se transforma en biogás pero determinada cantidad es necesaria para que tenga lugar el proceso de fermentación y para facilitar las operaciones de bombeo y agitación.
Sólidos volátiles / Biodegradabilidad	Los sólidos volátiles constituyen la materia de la que se obtiene el biogás, por lo que cuanto mayor sea su porcentaje mejor es el sustrato, siendo esencial que además tengan una elevada biodegradabilidad.
Rendimiento de producción de biogás	El potencial máximo de producción de biogás depende de la composición del residuo pero también se ve afectado por otros factores como la temperatura y el tiempo de retención en el digestor.
Relación Carbono/ Nitrógeno (C/N)	La proporción C/N es importante para el proceso de fermentación, situándose el rango óptimo en torno a 20-30.
Nutrientes	Además del carbono y el nitrógeno, otros nutrientes como el fósforo y el azufre, así como, en bajas concentraciones, el hierro, el níquel y el cobalto (en altas concentraciones serían inhibidores) son necesarios para que tengan lugar los procesos bioquímicos y metabólicos.
PH y alcalinidad	El pH idóneo se encuentra entre 7 y 8 pero es posible utilizar materias primas con valores distintos dependiendo, por ejemplo, de la presencia de sustancias tampón que neutralizan la acidez de los compuestos originados durante la fermentación.
Materiales no deseables	Algunos materiales que acompañan al sustrato (arena, metales, plásticos, etc.) puede ocasionar problemas en el desarrollo del proceso.
Sustancias inhibitorias	Determinadas sustancias presentes en el residuo (los lípidos, por ejemplo) o producidas en la fermentación (los ácidos grasos volátiles en elevadas concentraciones) pueden reducir considerablemente el rendimiento.

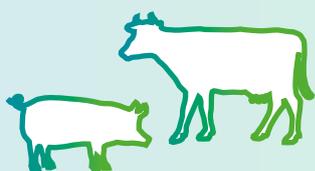
2.1.2. AGENTES INVOLUCRADOS EN LA GESTIÓN Y TRANSPORTE DE RESIDUOS

En este apartado se encuentran las empresas logísticas encargadas de recoger los distintos tipos de residuos y empresas que sean tanto generadoras de residuos como dedicadas a la gestión de los mismos.

Los residuos valorizados en las plantas de biogás se encuentran generalmente distribuidos de manera descentralizada. La posibilidad de utilizar las materias primas consideradas para la producción de biogás se ve condicionada por diversas circunstancias entre las que destacan la cantidad accesible con criterios suficientes de sostenibilidad (la que puede ser gestionada, es decir, recogida, transportada y almacenada sin aumentar la

huella de carbono del proceso), la estacionalidad y la existencia de usos alternativos.

Dentro de la gestión de residuos, vamos a encontrar una gran diversidad de agentes involucrados, puesto que en las plantas de biogás se pueden valorizar prácticamente la mayoría de residuos biodegradables generados en las distintas actividades agropecuarias e industriales. Por tanto, nos vamos a encontrar desde pequeños ganaderos a grandes industrias agroalimentarias, pasando por gestores de residuos y administraciones que gestionan la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos (FORSU).



Deyecciones ganaderas

Son los recursos con mayor disponibilidad, dada la imposibilidad de gestionar las deyecciones generadas en la ganadería extensiva. Generan emisiones difusas y grandes concentraciones de amoníaco que se deben gestionar.

Requieren, o bien, una separación en origen, o bien un tratamiento mecánico para recuperar la materia orgánica de los residuos mezclados. Su recolección es realizada por gestores de residuos.



Fracción orgánica de residuos.

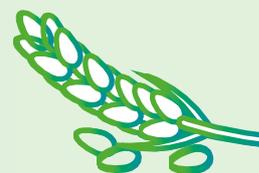


Lodos de EDAR

Su tratamiento via digestión anaerobia es complejo y costoso. Eso hace que en depuradoras de pequeño tamaño, pueda resultar inviable. Sin embargo resulta atractivo la posibilidad de generar energía para el autoabastecimiento.

Restos de cultivos

La disponibilidad de este recurso se ve muy afectada por la estacionalidad y por variaciones interanuales de la cantidad cosechada debidas, por ejemplo, a las condiciones climáticas y a las circunstancias del mercado.



Residuos de las industrias agroalimentarias

Estos residuos incluyen una gran variedad de materias primas, que comprenden desde restos hortofrutícolas hasta grasa animal, entre otros. En general, tienen uso para alimentación animal en ganadería y, de acuerdo a su origen, pueden requerir un pretratamiento antes del biodigestor.

2.2. Producción de biogás

La digestión anaerobia es un proceso biológico en ausencia de oxígeno en el que, por la acción de distintos tipos de bacterias, la materia orgánica se descompone, produciendo principalmente biogás (compuesto principalmente por metano y dióxido de carbono) y digestato.

La materia orgánica se descompone en sucesivas etapas en productos más simples como ácidos grasos volátiles hasta convertirse en metano y dióxido de carbono. Las fases de la digestión anaerobia son:

1 Fase de hidrólisis: Las bacterias hidrolíticas descomponen sustancias orgánicas de cadenas largas (grasas, proteínas y carbohidratos) en otras más cortas, liberando CO_2 e hidrógeno y obteniendo los productos intermedios de la digestión anaerobia, como aminoácidos, azúcares, ácidos grasos, etc.

2 Fase de acidogénesis: Las bacterias convierten los productos formados en la fase de hidrólisis en dióxido de carbono, hidrógeno, ácidos y alcoholes alifáticos, amoníaco y sulfhídrico. Las bacterias intervinientes en esta etapa son las bacterias fermentativas.

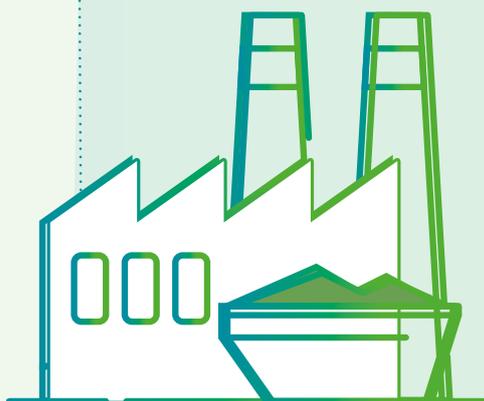
4 Fase de metanogénesis: Consiste en la transformación principalmente del ácido acético y del ácido fórmico en dióxido de carbono y metano y en la formación de metano a partir de dióxido de carbono e hidrógeno como puede verse en las siguientes reacciones:



Durante esta fase se produce el 90% del metano e intervienen las bacterias metanogénicas, que son bacterias anaerobias estrictas.

La principal vía de producción de metano es la correspondiente a la transformación de ácido acético, con alrededor del 70% del metano producido. Este es un proceso lento y puede constituir la etapa limitante del proceso de degradación anaeróbica

3 Fase de acetogénesis: En esta etapa, los ácidos y alcoholes provenientes de la fase de acidogénesis se degradan produciendo ácido acético y liberando hidrógeno y dióxido de carbono, los elementos precursores de las bacterias metanogénicas.



La producción total de biogás en 2020 fue de 159 TWh. En números absolutos, Alemania (82 TWh), Italia (23 TWh) y Reino Unido (20 TWh) son los mayores productores de biogás. La digestión anaerobia, es una tecnología

madura, contrastada y que permite a los productores el autoabastecimiento de energía y la gestión interna del tratamiento de residuos. En el siguiente bloque se explicarán las tecnologías de producción de biogás.

2.3. Almacenamiento y distribución en redes de gas

La infraestructura gasista cumple un rol clave en el sistema energético de la UE, ya que conecta sitios de producción de gas en Europa, puntos de importación de gasoductos en sus fronteras y terminales de GNL con centros de demanda en toda Europa, **dotando de flexibilidad al sistema**. Actualmente, **se utiliza para transportar y distribuir el 25 % del consumo de energía primaria de Europa**, o alrededor de 4.500 TWh.

De acuerdo al informe de Gas for Climate, “Gas decarbonization pathways 2020-2050”, alrededor del 25% del gas natural actual proviene de fuentes europeas, el resto se importa a través de grandes gasoductos desde Rusia, Noruega y el Norte África (incluida Argelia) e importaciones de GNL procedentes del resto del mundo.

Además, dado a que la electrificación no puede cubrir el total de la demanda energética, **para alcanzar la descarbonización al 2050, el desarrollo de modelos híbridos de electrificación y gases renovables será fundamental junto con el aprovechamiento de parte de la infraestructura de distribución y almacenamiento existente**. Debido a su enorme capacidad, el sistema gasista puede transportar y almacenar energía durante largos períodos de tiempo de una forma mucho más eficiente que otros mecanismos y tecnologías. Estas características, hacen que la participación de las infraestructuras gasistas ayude a preservar la seguridad de suministro a futuro.

Una de las ventajas del biometano radica en que puede transportarse y almacenarse en dichas infraestructuras.

El consorcio Gas for Climate en su visión para 2050 espera que cada uno de los estados miembros de la UE pueda producir suficiente biometano para satisfacer la demanda en los edificios con la red de gas existente. Esto significa que las redes de distribución en 2050 se utilizarán para biometano pero se requerirán tuberías de transporte para el suministro del mismo, desde las regiones agrícolas descentralizadas a las ciudades.

Además, Gas for Climate concluye que utilizar alrededor de 2.900 TWh de biometano, metano sintético e hidrógeno renovable a través de las infraestructuras gasistas existentes en la UE, ahorra a la sociedad en torno a 217.000 millones de euros anuales a 2050, en comparación con un sistema energético con mínima cantidad de gas.



España cuenta con más de 90.000 kilómetros de redes de gas en las que se han realizado importantes inversiones durante los últimos años, lo que las han convertido en una de las infraestructuras gasistas más modernas y punteras del mundo.

La **Hoja de Ruta del Biogás española prevé que el 1% del gas consumido en 2030 sea biometano.** Este porcentaje contrasta con el que ha fijado en países como Francia, con potencialidades

similares, donde el objetivo a alcanzar al 2030 es del 10%.

España cuenta con una elevada capacidad de almacenamiento, extensión y capilaridad, por lo que son el medio perfecto para transportar elevadas cantidades de energía allí donde se consumen, contribuir a la seguridad de suministro y solucionar el problema del almacenamiento de la producción intermitente de otras energías renovables.

DENTRO DE LOS AGENTES INVOCADOS EN LA RED GASISTA SE ENCUENTRAN:

- **Empresas de transporte y regasificación:**

España requiere descarbonizar sectores como el transporte y la industria. Para ello, cuenta con una red gasista mallada, con disponibilidad de almacenamiento y capacidad de regasificación. El GNL será de gran importancia para la descarbonización del sector marítimo y del transporte pesado. Sin embargo, este mayor uso del biometano como combustible renovable en el sector transporte sólo va a poder computar de manera relevante en el cálculo del porcentaje de consumo final de energías renovables si se implementa el sistema de garantías de origen.

La consultora Navigant prevé que todos los motores diesel de buques existentes serán reemplazados principalmente por bio-GNL y buques eléctricos de batería para 2050, evitando la necesidad de desarrollar rutas de producción adicionales para biodiesel más caro o escaso. Esto llevará a una demanda de bio-GNL de 461 TWh y una demanda de electricidad de 124 TW. Sin embargo, otras opciones de combustible que podrían competir con el bio-GNL son el hidrógeno verde y amoníaco sintético.

- **Almacenamiento:** es necesario para garantizar la seguridad de suministro

de energía y absorber las variaciones significativas en la demanda de gas entre verano e invierno. A su vez, proporciona flexibilidad para reaccionar ante las variaciones a corto plazo de la demanda, incluyendo la demanda de energía a corto plazo alcanza su punto máximo donde se dispara a gas las centrales eléctricas pueden ser necesarias con poca antelación, por ejemplo.

- **Estaciones de compresión:** garantizan la presión requerida para transportar gas a largas distancias en redes de gas. Normalmente, la red de transporte de gas de la UE requiere una estación de compresión por cada 200 km de tubería.

Los gasoductos de importación que transportan gas a largas distancias a una presión de 100 a 200 bar pueden requerir una estación de compresor para normalmente cada 100 km.

- **Operador de red gasista:** Cumplirá un rol fundamental en la integración de la red de gas con el resto del mercado europeo y en el despliegue de las de Garantías de Origen (GdO).

El informe de Gas for Climate "Gas decarbonization pathways 2020-2050" elabora un escenario de desarrollo de la infraestructura de gas para el periodo

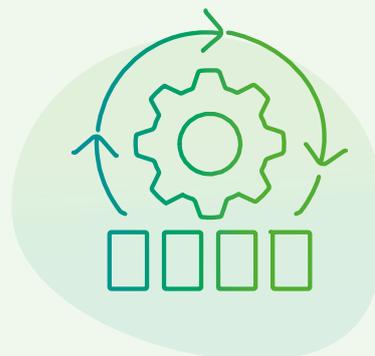
2020-2030 y el periodo 2030-2050. A continuación se señalan los puntos más importantes relativos al biometano.

Periodo 2020-2030

- La infraestructura de gas será utilizada predominantemente para transportar y almacenar gas natural. No se requerirá un aumento de la infraestructura excepto en países de Europa central y oriental.
- Se estima mayor inyección de biometano a las redes de gas. La producción de biometano aumentará gradualmente hasta una cantidad aproximada de 370 TWh. La mayor parte será producido a través de la digestión anaeróbica, que toma lugar en instalaciones relativamente pequeñas generalmente dispersas zonas rurales.
- La mayor rentabilidad se conseguirá con la construcción de grandes plantas de biogás cercanas a redes de gas. Sin embargo, existirán plantas de biogás lejos de estas redes por lo que será necesario desarrollar soluciones alternativas como bio-GNC o bio-GNL.
- Se espera la instalación de varias plantas de gasificación de biomasa ubicadas en zonas portuarias con inyección directa a red.
- La infraestructura de gas seguirá utilizándose para calentar edificios. Poco a poco, debido al aumento del aislamiento de los edificios, la demanda de gas disminuirá. Paralelamente, el gas natural será reemplazado gradualmente por biometano.

Periodo 2030- 2050

- Las plantas nuevas de gasificación y digestión anaerobia a biometano serán conectadas a red de gas.
- Los consumidores industriales y el sector de la construcción reducirán significativamente su consumo de gas natural. Las redes de distribución de gas continuarán transportando gas a los edificios existentes, con cada vez más biometano.
- Con la eliminación progresiva del carbón y la participación de la energía eólica y energía solar fotovoltaica en aumento, las centrales eléctricas de gas funcionarán horas limitadas pero su demanda pico de gas seguirá siendo significativa.



2.4. Usos finales

2.4.1. BIOGÁS PARA USO TÉRMICO

Es la opción más sencilla, económica (reducidas inversiones), inmediata y eficiente, pero precisa que se encuentren muy próximas las instalaciones donde se concentran los sustratos y los puntos de consumo. Esta situación puede darse en algunas industrias del sector agroalimentario (conservas, vegetales, mataderos, entre

otros) y ciertas granjas o explotaciones ganaderas, presentando en estos casos un balance medioambiental y económico favorable. También se realiza actualmente en numerosas estaciones depuradoras de aguas residuales urbanas que utilizan parte del biogás que generan para cubrir sus propias necesidades térmicas.

2.4.2. BIOGÁS PARA USO ELÉCTRICO O COGENERACIÓN

Se trata de la opción más extendida en España. Estas instalaciones producen biogás principalmente a partir de residuos orgánicos (mediante captación en vertederos y también por medio de digestores)

y de aguas residuales urbanas. La generación eléctrica/cogeneración con biogás de procedencia agroindustrial se encuentra en la actualidad menos desarrollada.

2.4.3. BIOGÁS Y BIOMETANO PARA USO EN TRANSPORTE

La descarbonización en el sector del transporte es compleja, dado que presenta casos de difícil electrificación, como el transporte pesado por carretera y el transporte marítimo, para los cuales la utilización de biometano es una oportunidad tecnológicamente madura. Además, la Directiva de

Energías Renovables (RED II) establece objetivos de consumo de energías renovables en el transporte, así como un subobjetivo específico de biocarburantes avanzados. El biometano para su uso en transporte se utiliza comprimido a 200-250 bares o licuado como se explica a continuación:

Gas Natural Comprimido (GNC)

- **Almacenado a altas presiones**, entre 200 y 250 bar en bombonas.

- **Menor autonomía** que el GNL, generalmente de unos 400 km para un turismo.

- **Almacenado en fase líquida** en tanques criogénicos, a presión atmosférica y a **-160 °C** aproximadamente.

Gas Natural Licuado (GNL)

- Ha sido tradicionalmente utilizado para transportar reservas de **gas natural** en buques **metaneros**.

- Tiene **gran potencial** para su uso en el **transporte pesado** ya que tiene **más autonomía** que el GNC.

2.4.4. BIOGÁS PARA SU USO COMO MATERIA PRIMA

El biogás puede ser utilizado como recurso para la obtención de otros vectores energéticos, como el hidrógeno renovable, mediante procesos como el reformado con vapor (SMR), la oxidación parcial (POX) o el reformado

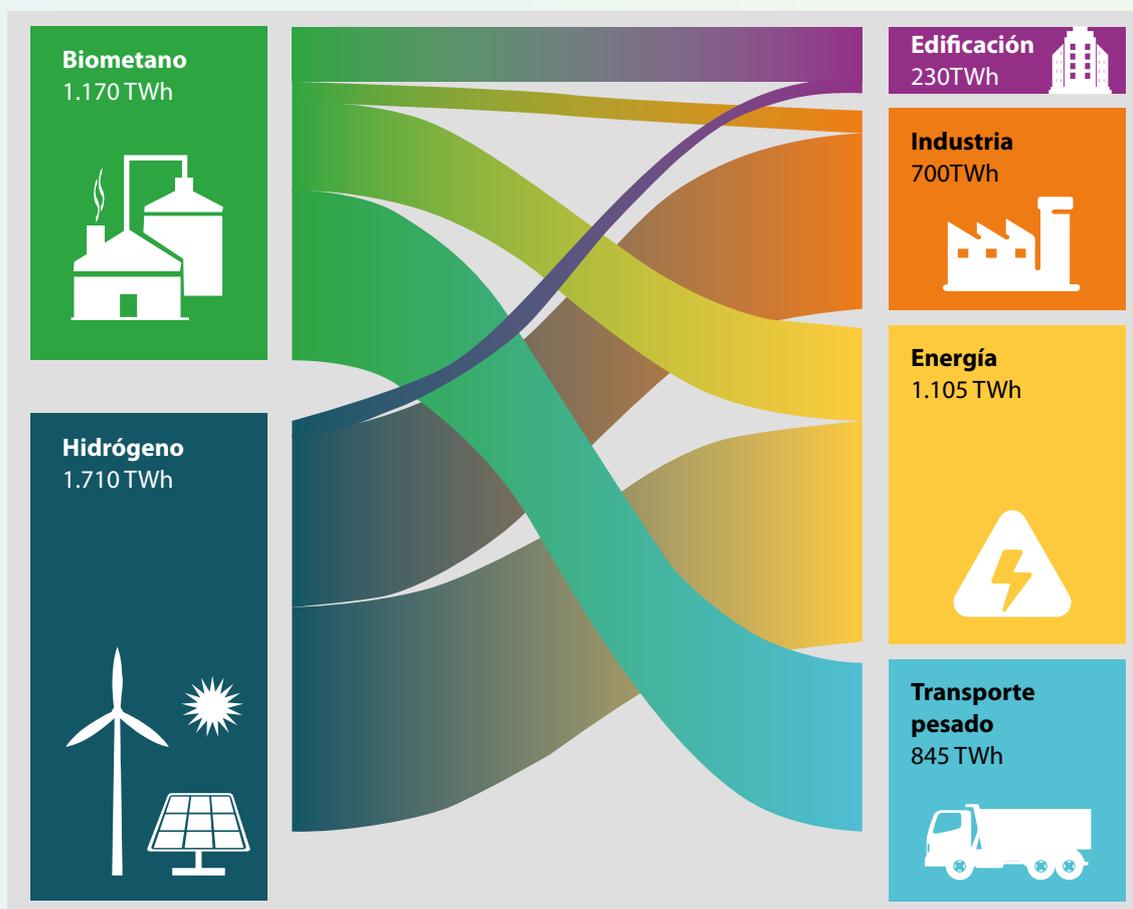
autotérmico (ATM). Esta alternativa permite valorizar aún más los residuos, ampliando el rango de usos al que puede destinarse el biogás y favoreciendo las oportunidades que ofrece la gestión de estos en determinadas zonas rurales.

2.4.5. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE BIOMETANO AL 2050

En cuanto a la demanda de gas de la UE en 2050, según el estudio 'Gas for Climate - Gas Decarbonisation Pathways 2020–2050', alrededor de 230 TWh (principalmente biometano) se destinarán al sector de edificios. Aproximadamente 850 TWh de gas renovable se utilizan en transporte: hidrógeno

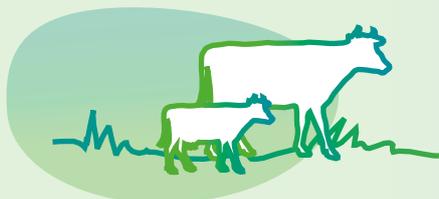
y bio-GNL en el transporte de camiones de larga distancia y bio-GNL en sector marítimo. Casi 700 TWh de gas (principalmente hidrógeno) se utilizarán para descarbonizar la industria pesada. Aproximadamente 1.100 TWh de gas se utilizan para producir electricidad distribuida.

Ilustración 11. Usos del biometano y el hidrógeno en 2050. Fuente: Navigant 2019



2.4.6. CONTRIBUCIÓN DEL BIOMETANO EN LA DESCARBONIZACIÓN DEL SECTOR PRIMARIO

El biometano impacta en la descarbonización de diversos sectores, tales como:

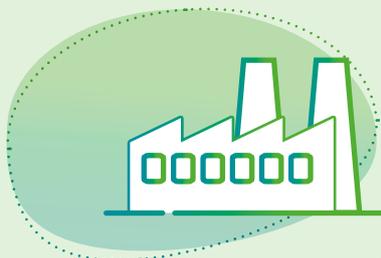
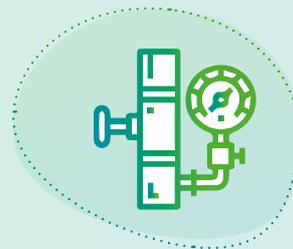


Sector agropecuario

Es una solución para el problema de las emisiones difusas, ya que las captura y contribuye a gestionar grandes cantidades de deyecciones en digestores cerrados

Sector gasista

El biometano se presenta como una alternativa madura para descarbonizar el sector del gas. Es esencial ya que la electrificación no puede llegar a toda la matriz energética y sectores de la economía. A corto plazo la solución más prometedora es la hibridación del gas renovable y el natural.



Sector industrial

Asociado principalmente a cubrir la demanda térmica que no puede ser cubierta por la electrificación

Sector del transporte

Orientado principalmente a la descarbonización de transporte pesado y marítimo (Bio- GNL)



Sector eléctrico

Utilizándolo en ciclos combinados, evitando el uso y las emisiones derivadas de los combustibles fósiles

Sector edificación

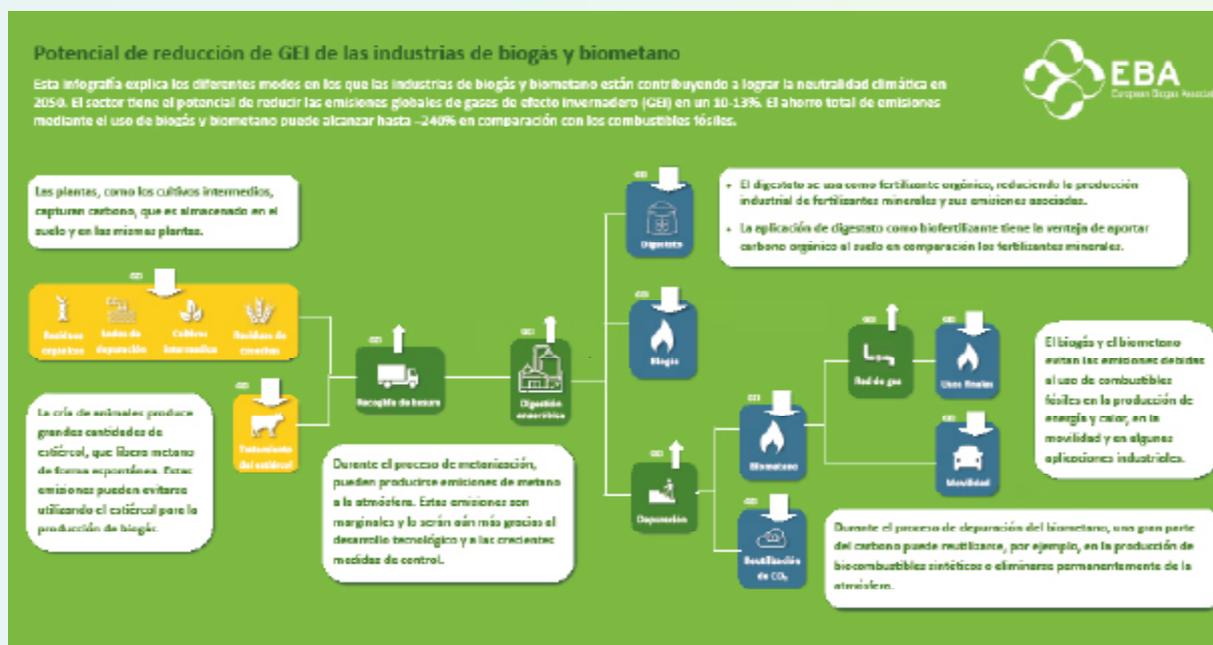
Posicionándose como una alternativa a la caldera de gas natural, con una eficiencia similar, pero con un menor impacto medioambiental.



La industria del biogás y biometano contribuyen de manera muy significativa a alcanzar la neutralidad climática en 2050. Según la World Gas Association,

este sector tiene el potencial de reducir las emisiones globales de gases efecto invernadero en un 10-13%.

Ilustración 12. Rol del biometano en la economía circular. Fuente: EBA



Estas emisiones pueden reducirse gracias a diversos factores, como son: el reemplazo de combustibles fósiles (con la producción de electricidad, bio-GNL, bio GNC e inyección a red de gas sin necesidad de reemplazar la infraestructura), la reducción de emisiones provenientes del sector agropecuario, el reemplazo de fertilizantes minerales por biofertilizantes, la captura de CO₂ del off-gas producido durante la purificación del biogás (con múltiples usos en industria alimentaria y de bebidas, industria de refrigeración) y mediante el fomento para que los suelos actúen como sumideros de carbono (aporte de carbono orgánico al suelo por el digestato).

Las distintas aplicaciones tanto del biogás como del biometano hacen posible que la huella de carbono sea negativa. Según un estudio del Joint Research Centre, el porcentaje de ahorro de emisiones del biogás puede alcanzar el 240% cuando es producido utilizando estiércol, la planta de biogás tiene un sistema de almacenamiento del digestato cerrado y la energía utilizada en la planta proviene del autoconsumo. Respecto al biometano, el ahorro de emisiones puede alcanzar el 202% si el biogás es producido como se mencionó anteriormente y se captura el CO₂ del off-gas producido durante el *upgrading*.

2.5. Gestión del digerido

La Ley de residuos y suelos contaminados del 8 de abril de 2022 define al digerido de la siguiente manera:

“Material orgánico obtenido a partir del tratamiento biológico anaerobio de residuos biodegradables recogidos separadamente. No se considerará digerido el material bioestabilizado”

En el digerido se concentran los nutrientes tales como nitrógeno, fósforo y potasio o incluso cierta cantidad de materia orgánica que le confiere potencial biofertilizante. Sin embargo, dada la naturaleza de los sustratos a partir de los que se obtiene, puede contener, pequeñas cantidades de impropios y contaminantes.

Este digerido tiene un valor económico prácticamente nulo. Sin embargo, puede deshidratarse, obteniendo dos corrientes: una corriente líquida con elevadas concentraciones de nutrientes, sobre todo nitrógeno amoniacal y potasio, y una fracción sólida. La fracción líquida, luego de un proceso de filtración, se puede utilizar en técnicas de regadío por irrigación. Por otro lado, la fracción sólida resultante es un material heterogéneo que contiene materia orgánica de lenta biodegradabilidad, materiales inorgánicos y micronutrientes [Dahlin et al., 2017; Monlau et al., 2015]. Uno de los principales destinos, es su uso como enmienda orgánica con el objetivo de sustituir los fertilizantes químicos.

En caso de su utilización como fertilizante, es necesario asegurar que se produce con la calidad requerida (libre de patógenos, contaminantes, y otros elementos no deseados).



La aplicación como fertilizante del digestato tiene la capacidad de incrementar la materia orgánica del suelo y su capacidad de sumidero de CO₂ atmosférico, además de cerrar el ciclo del carbono en el suelo mediante la aplicación de carbono procedente de los residuos orgánicos, para así realizar una agricultura más sostenible.

En el estudio de Bezzi et al. (2016) 'Biogasdoneright and soil carbon sequestration', se observó que la aplicación continua de digestato tiene un efecto significativo en el contenido de materia y carbono orgánico, confirmando el efecto positivo de la entrada continua de materia orgánica en el aumento del carbono orgánico contenido en los suelos. En este estudio se observó que mediante la aplicación del digestato, el carbono orgánico incrementó de 1.3% a 1.6% en los 7 años que correspondió al periodo de observación.

La Directiva (UE) 2018/2001 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables (RED II)

establece la importancia del suelo como sumidero del CO₂ atmosférico y menciona que el cultivo de materias primas agrícolas para la producción de biocarburantes, biolíquidos y combustibles de biomasa debe efectuarse utilizando prácticas que sean compatibles con la protección de la calidad del suelo y del carbono orgánico del suelo.

Dentro de las especificaciones de la RED II para el cálculo de las emisiones reales de gases de efecto invernadero procedentes de la producción de biogás y biometano a partir de la codigestión de sustratos, se incluye como computable la reducción de emisiones de GEI derivada de la acumulación de carbono en el suelo mediante una mejora de la gestión agrícola y uso de enmiendas orgánicas tales como compost o digestato.

El principal beneficiario será el sector de la agricultura que reducirá su dependencia de los fertilizantes químicos, los cuales presentan actualmente un elevado coste debido a la escasa disponibilidad de su materia prima y alto precio debido a su transporte.



2.6. Otros agentes involucrados



La producción de biogás y biometano tiene un alto componente tecnológico, requiriendo la colaboración con centros tecnológicos y de investigación y el desarrollo de proyectos que aporten ideas innovadoras para mejorar la tecnología del biometano, clave para su crecimiento.

Finalmente, la producción de biometano conlleva la creación de un mercado de compra-venta del mismo. La implementación de un sistema de garantías de origen con el que poder certificar el biometano es crucial para la creación de este mercado.

Además, la construcción de nuevas plantas implica a tecnólogos y especialistas en el desarrollo, diseño y construcción de plantas, así como empresas constructoras, operarios y especialistas en el mantenimiento y operación de estas instalaciones.

A continuación se muestran algunos proyectos innovadores de biometano que han sido cofinanciados con fondos públicos:

Ilustración 13. Listado de proyectos identificados de I+D+i con financiación pública.

Fuente: 'Cálculo de indicadores de los cinco primeros criterios del APTE 2020 para el sector del biometano'. CREARA

Proyecto	Ámbito	Financiador	Cantidad financiada (€)	Presupuesto total (€)
Renovagas	Power to methane	Retos Colaboración 2014	1.186.602	2.162.699
METHAmorphosis	Biometano a partir de residuos	LIFE+ (CE)	2.089.200	3-482.004
CoSin	Biometano a partir de lodos de EDAR	RIS3 (FEDER)	1.255.340	2.919.999
SMART Green Gas	Biogás/biometano	CDTI	6.751.273	8.365.890
Power2Biomethane	Power to methane	RETOS 2016	238.214	789.264
SOTAVENTO	Power to hydrogen	Xunta de Galicia	N/D	N/D
Unidad Mixta de Gas Renovable	Biogás/biometano	RIS3 (FEDER)	654.000	2.180.000
LIFE BIOGRID	Biogás/biometano	LIFE+ (CE)	896,781	1.956.111

2.7. Creación de empleo

Uno de los principales beneficios de la producción avanzada de biogás es la creación de empleo local. Este tipo de instalaciones, no solo reemplazan un producto importado, sino que también atraen inversiones que utilizan recursos locales y crean puestos de trabajo nacionales.

De acuerdo a IRENA, el número de empleos generados por el sector del biogás a nivel mundial en 2020 fue de 330 mil, siendo 76 mil en Europa.

El informe realizado por Gas for Climate "Job creation by scaling up renewable gas in Europe", estima que en 2050 se crearán entre 1,7 y 2,4 millones de empleos relacionados a la producción de gas renovable en Europa, de los cuales entre 600.000 a 850.000 serían directos. Los datos parten de un escenario de producción de 2.710 TWh correspondiente a 1.010 TWh de biometano (660 TWh a partir de digestión anaerobia y 350 TWh a partir de gasificación) y 1.710 de TWh hidrógeno.

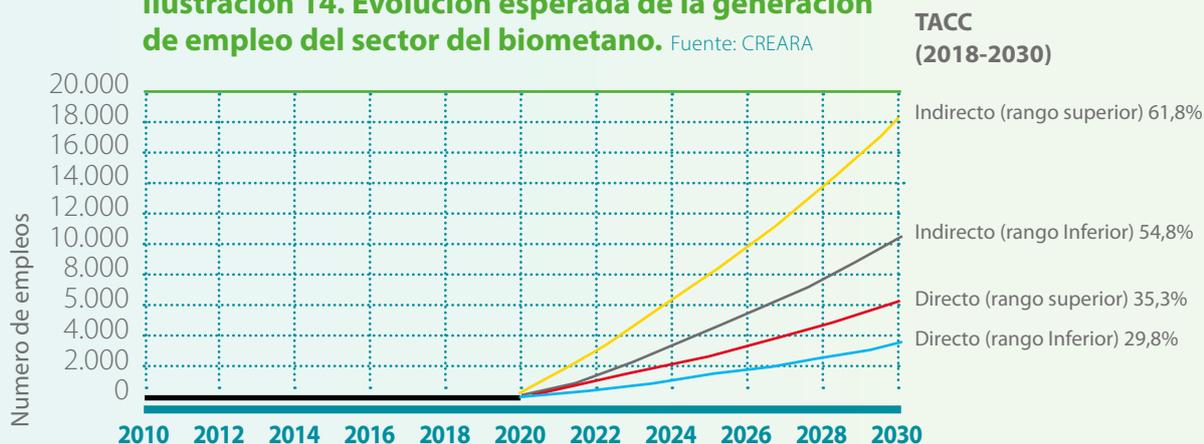
Específicamente para la producción de 660 TWh de biometano a través de la digestión anaeróbica, el informe estima que se crearán 195.000 empleos directos y 316.000 empleos indirectos. Esto equivale a un número

de empleos por unidad de energía producida, de aproximadamente 777 empleos/TWh.

Alrededor de un tercio de los puestos de trabajo (172.000 empleos) son el resultado del desarrollo de plantas de digestión anaeróbica. Dos tercios de los trabajos (341.000 empleos) están relacionados con las operaciones en curso de la instalación, incluida la gestión de la planta y el abastecimiento de la biomasa requerida en el sector agrícola. Se espera que la mayoría de esos trabajos sean trabajos altamente calificados y que requieran altas capacidades técnicas y de ingeniería.

En España, según el informe realizado por Creara, el sector del biometano podría generar entre 3.000 - 6.000 empleos directos y 11.000 - 18.000 empleos indirectos. Esto supondría un total de entre 15.000 y 25.000 nuevos empleos. Como el biogás en España es fundamentalmente descentralizado y de origen rural, la creación de empleo en torno a este sector tiene un papel clave en la revitalización de las zonas rurales con menor densidad de población. El desarrollo del biogás en España puede suponer una palanca que ayude a afrontar la despoblación, objetivo establecido en la Estrategia Nacional para el Reto Demográfico.

Ilustración 14. Evolución esperada de la generación de empleo del sector del biometano. Fuente: CREARA



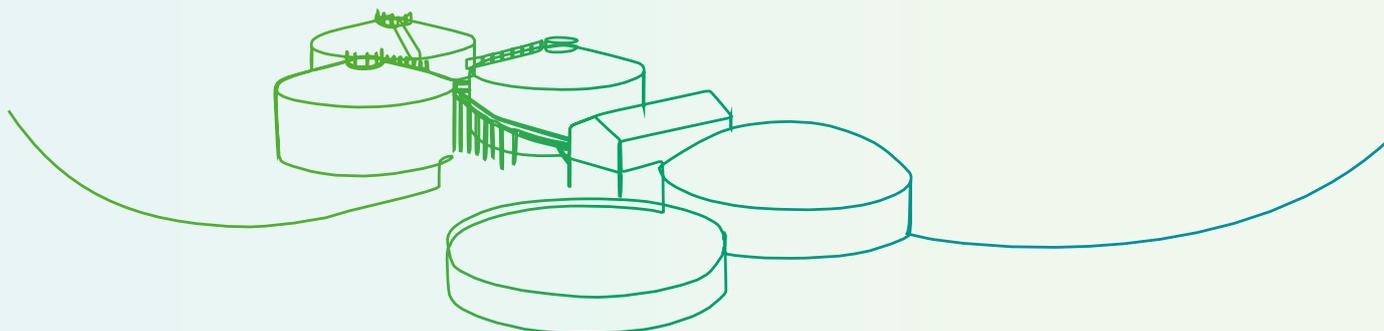
Nota: Se han contagiado los empleos equivalentes estables a tiempo completo (ETC):

Finalmente, es importante mencionar que el desarrollo del mercado del biometano implica el desarrollo de una nueva actividad económica, generando empleo, contribuyendo al PIB y generando nuevos ingresos

fiscales. En base a CREARA, el mercado del biometano podría aportar al PIB español entre 284 y 472 millones de euros en 2030, dependiendo de la producción obtenida.



BLOQUE 3
Tecnologías para
la producción de
biogás/biometano



Como se ha visto en el bloque I, la digestión anaerobia es una tecnología madura ampliamente implementada en Europa. Debido a esto, existen numerosas tecnologías de reactores o digestores de biogás. Estas tecnologías se clasifican en función de su capacidad para mantener altas concentraciones de microorganismos en el reactor, diferenciándose en digestores convencionales, digestores con retención de biomasa y digestores de película fija.

Los reactores convencionales, como su nombre indica, son los digestores más ampliamente utilizados. Generalmente, estos digestores suelen ser robustos y fáciles de operar, aunque cuesta más obtener mezclas homogéneas entre el sustrato y los microorganismos que en otras tecnologías de digestión, resultando en eficiencias y producciones de biogás más bajas. Entre los digestores convencionales, encontramos las siguientes tecnologías de digestión:

- **Digestor continuo de mezcla completa (CSTR)**
- **Digestor de flujo de pistón o plug flow**
- **Digestor discontinuo o tipo Batch**
- **Lagunas cubiertas**

Los reactores con retención de biomasa se caracterizan en aumentar el tiempo de retención de la biomasa bacteriana por encima del tiempo de retención hidráulico (TRH). Con esto se consigue incrementar la actividad microbiológica,

aumentando así su eficiencia. Estos digestores son comúnmente utilizados para el tratamiento de aguas residuales con alta carga orgánica. Las tecnologías de digestión de los reactores con retención de biomasa son:

- **Reactor anaerobio de contacto**
- **Reactor de lecho granular de flujo ascendente (Biorreactor UASB)**
- **Reactor de lecho granular expandido (EGSB)**
- **Reactor de circulación interna (IC)**

Finalmente, dentro de la clasificación tenemos a los reactores de película o biomasa fija. Estos reactores están basados en el crecimiento de una biopelícula, donde los microorganismos se fijan a una superficie, reduciendo así

la pérdida de microorganismos dentro del reactor. Esta tecnología se aplica para el tratamiento de aguas residuales con baja demanda química de oxígeno (DQO) y/o bajo contenido en sólidos, existiendo las siguientes tecnologías:

- **Filtro anaerobio**
- **Reactor de lecho fluido**
- **Reactor de lecho fijo de flujo descendente (DSFF)**

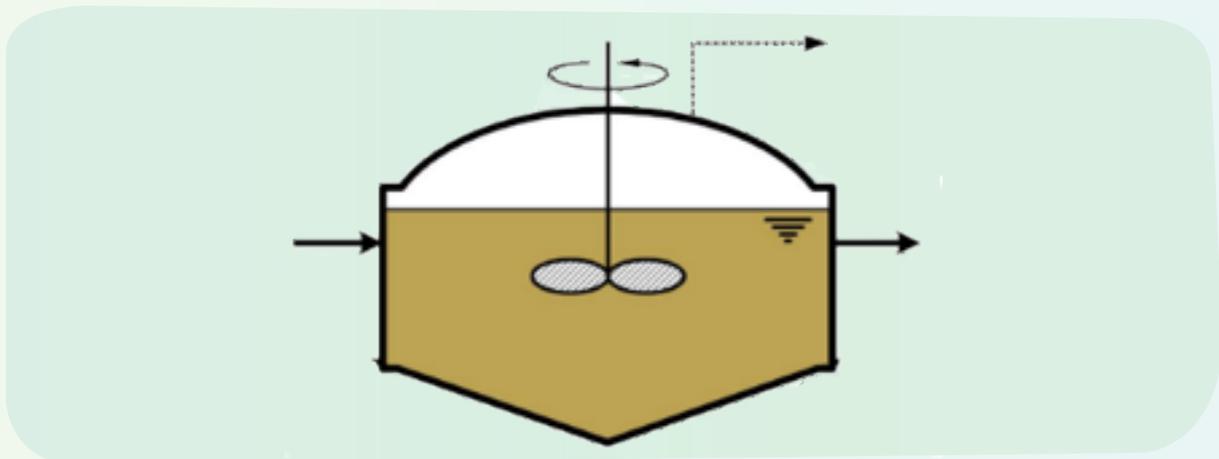
3.1. Digestores convencionales

3.1.1. DIGESTOR CONTINUO DE MEZCLA COMPLETA

Son los digestores más comunes y ampliamente implementados, especialmente para sustratos de tipo agropecuario o agroindustrial, debido a su simplicidad y facilidad a la hora de su operación. Consiste en un tanque cerrado, calentado, donde se incluye un sistema de agitación para homogenizar la mezcla de sustratos en su interior. Suelen funcionar con contenidos de materia reactivamente bajos, entre un 4 y 15% y comparativamente a otros reactores, el tiempo de retención necesario es alto, generalmente de no menos de 20 días.

Estos digestores suelen aceptar diversas configuraciones, que van desde un único digestor hasta varios digestores, ya sean en serie o en paralelo. Suelen utilizarse varios digestores en serie, denominándolos digestores primarios y secundarios, cuando se utilizan sustratos difíciles de degradar, con el propósito de aumentar el TRH por encima de los 40 días y así favoreciendo la degradación del sustrato.

Ilustración 15. Diagrama de un digestor de mezcla completa sin recirculación. Fuente: Feliu i Flotats, 2020



Configuración de un digestor continuo de mezcla completa

Los digestores continuos de mezcla completa están formados por diversos componentes, además del propio tanque donde se realiza la digestión anaerobia y el gasómetro donde se almacena el biogás producido. En la Ilustración 16 se puede ver un diagrama de un digestor con todos sus componentes.

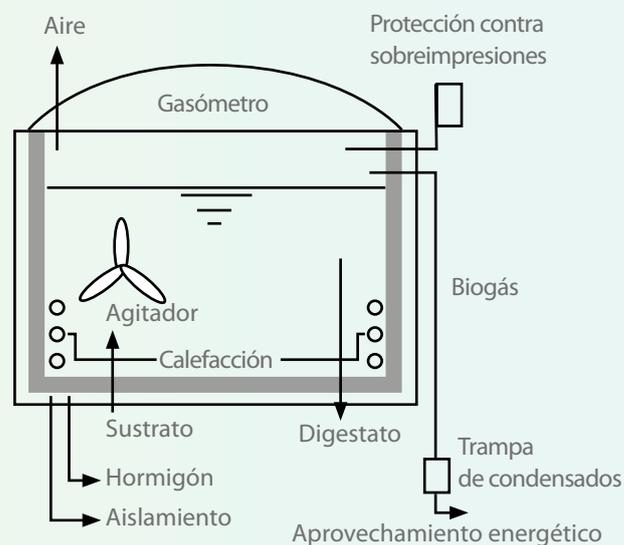


Ilustración 16. Configuración de un digestor continuo de mezcla completa



Tanque de hormigón o acero vitrificado:

El tanque es el esqueleto central del digestor. Es un tanque estanco al gas y al líquido con ausencia de oxígeno, construido en hormigón o acero vitrificado, donde se lleva a cabo el proceso de digestión anaerobia.

Aislamiento: Para mantener la temperatura constante, el digestor debe estar aislado térmicamente con aislamiento de Poliestireno Extruido XPS de espesor **8 cm** en la solera y de Poliestireno Expandido **PS100** de espesor **10 cm** en los muros para evitar pérdidas de calor.

El aislamiento térmico está protegido de las inclemencias meteorológicas con una lámina de polietileno y con recubrimiento protector de pintura en la zona en contacto con el gas (que corresponde a la pared interior del digestor y columna central, y el remate de los muros de hormigón).

Sistema de calefacción:

Como la temperatura interna en el digestor debe encontrarse dentro del intervalo óptimo de **37°C-40°C** (mesófilo) o **50° – 53°C** (termófilo), es necesario realizar un aporte de calor a la mezcla mediante un sistema de calefacción de acero inoxidable en su interior. El sistema de calefacción de los muros está constituido por circuitos de tubos de acero inoxidable. Todos los accesorios, como son sensor de temperatura y válvulas de regulación se colocan en un armario de control adosado a la pared del digestor por donde acceden los tubos de calefacción al interior del digestor.

Sistema de agitación:

Cada digestor está equipado por diversos agitadores laterales que aseguran un movimiento en direcciones diversas sin que produzca ninguna estanqueidad ya que es posible ajustar el ángulo de inclinación del agitador y cada uno de ellos está colocado a una altura distinta. De este modo, se logra la homogenización de todos los sustratos, se evita la sedimentación de la materia orgánica en el fondo o la formación de capa sobrenadante o zonas estancas, y por tanto, se asegura que todo el digestato permanezca el mismo tiempo en el digestor con el objetivo de digerir toda la carga orgánica contenida en los sustratos.

Gasómetro: El biogás producido por la fermentación anaerobia de la materia orgánica es almacenado en un gasómetro.

El gasómetro está constituido por dos membranas. La membrana exterior de poliéster con recubrimiento de PVC por ambas partes y resistente a los rayos UV. Debajo de la membrana exterior se coloca otra membrana de poliéster con recubrimiento de PVC por ambas partes resistente también a las inclemencias meteorológicas, a los rayos UV y al contacto con el digestato.

El gasómetro es de forma cónica, con una inclinación del **30%** mantenida por la presión interna generada mediante un soplante que toma aire del exterior para enviarlo a la cavidad existente entre la membrana exterior e interior impermeable al aire. De este modo, la estructura de la membrana se mantiene rígida con forma cónica.

El digestor cubierto por el gasómetro

está equipado con una estructura soporte que consiste en una columna central de hormigón armado y unos sensores que enganchan con la pared del digestor y con el pilar central y sobre los que asienta una red, que evita el contacto de la membrana interna con el contenido del digestor. Dependiendo de la cantidad almacenada de biogás, la membrana se puede mover haciéndose más grande o pequeña dentro del espacio que existe entre la red y la membrana externa.

Protección contra sobrepresiones (válvula de sobrepresión):

La presión en el interior del digestor se encuentra dentro de un rango de 2 mbar cuando el gasómetro está vacío y un máximo de 3 mbar cuando está lleno. Cuando la presión supera los 5 mbar, se abre una válvula de seguridad (sistema de seguridad de sobre presión) y se deja escapar el biogás para liberar la presión.

Trampa de condensados (pozo de condensados):

Pozo para recoger el agua condensada procedente de la humedad del biogás.

Otro equipamiento:

El equipamiento para cada digestor incluye:

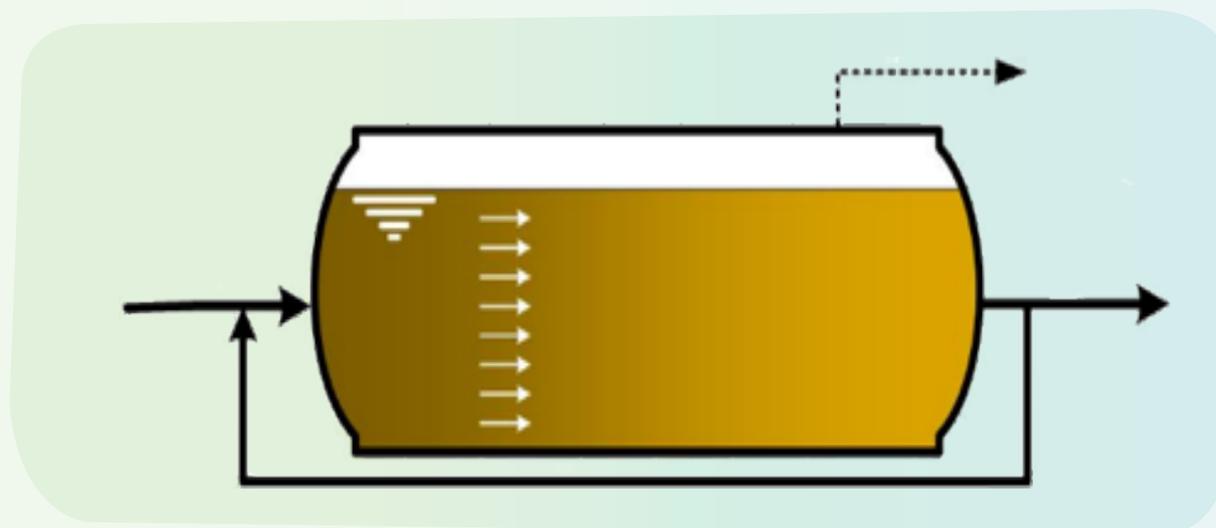
- **Revestimiento** con chapa grecada de ALUMINIO
- **Visores** de cristal para control del funcionamiento de los agitadores
- **Plataforma** y escalera para realizar la supervisión del interior del digestor a través de los visores y la inspección del equipo de seguridad de sobrepresión.

3.1.2. DIGESTOR DE FLUJO DE PISTÓN

Los digestores de flujo de pistón suelen denominarse digestores secos, ya que estos reactores son óptimos con sustratos de mayor concentración de sólidos, entre el 20-40% (digestión seca). Su configuración es generalmente cilíndrico, largo y estrecho, con una

cubierta rígida o flexible y pueden funcionar tanto de manera continua como discontinua. Tradicionalmente han sido utilizados para el tratamiento de estiércol vacuno debido a su simplicidad y bajo coste de implementación y operación

Ilustración 17. Diagrama de un digestor de flujo de pistón. Fuente: Feliu i Flotats, 2020



En estos digestores no hay agitación, sino que el sustrato entra por un extremo, y el sustrato en digestión es empujado por el sustrato entrante hacia el extremo contrario para su extracción. Pueden estar dotados de

una agitación por palas (lenta), que además favorecen la salida del sustrato. El rendimiento de estos digestores suele ser superior que los de mezcla completa, por lo que los tiempos de retención son menores.

3.1.3. DIGESTOR DISCONTINUO O BATCH

Un reactor discontinuo, también denominado batch, es un digestor donde la alimentación suele hacerse por lotes. Con este sistema se habla de tiempo de digestión en vez de tiempo de retención. En un sistema discontinuo, la curva de evolución temporal de la producción de biogás sigue la misma tendencia que la curva típica del crecimiento de microorganismos (latencia, crecimiento exponencial, estacionalidad y decrecimiento). Por tanto, para conseguir una producción de biogás cercana a la continuidad deben

combinarse varios reactores discontinuos con puestas en marcha intercaladas en el tiempo.

Estos reactores han sido aplicados a residuos con una alta concentración de sólidos que dificultan la adopción de sistemas de bombeo, tales como residuos de ganado vacuno con lecho de paja. Sin embargo, no son aptos para operaciones a gran escala, donde se produce continuamente residuo y ha de quedarse almacenamiento entre cargas.

3.1.4. LAGUNAS CUBIERTAS

Las lagunas son sistemas sencillos y de bajo coste, por lo que habitualmente se utilizan en zonas rurales para la gestión de residuos ganaderos (generalmente purines) con un 0,5 a 2% de sólidos. Estos sistemas pueden estar agitados y calefactados, o no, en función del proyecto, aunque la mayoría de estas lagunas no poseen calefacción por lo que operan a temperatura ambiente.

Como la temperatura es un factor clave en la producción de biogás a partir de una laguna cubierta, estas lagunas están más extendidas en climas cálidos, donde presentan mayores tasas de producción de biogás. Para compensar las bajas temperaturas, se disminuyen las velocidades de carga y se aumenta el tiempo de retención hidráulica (generalmente 30-45 días o más dependiendo del tamaño de la laguna).

Ilustración 18. Diagrama de una laguna cubierta. Fuente: Ministerio de Energía. Gobierno de Chile.

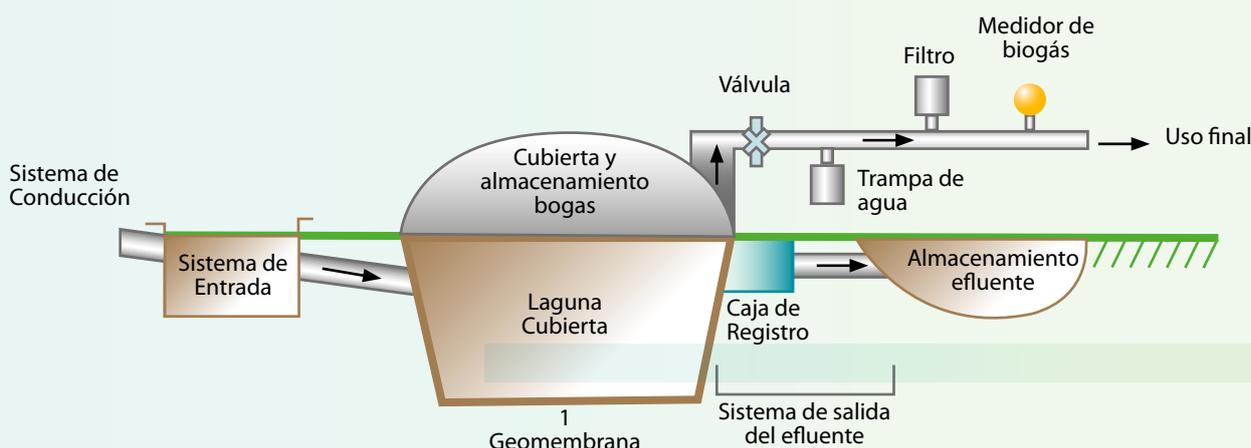


Ilustración 19. Ejemplo de balsa con cubierta flotante. Fuente: Membrane Systems Europe BV.

3.2. Digestores con retención de biomasa

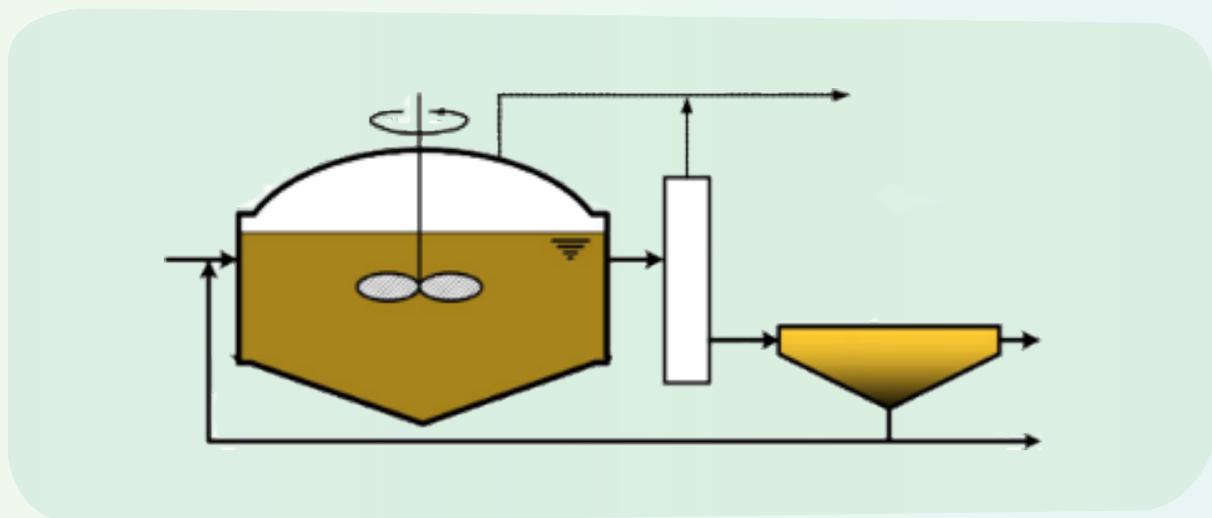
3.2.1. REACTOR ANAEROBIO DE CONTACTO

El reactor anaerobio de contacto es comunmente utilizado para sustratos líquidos de la industria agroalimentaria (aguas residuales) con alta carga orgánica.

Estos reactores disponen de un decantador para separar las fases sólido-líquido del sustrato, donde la fase sólida consiste básicamente en flóculos biológicos.

Antes del decantador se debe disponer de un sistema de desgasificación, sin el cual la decantación se puede ver impedida. Suelen tener tiempos de retención más bajos que los digestores de mezcla completa sin recirculación, ya que en estos digestores se puede regular la recirculación de los microorganismos retenidos en la fase sólida del decantador, y así, aumentar el tiempo de retención de los microorganismos.

Ilustración 20. Diagrama de un digestor de contacto anaerobio. Fuente: Feliu i Flotats, 2020



3.2.2. LECHO GRANULAR DE FLUJO ASCENDENTE (UASB)

En este sistema se favorece la floculación o agregación de bacterias entre ellas, formando gránulos o consorcios, de forma que por sedimentación se mantienen en el interior del reactor, con la velocidad ascendente adecuada del fluido, siempre que en la parte superior exista un buen separador sólido(biomasa)/líquido/gas.

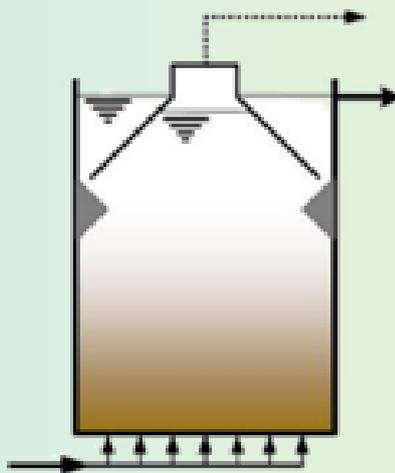
El reactor de lecho granular de flujo ascendente (UASB), está extensamente aplicado al tratamiento de aguas residuales de la industria agroalimentaria debido a su

diseño simple en comparación con otros sistemas con retención de biomasa.

Los reactores de flujo ascendente consisten en un tanque 'invertido', donde las cámaras de decantación y digestión anaerobia están superpuestas. Está compuesto por tres zonas bien definidas: la zona de lecho de lodos, donde se concentran los microorganismos que van a biodegradar el material orgánico; la zona donde se encuentran dispersos los microorganismos a lo largo del reactor y la zona de separación gas/líquido/sólido.

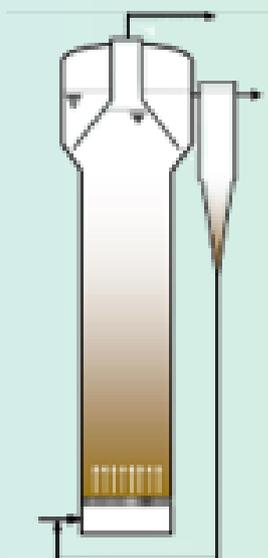
Ilustración 21. Diagrama de un reactor de lecho granular de flujo ascendente. Fuente: Feliu i Flotats, 2020

En los **UASB**, el sustrato se introduce por la **parte inferior del reactor** y fluye en **sentido ascendente** a través de un manto de lodos constituido por microorganismos. El sustrato asciende hasta llegar al **decantador**, ubicado en la parte superior del reactor.



3.2.3. REACTOR DE LECHO GRANULAR EXPANDIDO (EGSB)

Ilustración 22. Diagrama reactor de lecho granular expandido. Fuente: Feliu i Flotats, 2020



Son reactores que requieren **menos espacio** que los reactores **UASB**, por lo que suelen utilizarse cuando el espacio es un **factor limitante**.

El reactor de lecho granular expandido es una derivación de los UASB, donde se emplean lodos granulares y el manto de lodos es expandido debido a las altas cargas

hidráulicas aplicadas. Esta condición intensifica la mezcla hidráulica dentro del reactor aumentando así el contacto entre la biomasa bacteriana y el sustrato.

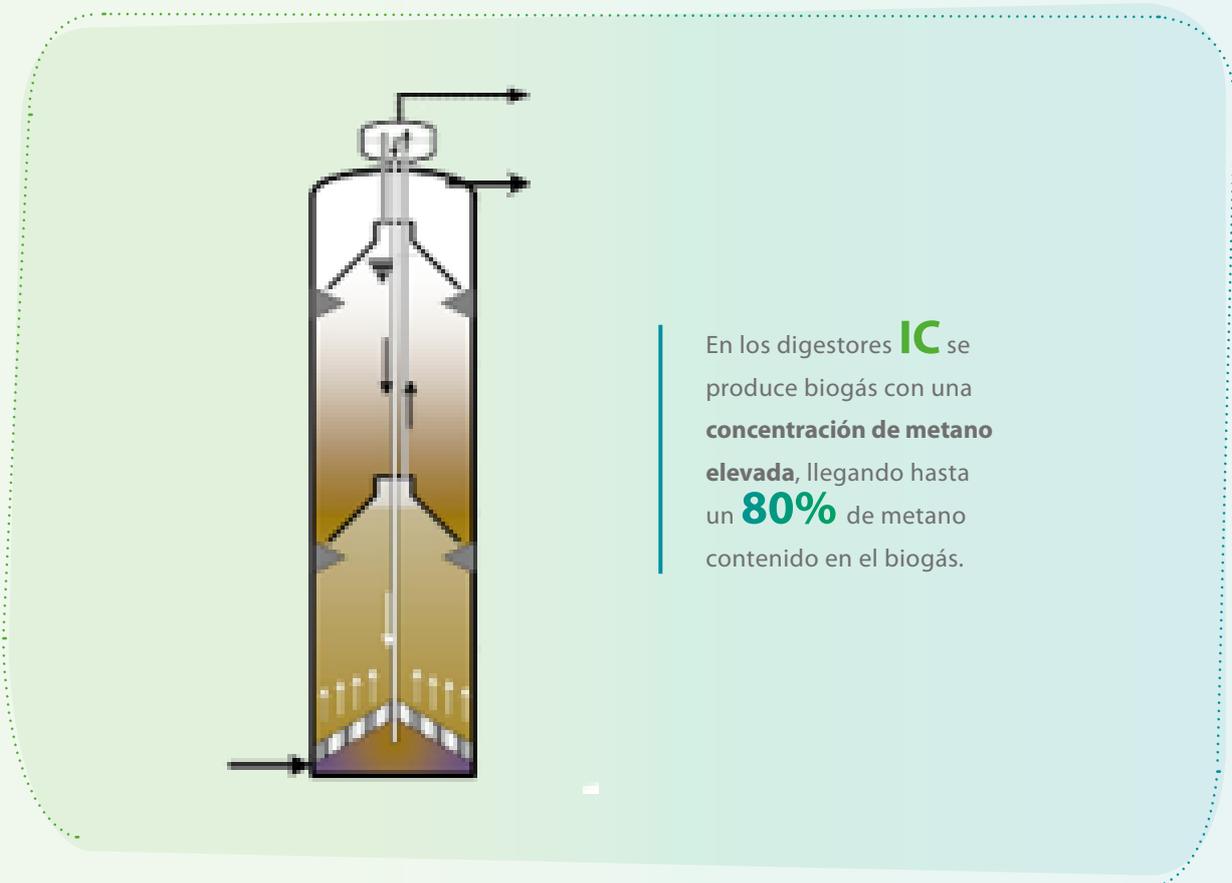
3.2.4. REACTOR DE CIRCULACIÓN INTERNA (IC)

El reactor de circulación interna es una evolución de los reactores UASB y EGSB, utilizado para el tratamiento de aguas residuales con alta carga orgánica.

Los reactores IC pueden considerarse como dos UASB superpuestos uno sobre el otro, trabajando el inferior a

alta carga y el superior a baja carga. En estos reactores, el sustrato entra por la parte inferior donde se mezcla con el fango en estado granular. En el reactor inferior se elimina entre un 70 y 80% de la materia orgánica del sustrato, que va a pasar al reactor superior de baja carga, donde termina de eliminarse la materia orgánica.

Ilustración 23. Diagrama reactor de recirculación interna. Fuente: Feliu i Flotats, 2020



3.3. Digestores de biomasa fija

3.3.1. FILTRO ANAEROBIO

En este sistema las bacterias anaerobias están fijadas a la superficie de un soporte inerte –formando biopelículas–, columna de relleno, o atrapadas en los intersticios de éste. El soporte puede ser de material cerámico o plástico.

Este sistema ha sido extensamente aplicado para el tratamiento de aguas residuales de industria agroalimentaria, y existen experiencias piloto para la fracción líquida de residuos ganaderos.

Ilustración 24. Diagrama filtro anaerobio. Fuente: Feliu i Flotats, 2020



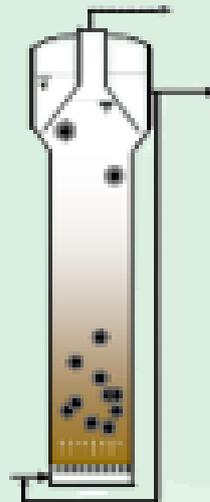
3.3.2. REACTOR DE LECHO FLUIDIZADO

En este sistema las bacterias se encuentran fijadas, formando una biopelícula, sobre pequeñas partículas de material inerte que se mantienen fluidizadas mediante el

flujo ascendente adecuado del fluido. Para mantener el caudal adecuado, que permita la expansión y fluidización del lecho, se recurre a la recirculación.

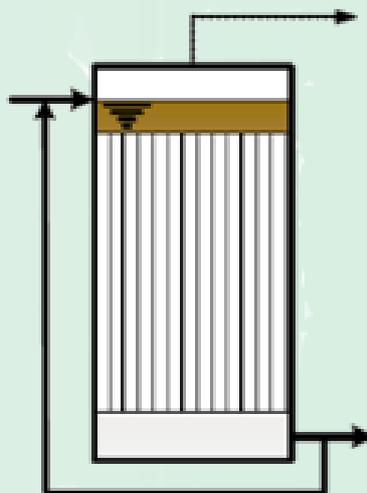
Ilustración 25. Diagrama reactor de lecho fluidizado. Fuente: Feliu i Flotats, 2020

Igual que el filtro, puede ser **aplicado a aguas residuales**, especialmente de la **industria agroalimentaria**, y a **fracciones líquidas o sobrenadante de residuos ganaderos**, aunque las experiencias en este ámbito son muy limitadas.



3.3.3. LECHO FIJO DE FLUJO DESCENDENTE (DSFF)

Ilustración 26. Diagrama digester lecho fijo de flujo descendente. Fuente: Feliu i Flotats, 2020



En el reactor de lecho fijo de **flujo descendente**, las bacterias se encuentran fijadas en un soporte orientado **verticalmente**. Esto permite **mayores concentraciones de sólidos en el sustrato** y cargas orgánicas que en el filtro anaerobio.

3.4 Producción de biometano

El biometano es el resultado de la purificación del biogás generado a partir de la fermentación anaerobia de residuos orgánicos. Los usos del biometano son los mismos que los del gas natural:

puede inyectarse a la red de distribución de gas natural, o utilizarse como combustible para vehículos mediante la producción de gas natural comprimido (GNC) o licuado GNL).

Principalmente se pueden encontrar 6 tecnologías para la producción de biometano.

- Membranas
- Lavado con agua (PWS)
- Absorción química
- Pressure Swing Adsorption (PSA)
- Separación criogénica
- Separación biológica



Ilustración 27. Planta de producción de biometano por membranas en VILA-SANA. Fuente: Sedigas

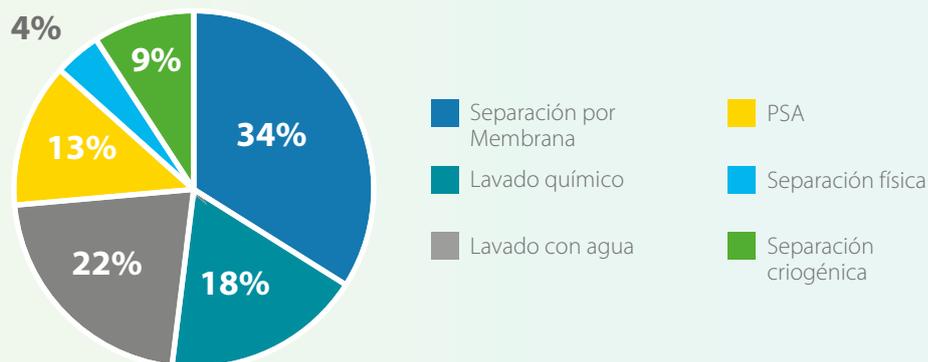
Como se observa en la Ilustración 28, las instalaciones con mayor grado de implantación son las membranas, seguidas del lavado con agua y la absorción química con aminas. Por detrás, le siguen las instalaciones de adsorción a alta presión (PSA).

En relación con el enriquecimiento criogénico sólo

empieza a haber alguna referencia de instalación industrial, puesto que es una tecnología muy novedosa y que aún presenta dificultades de operación.

La separación biológica no se muestra en la imagen ya que encuentra todavía en fase de validación a escala piloto.

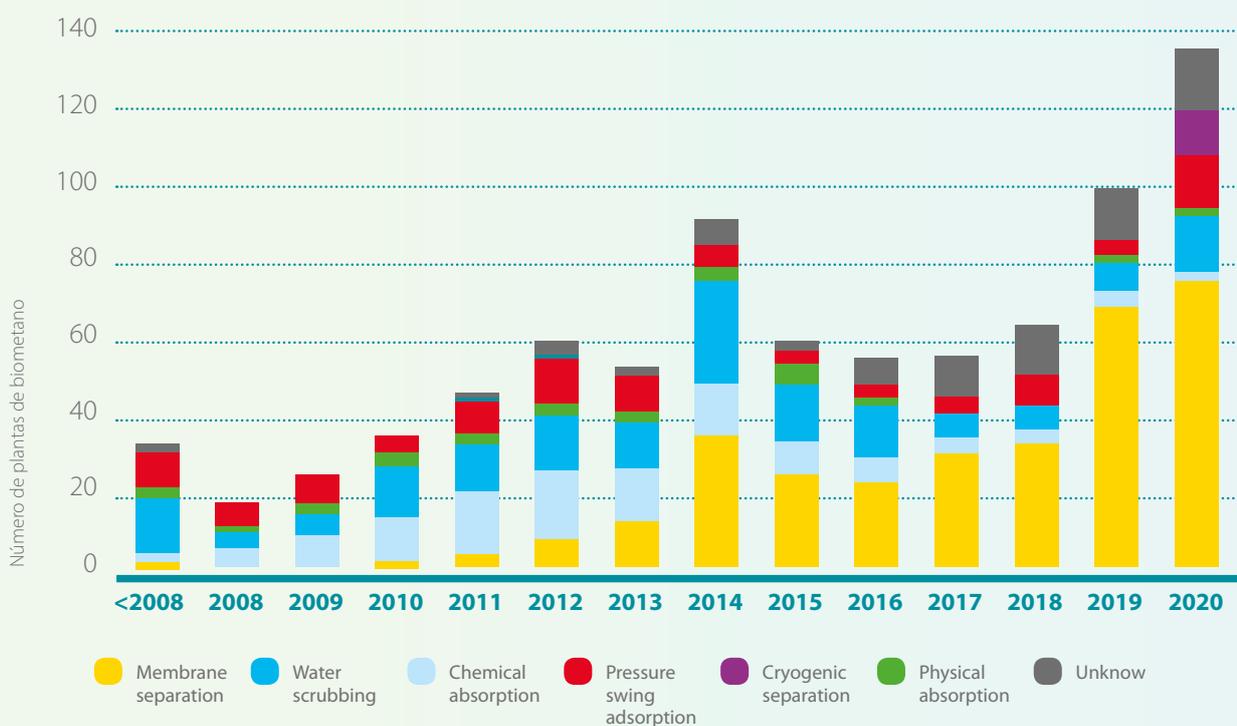
Ilustración 28. % Tecnologías de producción de biometano. Fuente: EBA



Si observamos la evolución respecto a la implantación de las distintas tecnologías de biometano en Europa desde 2008 hasta 2020, se observa que hasta 2013, la implantación de las distintas tecnologías fue bastante equitativo, mientras

que a partir de 2014 la tecnología de membranas ha presentado el crecimiento más rápido, siendo la tecnología dominante, probablemente por su gran flexibilidad de adaptación a diferentes tamaños de planta.

Ilustración 29. Evolución tecnologías de producción de biometano. Fuente: EBA



3.4.1. ACONDICIONADO PREVIO DEL BIOGÁS

El biogás producido está compuesto mayoritariamente por CH_4 y CO_2 , pero también puede contener otros componentes no deseables en pequeñas concentraciones como H_2S , vapor de agua, compuestos orgánicos volátiles (COVs) y amoníaco que pueden ser

dañinos tanto para los equipos como para la atmósfera. Para la eliminación de estos compuestos, el biogás se somete a un proceso de pretratamiento para su acondicionamiento y eliminación de los compuestos indeseables antes de su enriquecimiento a biometano.

REMOCIÓN DEL AGUA

Al momento de salir del digestor, generalmente, el biogás se satura con vapor de agua. El biogás debe tener una humedad relativa inferior a 60% para prevenir la formación de condensado en las tuberías de transporte. Este condensado, particularmente en combinación con otras

impurezas puede corroer las paredes de las tuberías. Frecuentemente, el biogás debe ser secado antes de ser purificado. El biogás puede secarse por compresión y/o enfriamiento del gas, adsorción en carbón activado o sílica gel o absorción, principalmente en soluciones de glicol y sales

higroscópicas. El método más común de eliminación del vapor de agua contenido en el biogás es el enfriamiento del biogás hasta 7°C utilizando un enfriador, condensando el vapor de agua y pudiendo ser eliminado. Como resultado de este proceso, también se puede eliminar el amoníaco.



Ilustración 30. Sistema de enfriamiento del biogás. Fuente: Bright Biomethane

ELIMINACIÓN DE MATERIAL PARTICULADO

Se eliminan del biogás mediante filtros mecánicos instalados a la salida del biogás

del digestor y antes de la entrada del biogás en la unidad de upgrading. El principal

inconveniente es que pueden crear daños mecánicos en los equipos.

ELIMINACIÓN DE H₂S Y COVS

El sulfuro de hidrógeno en combinación con el vapor de agua en el biogás crudo puede formar ácido sulfúrico el cual es muy corrosivo para los motores y sus componentes. A concentraciones sobre 100 ppm en volumen, el H₂S es también muy tóxico. El carbón activado puede utilizarse para remover el H₂S y CO₂. El carbón activado actúa como

catalizador convirtiendo el H₂S en azufre elemental (S). Otra forma de lavar el sulfuro de hidrógeno es usando soluciones de NaOH, agua o sales de hierro. Un proceso simple y barato consiste en dosificar una corriente de biogás con O₂, el cual oxida el H₂S a azufre elemental. La dosificación con oxígeno puede reducir el contenido

en el biogás de H₂S a niveles bajo 50 ppm. Esta dosificación con oxígeno no está exenta de riesgos de explosión, por lo cual debe efectuarse con precaución. El óxido de hierro también remueve el H₂S transformándolo en sulfuro de hierro. A continuación se detallarán algunas de las tecnologías disponibles para la eliminación de H₂S y COVS son:

Descomposición H₂S



Desulfuración biológica en torre externa:

Se basa en la oxidación microbológica de H₂S a compuestos de azufre de fácil eliminación, como azufre elemental o sulfatos. El sulfuro de hidrógeno es absorbido en agua y es oxidado biológicamente. La oxidación del H₂S puede ocurrir en presencia o ausencia de oxígeno. En condiciones micro aeróbicas el compuesto de azufre reducido actúa como dador de electrones

y el oxígeno como aceptor de electrones y, en condiciones anaeróbicas, el ion nitrato actúa como aceptor de electrones. Los principales microorganismos estudiados corresponden a los géneros Beggiatoa, Xanthomonas y, especialmente, Chlorobium, Thiobacillus y Sulfobolus.

Para que ocurran estas reacciones, los microorganismos

requieren carbono y sales inorgánicas (N, P, K) como nutrientes al igual que elementos traza (Fe, Co, Ni). Estos nutrientes deben estar presentes en el sustrato en cantidades adecuadas.

Es la técnica más empleada en la actualidad cuando la carga es elevada, por su elevada eficiencia y sus bajos costes de explotación.

Contralavado con agua a presión:

Absorción en agua que se basa en la diferencia de polaridad.



Ilustración 31. Sistemas de desulfuración mediante carbón activo. Imágenes cedidas por Bioconservación

Adsorción con carbón activo u otros materiales similares:

En el caso de generación de biogás libre de oxígeno y presenta concentraciones medias a altas de H_2S , el sulfuro de hidrógeno molecular se adsorbe en la superficie de carbón activado. Sin embargo, generalmente la eficiencia de la descontaminación no es

suficiente. Por esto, el carbón activado se impregna con catalizadores, de forma de incrementar la velocidad de reacción de oxidación del H_2S a azufre elemental. Existen diversos agentes catalizadores. Por ejemplo, el carbón activado se puede impregnar con

yoduro de potasio (KI) a una concentración de 1-5% en peso solamente en presencia de oxígeno y agua. Otros agentes catalizadores que se utilizan para impregnar el carbón activado son el carbonato de potasio (K_2CO_3) y permanganato de potasio ($KMnO_4$).

Precipitación de sulfuros:

Los iones Fe^{2+} en la forma de cloruro de hierro (II) ($FeCl_2$) o los iones Fe^{3+} en las formas de cloruro de hierro (III) o sulfato de hierro (II) permiten la precipitación de azufre a una forma estable que permanece en el residuo. Para la precipitación de sulfuros, sólo se requiere un tanque de mezclado adicional y una bomba de dosificación.



Ilustración 32. Torres de carbón activo. Fuente: Bright Biometane

3.4.2. TECNOLOGÍAS DE VALORIZACIÓN DEL BIOGÁS

TECNOLOGÍA DE MEMBRANAS

Tiene sus orígenes en 1970, pero recién en los últimos años los avances importantes en la investigación justifican su implementación técnica y económica como uno de los mejores sistemas de purificación del biogás. La separación se basa en la diferencia de permeabilidad de las moléculas de diferentes tamaños que atraviesan la membrana. Otros parámetros importantes son la diferencia de presión entre la entrada y el lado permeado, así como la temperatura del gas.

Con la tecnología de membranas, el gas se separa por medio de una diferencia de presión aplicada sobre una membrana, donde se obtienen dos corrientes diferenciadas: un gas producto con un alto valor de metano y un gas rico en CO_2 . El proceso consta de varias

etapas de membranas para aumentar la pureza de la corriente de metano.

De esta manera, se puede recuperar al menos el 99,5% de metano, lo que le confiere una gran eficiencia de separación.

Sus principales ventajas son el bajo coste de mantenimiento, su alta eficiencia de separación y la posibilidad de instalarlas de manera modular, permitiendo optimizar espacio. La principal desventaja es el consumo eléctrico, ya que el gas debe comprimirse hasta 14/16 bar. Las características de las corrientes de salida permiten añadir una tecnología de recuperación y licuefacción de CO_2 , con lo que las pérdidas de metano pueden reducirse a cero.



Ilustración 33. Módulo de membranas. Fuente: Bright Biomethane

Capacidad de recuperación

- 99% de metano

PRESSURE SWING ADSORPTION (PSA)

Consiste en la adsorción de CO_2 , H_2S , humedad y otras impurezas, en un adsorbente comercial, como el carbón activo y zeolitas.

Esta formado por múltiples columnas en línea que contienen un medio adsorbente especializado donde las moléculas de CO_2 , N_2 y O_2 quedan retenidas en sus poros. Las moléculas más grandes de CH_4 no se

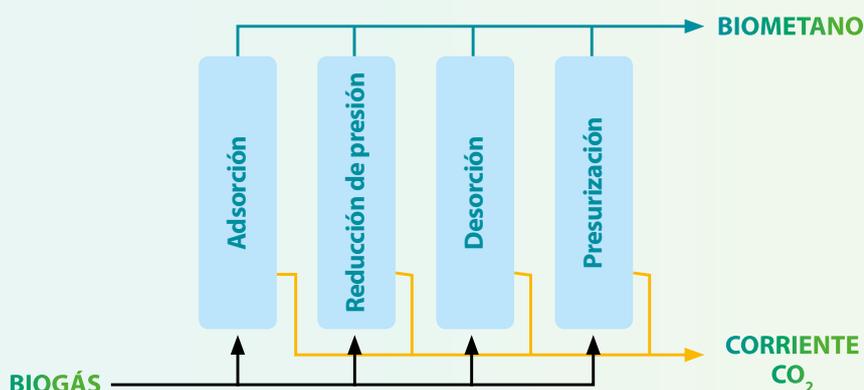
adhieren pasan a través del material. Después de un período de tiempo predeterminado, el medio se satura, por lo que la columna en línea se desconecta y comienza la primera etapa del proceso de regeneración, y el otro tanque de la secuencia se pone en línea. La regeneración se logra despresurizando el recipiente utilizando un soplador de vacío. El gas expulsado del recipiente durante la despresurización

se utiliza para volver a presurizar otro recipiente, maximizando la recuperación de CH_4 . El vacío hace que los medios liberen las moléculas de CO_2 , N_2 y O_2 recolectadas, que luego se eliminan del sistema.

Uno de los aspectos a tener en cuenta es la necesidad de un pretratamiento adecuado, ya que compuestos como el sulfuro de hidrógeno se adsorben de manera irreversible.

Una de las principales ventajas es que no solo reduce dióxido de carbono, sino también O_2 y N_2 , por lo que es una tecnología óptima para ciertos gases con un alto contenido de aire, como pueden ser los gases de vertedero. Además, se consigue un biometano con alta pureza, de hasta el 98,5% en metano. Tiene como inconvenientes que es un proceso costoso, con altas caídas de presión y altos requerimientos de calor.

Ilustración 34. Concepto de funcionamiento de una PSA.

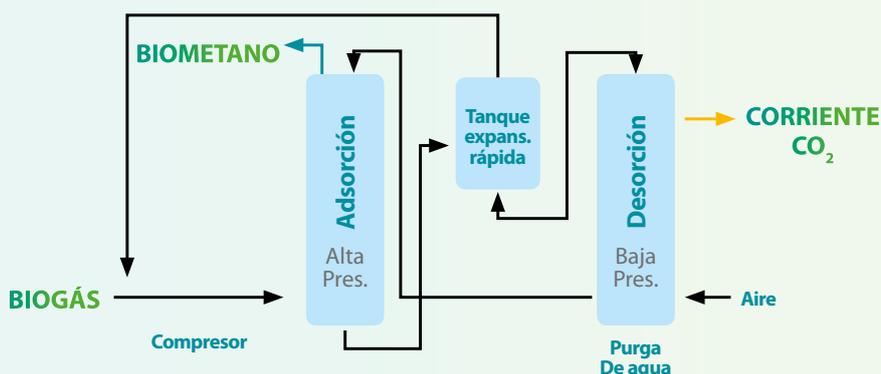


LAVADO CON AGUA

La separación por lavado con agua (water scrubbing) se basa en la diferencia de solubilidad entre el CO_2 y el metano. El CO_2 es mucho más soluble en agua que el metano. Es una técnica sencilla, económica y eficiente, inclusive con bajos caudales de biogás. Se basa en el principio de solubilización del CO_2 en agua:

la cantidad de este gas disuelto en agua aumenta a altas presiones y bajas temperaturas. El proceso de absorción es contracorriente. Con este sistema, el CO_2 y el H_2S se disuelven y salen por el fondo de la torre de lavado. El agua puede ser regenerada para ser reutilizada.

Ilustración 35. Concepto de funcionamiento de un sistema de separación por agua.

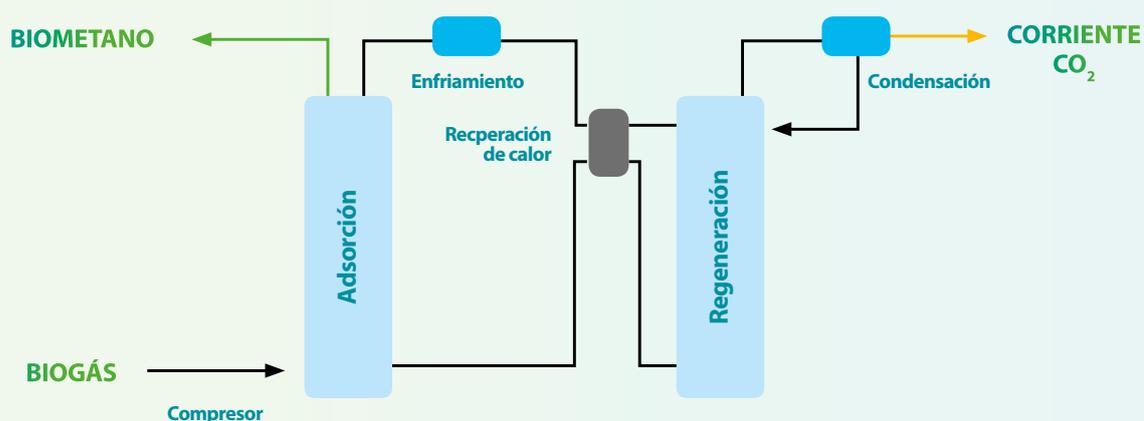


ABSORCIÓN QUÍMICA

Consiste en la formación de enlaces químicos reversibles entre el soluto y el solvente. Permite eliminar el CO_2 y el H_2S del biogás. Para esto se emplean soluciones acuosas de aminas, metildietanolamina (DMEA) o monoetanolamina (MEA), en concentraciones de entre 20 y 70% en peso de amina en agua. Con esta tecnología se consigue metano de pureza superior a la absorción con agua (por encima de 99,5%), debido a que el metano no reacciona con la amina.

Esta tecnología consiste en un absorbedor con un compuesto de aminas que se encarga de absorber el CO_2 presente en el biogás, y un lavador o stripper en el que se libera el CO_2 de la solución de amina. La amina puede ser regenerada por calentamiento, aunque gran parte debe ser reemplazada debido a su evaporación. El biometano, igual que en el lavado con agua, ha de ser pasado posteriormente por un secador para eliminar el agua que contiene.

Ilustración 36. Concepto de funcionamiento de un sistema de absorción química.



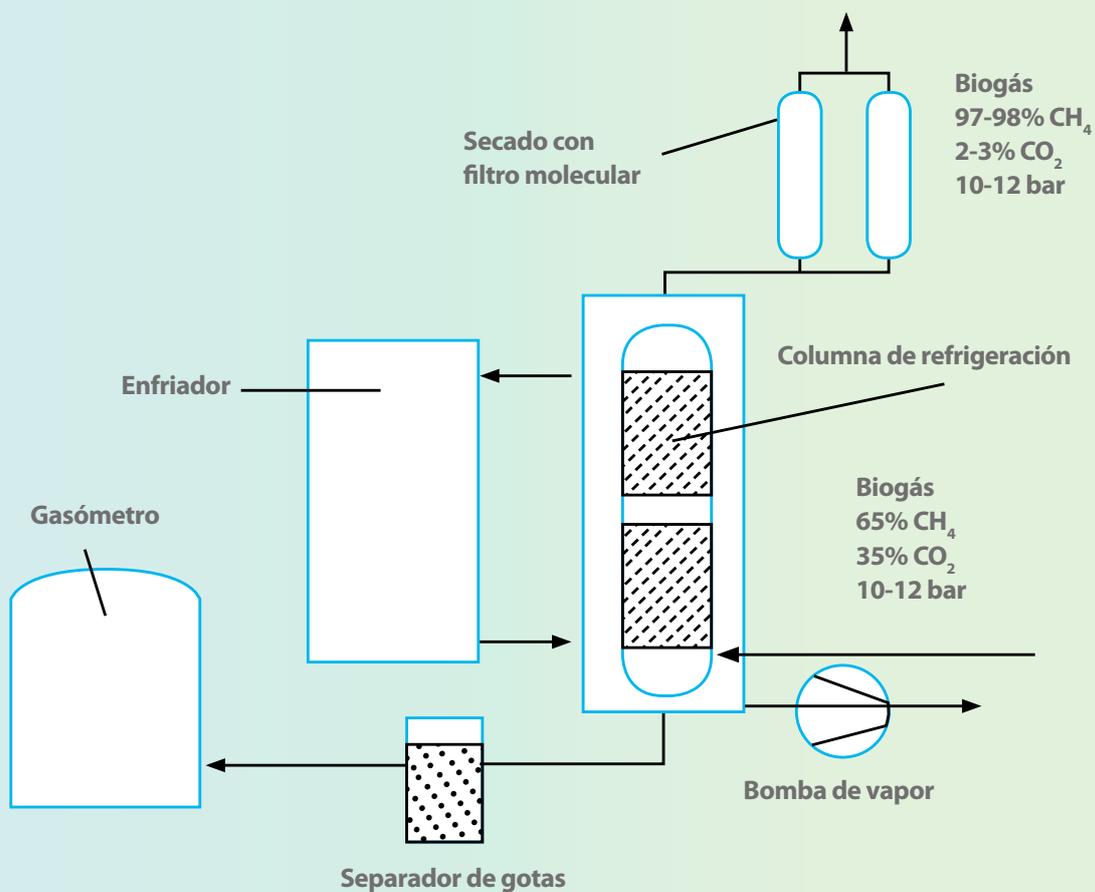
CRIOGENIA

Consiste en un proceso de purificación del biogás a bajas temperaturas. Después de la compresión de aproximadamente 200 bar y la licuefacción del biogás, las impurezas son adsorbidas en tamices moleculares. La mezcla de gas licuada es luego separada mediante una destilación a baja temperatura a 30 bar aproximadamente. El enfriamiento permite una reducción de la presión. Esta tecnología de separación se basa en los diferentes puntos de ebullición de los componentes del biogás. Por ejemplo, a una presión

de 50 bar, el CH_4 es licuado a -80°C y el CO_2 a $+15^\circ\text{C}$. La ventaja de esta tecnología de separación basada en la licuefacción del biogás, es la alta pureza que se obtiene. Sin embargo, debido al alto consumo energético, este procedimiento resulta muy costoso.

Este sistema resulta de especial interés para la generación de bioGNL, ya que el biometano sale del proceso de criogenización en estado líquido, por lo que no necesita ninguna otra etapa para procesar el biometano a bioGNL.

Ilustración 37. Concepto de funcionamiento de un sistema de criogenización.





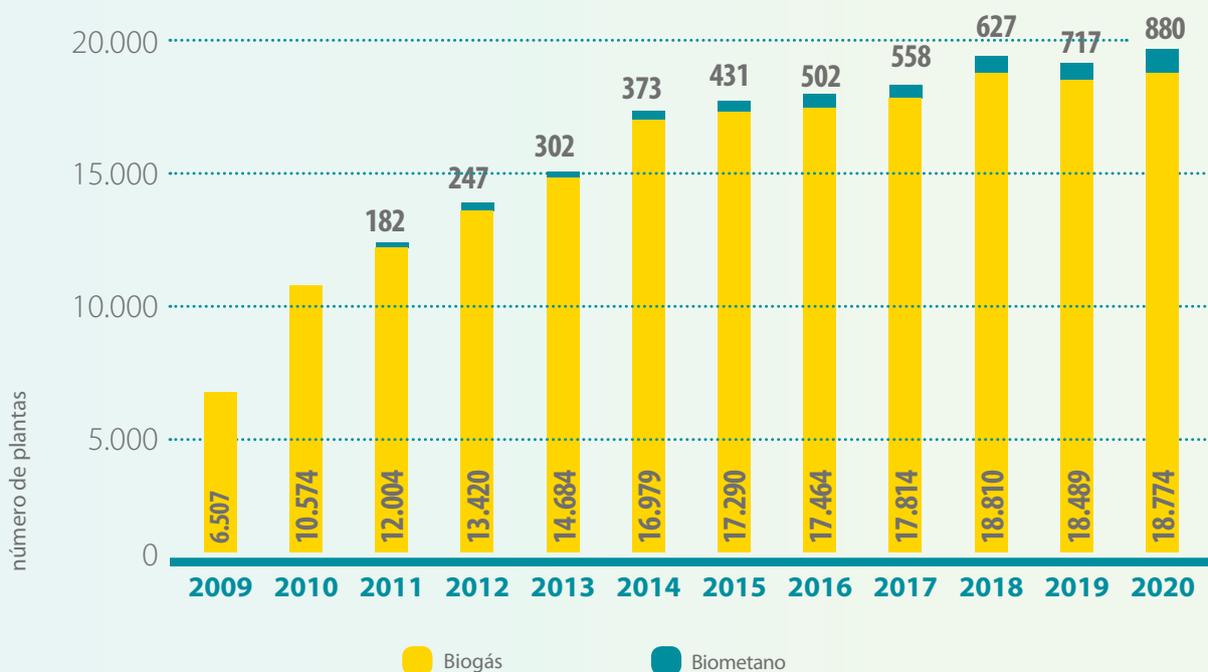
BLOQUE 4
Situación
actual
del biogás

4.1. Realidad del biogás/biometano en España y en Europa

Según datos de la Asociación Europea de Biogás (EBA, European Biogas Association) correspondientes al año 2020, el número de plantas de biogás en Europa fue de

18.774 plantas, con una capacidad de producción de 159 TWh de energía. En el caso del biometano, en 2020 había 880 plantas con una capacidad de producción de 32 TWh.

Ilustración 38. Número de plantas de biogás y biometano en Europa. Fuente: EBA

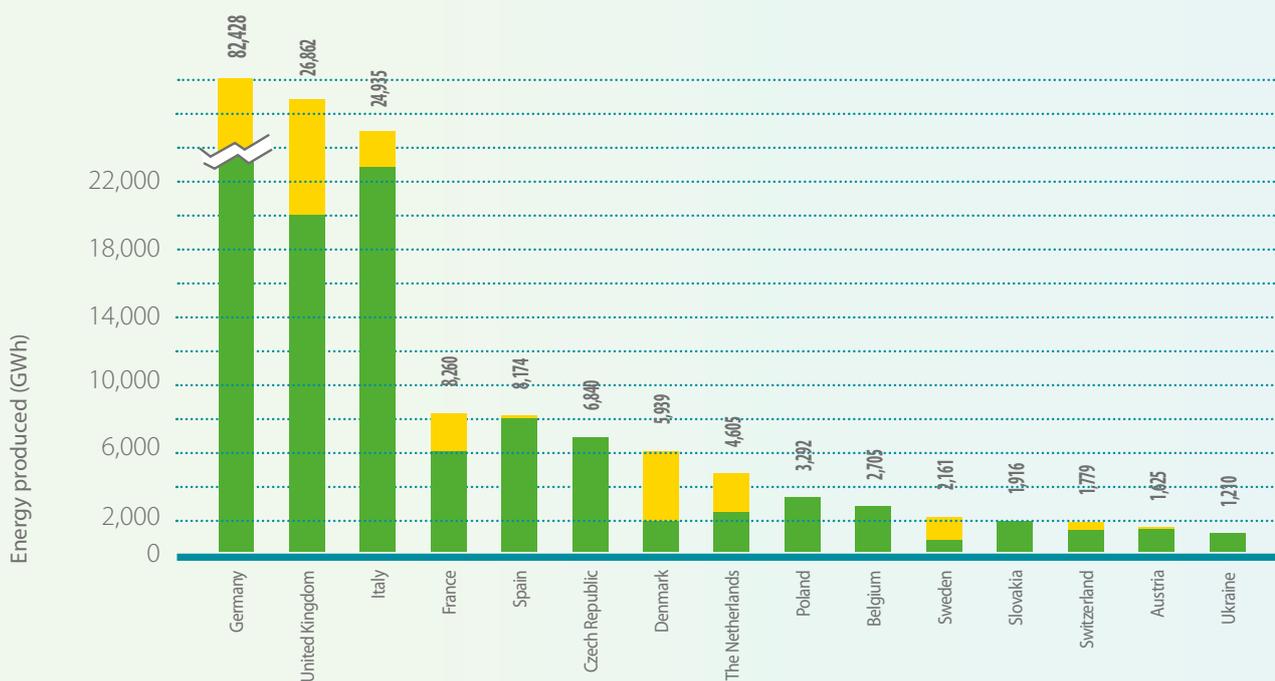


Por países, Alemania lidera el sector del biogás con más de 11.000 plantas, seguido por Italia, Reino Unido y Francia. En estos países, las plantas de biogás predominantes han sido mayoritariamente de biogás

agroindustrial. Si analizamos la producción combinada de biogás junto con biometano, Alemania continúa liderando el ranking con 82 TWh, seguido por Reino Unido (27 TWh) e Italia (24 TWh).

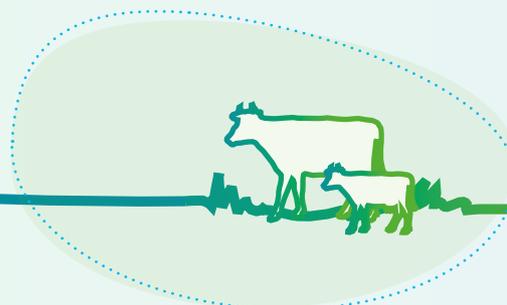


Ilustración 39. Producción de biogás y biometano en los 15 países con mayor producción. Fuente: EBA



De acuerdo con la EBA, en Europa, el biogás se utiliza principalmente para la producción de electricidad en motores de cogeneración, sin embargo, el mercado del biometano está en crecimiento y algunos países ya han fijado metas de inyección de este gas renovable a corto plazo. De hecho el número instalaciones de biometano en Europa se incrementó en 167 instalaciones en 2020 respecto al año anterior. Alemania lideró el desarrollo del biometano en Europa durante casi una

década (2008 - 2016), pero fue superado por Francia en 2017. No menos de 91 nuevas plantas entraron en funcionamiento en Francia en 2020 y más de 1.000 proyectos de inyección de biometano están en diferentes etapas de desarrollo. Esto se debe a que Francia tiene un sistema de incentivos al biometano muy fuerte, ya que considera al biometano como un pilar básico para reducir emisiones al mismo tiempo que apoya al medio rural.



4.2. Análisis por país



ALEMANIA

Alemania es el mayor productor de biogás y biometano del mundo. De acuerdo a la Asociación Europea de Biogás, en 2020 produjo aproximadamente 71 TWh de biogás y 11 TWh de biometano. Cuenta con 11.269 plantas de biogás y 242 plantas de biometano (197 procesan residuos agrícolas). Alemania fue uno de los primeros países europeos en implementar un subsidio a la electricidad renovable producción: en 1991 el país introdujo la Ley de abastecimiento eléctrico, que fue reemplazada por la Ley de Fuentes de Energía Renovable

(EEG o Erneuerbare-Energien-Gesetz) en 2000. Esta última tuvo un impacto enorme, ya que para 2002 la producción de biogás se había más que triplicado. En 2017, el gobierno alemán abandonó el esquema de incentivos y cambió hacia un sistema de licitación (conocido como EEG-2017). Las actualizaciones más recientes del EEG se centran más en cuestiones de sostenibilidad, dando prioridad a los pequeños plantas de biogás que utilizan altas proporciones de estiércol, residuos biológicos y desperdicios de alimentos.

Ilustración 40. Número de plantas de biogás en Alemania. Fuente: EBA



ITALIA

Con 1.710 plantas de biogás activo y una producción de 23 TWh en 2020, Italia ocupa el segundo lugar después de Alemania en términos tanto de número de plantas de biogás como de producción total de biogás. Más del 80% del biogás se produce a partir de residuos agrícolas.

Italia ha estado desarrollando el sector del biogás desde principios de los noventa, e introdujo su primer subsidio oficial, un sistema de certificado verde, en 1999. En 2008, se implementó una Feed in Tariff para pequeñas plantas de energía renovable (instalaciones de 1 kW a 1000 kW). El precio variaba de 0,18 a 0,28 euros kWh, dependiendo si era biogás procedente de vertedero o de sustratos de biomasa y era garantizado por 15 años.

En 2012, se fijó un esquema para plantas de menos de 1 MW mediante una Feed-in Premium (FiP) conformado por una *Feed in tariff* (de acuerdo a la capacidad de la planta y sustrato a tratar), y una prima si se garantizaba una alta reducción de emisiones, garantizado por 20 años.

Respecto al biometano, la primera planta instalada fue en 2012. A partir de 2018, Italia ha fomentado la producción y distribución de biocombustibles avanzados, incluido el biometano avanzado. En 2020, se pusieron en marcha 11 plantas de biometano, haciendo que el biometano italiano sea uno de los de más rápido crecimiento en Europa en ese año.

Además, se pusieron en marcha otras 8 plantas en el primer trimestre de 2020 y se planean más para años posteriores. Se espera que Italia se convierta en un líder europeo en producción de Bio-LNG.

Ilustración 41. Número de plantas de biogás en Italia. Fuente: EBA



FRANCIA

El número de plantas de biogás en Francia pasó de 498 en 2010 a 861 en 2020. En 2020, Francia produjo 6.083 GWh de biogás, a partir de los cuales se generaron 2.300 GWh de electricidad que se vertieron en la red eléctrica. Francia está experimentando uno de los crecimientos más rápidos en instalaciones de biometano. En 2020 entraron en operación 91 plantas y entre enero y julio 2021 se instalaron 81 plantas nuevas.

Francia comenzó a subsidiar su sector de biogás con la Feed-in Tariff de energía renovable en 2001.

Para apoyar el desarrollo del sector del biometano, las autoridades públicas han optado por la introducción de una Feed in Tariff para el biometano inyectado en la red de gas natural. Gracias a este sistema, se garantiza que un productor venderá, a una tasa fijada por decreto y por un período de 15 años, el biometano producido por su instalación a un proveedor de gas natural.

El productor de biometano, se beneficiará de una tarifa de compra de entre 64 y 139 €/MWh. Depende del tamaño de su instalación, capacidad máxima de producción de biometano, expresada en Nm³/h*, y de la naturaleza de los residuos tratados.

En el caso de las plantas de digestión anaeróbica, la tarifa de alimentación consiste en una tarifa de referencia y una prima por insumos.

La prima de acuerdo a las materias primas de entrada:

- **Para residuos comunitarios y residuos domésticos:** 5 €/MWh.
- **Para residuos agrícolas y agroalimentarios:** entre 20 y 30 €/MWh en función de los caudales producidos.
- **Para residuos de tratamiento de aguas residuales tratados en una planta de tratamiento:** entre 10 € y 39 €/MWh.

Tarifa de referencia	Prima
Varía entre 64€ y 95€ / MWh	Varía entre 5€ y 39€ / MWh
En función del tipo de producción y del tamaño del proyecto	En función de las materias primas y de la capacidad del proyecto

Ilustración 42. Número de plantas de biogás en Francia. Fuente: EBA



Esta estrategia está dando buenos resultados ya que la mayor parte de la producción francesa proviene de la agricultura, lo que significa que Francia logra producir grandes cantidades de biometano de residuos agrícolas, estiércol y residuos vegetales.

Además, los productores de biogás pueden recibir ayuda del Medio Ambiente y Gestión Energética de Francia Agencia (ADEME), así como de las autoridades locales, para estudios e inversiones.

REINO UNIDO

El Reino Unido ha desarrollado con éxito su sector del biogás desde principios de los noventa: en 1989, introdujo subsidios indirectos para la producción de biogás a través de la obligación de incorporación en combustibles no fósiles. Este sistema de apoyo fue sucedido por diferentes

marcos estratégicos. A partir del año 2007, se incorporó la obligación de combustible renovable en el transporte (*Renewable Transport Fuel Obligation*, RTFO) que exige a los proveedores de combustibles fósiles un porcentaje específico de combustible renovable. Por el otro lado, los

proveedores de biocombustibles sostenibles de cualquier tamaño pueden obtener certificados (RTFC) que pueden utilizar para cumplir con sus propias obligaciones o vender en el mercado.

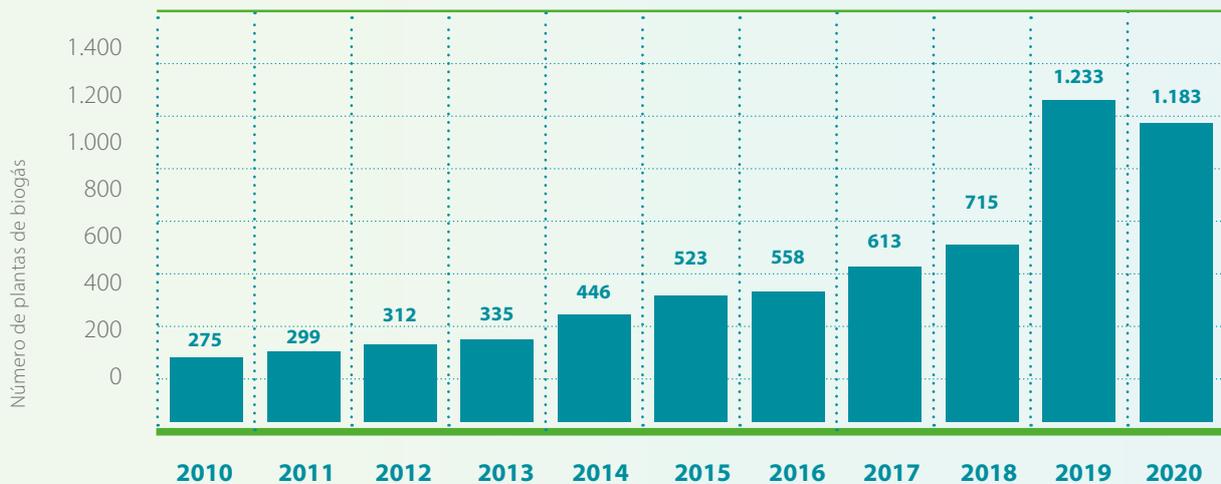
2. Optar por no cumplir y, en cambio, pagar una tarifa fija por litro por una cantidad equivalente a su obligación.
3. Comprar RTFC.

Hay tres opciones disponibles para las empresas obligadas a cumplir la RFTO:

1. Suministrar la cantidad necesaria de biocombustibles aplicables por sí mismas al mercado del Reino Unido.

Los RTFC son certificados que pueden intercambiarse entre proveedores de combustibles fósiles para el transporte, biocombustibles elegibles y comerciantes. Su precio se fija por principios de oferta y demanda, y el precio de compra proporciona un límite superior.

Ilustración 43. Número de plantas de biogás en Reino Unido. Fuente: EBA



Además existe otro esquema de apoyo desarrollado bajo el Incentivo de calor renovable a partir de 2011 (RHI). El RHI ofrece una *Feed in Tariff* para el biometano inyectado en la red de gas natural.

Estas políticas condujeron a que al final de 2020, el número de plantas de biogás en el Reino Unido alcance las 1.183 unidades, lo que hace que sea el tercer país con mayor número de plantas de biogás en Europa. La mayoría de plantas están basadas en vertederos (37%) y agrícolas (34%).

Tarifas 2020/21 para plantas construidas después del 1 enero de 2019

- **Primeros 40.000MWh/año:** 5,83 c€/kWh
- **Siguientes 40.000MWh/año:** 3,44 c€/kWh
- **A partir de 80.000MWh/año:** 2,65 c€/kWh

Durante la última década, la cantidad de plantas de biometano en el Reino Unido ha crecido considerablemente, pasando de 5 unidades en 2011 a 107 en 2020 (ocupa el tercer lugar de Europa, después de Alemania y Francia).

REPÚBLICA CHECA

En cuanto al número de plantas de biogás en relación con su población, la República Checa ocupa el tercer lugar en Europa, justo detrás de Alemania y Suiza.

El sector checo del biogás disfrutó de su período de crecimiento entre 2008 y 2013. El régimen nacional de ayudas se disolvió en 2014 al alcanzar su objetivo NREAP 2020 (*National Renewable Energy Action Plan*) en 2012.

Entre 2010 y 2020, el número de plantas de biogás aumentó de 235 a 575. Este aumento fue originado principalmente por el crecimiento en plantas que utilizan sustratos agrícolas. Hoy hay 402 plantas de

biogás basadas en la agricultura, junto con 92 plantas de EDAR, 67 plantas recogida y valorización de gas de vertedero y 17 plantas utilizando otros sustratos.

La producción de biometano comenzó en 2019 con dos plantas. Una de ellas es un proyecto piloto a pequeña escala que procesa lodos de depuradora y producción de Bio-GNC; esta planta no tiene conexión a la red. La segunda planta utiliza materias primas categorizadas como "otras" (principalmente alimentos y residuos industriales) y está conectada a la red de gas. Actualmente no existe un esquema de apoyo específicamente para el biometano.

Ilustración 44. Número de plantas de biogás en República Checa. Fuente: EBA



ESPAÑA

Actualmente, de acuerdo a la Asociación Europea de Biogás hay 210 plantas de biogás, de las cuales, las plantas de tratamiento de aguas residuales constituyen la mayor proporción (80 plantas), seguida de agricultura (50 plantas), vertedero (40 plantas) y "otros" (40 plantas).

En 2020, España produjo 2,74 TWh de biogás, de acuerdo a la Hoja de Ruta del Biogás.

España presentó su primer apoyo a las energías renovables en 1997, cuando se promulgó la Ley General

de Electricidad 54/1997. La producción española de biogás aumentó significativamente en los años siguientes, gracias a la prima implementada por esta ley para incentivar la generación de electricidad a partir de fuentes renovables. En particular, crecieron las plantas de biogás basadas en vertederos y lodos de depuradora.

El mayor crecimiento de plantas de biogás tuvo lugar de 2000 a 2004. Sin embargo, la puesta en servicio de nuevas plantas se ha reducido desde 2012 debido a una moratoria a las energías renovables que se puso en marcha, eliminando todos los incentivos para la electricidad generada a partir de renovables fuentes.

Ilustración 45. Número de plantas de biogás en España. Fuente: EBA



En 2014, el RD 413/2014 por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, finalizó la moratoria con carácter retroactivo, dejando sin primas a las plantas de nueva construcción.

Como resultado, actualmente no existe ningún incentivo para apoyar nuevos proyectos de biogás en España. Esto significa que las nuevas plantas necesitan alcanzar la rentabilidad basándose únicamente sobre los precios del mercado de la electricidad. Los nuevos proyectos de biogás son principalmente impulsados por el sector privado, basándose en necesidades de tratamiento de residuos y/o la perspectiva de producir

energía para consumo propio, en lugar de la venta potencial del biogás producido.

Actualmente, existen cuatro plantas de producción de biometano: la EDAR de Valdemingómez, Porgaporcs de Vilasana, la EDAR de Bens y EDAR de Butarque. El día 22 de septiembre el Ministerio de Transición Ecológica sacó la transposición parcial de la Directiva de Energías Renovables, donde se incluye la creación de un sistema de garantías de origen. Gracias a esto, cada MWh de gas 100% renovable dará lugar a la emisión de una garantía de origen con información sobre dónde, cuándo y cómo se produjo el gas. En consecuencia, las garantías le aportarán valor añadido a la hora de comercializarlo que fomentará el consumo, con el consiguiente beneficio ambiental.

4.3. Potencial del biogás y biometano

ESPAÑA

Según los datos del IDAE, el biogás en España tiene un potencial de energía disponible de cerca de 20 TWh al año, lo que representa alrededor del 6,5% del consumo de gas natural en España. De este potencial, más del 60% proviene de residuos de la ganadería.

Tabla 6. Potencial de biogás en España por sustrato. Fuente: Biovic

	Potencial total (TWh/año)	Potencial accesible (TWh/año)	Potencial disponible (TWh/año)
Biogás de la fracción orgánica de residuo sólido urbano (FORSU)	9,0	3,6	1,4
Biogás de vertedero (VER)	11,1	2,4	1,7
Biogás de estaciones depuradoras urbanas de aguas residuales (EDAR)	1,9	1,4	N.D
Subtotal biogás FORSU + VER + EDAR	13,05	5,05	3,14
Ganadería	34,0	15,8	13,1
Industrias alimentarias (origen animal)	1,6	1,6	0,9
Industrias alimentarias (origen vegetal)	2,5	2,5	1,4
Industrias alimentarias (lodos EDARI)	0,2	0,2	0,1
Distribución alimentaria (DAL)	0,4	0,3	0,3
Hoteles, restaurantes y catering (HRC)	0,6	0,4	0,4
Plantas de biocombustibles	1,1	1,1	0,2
Subtotal biogás agroindustrial	40,33	21,95	16,57
Total biogás	53,4	27,0	19,7

Nota: Los potenciales totales y accesibles de biogás de FORSU y de vertedero no se deben sumar, ya que son opciones de gestión que compiten entre sí por valorizar un mismo residuo. De cara a calcular el potencial total y accesible del conjunto del sector del biogás, se ha considerado el más alto de los dos

De acuerdo con el informe "Impact of the use of the biomethane and hydrogen potential on trans-European infrastructure" en 2020, el potencial del biometano en España será de 122 TWh anuales en el 2050. Más del 81%

proveniría de cultivos energéticos (donde se priorizará el aprovechamiento de las tierras sin uso, como en los cultivos secuenciales e intermedios) y residuos forestales, un 10% de residuos ganaderos y resto de EDAR y residuos orgánicos.

EUROPA

En Europa, aunque naturalmente existen diferencias en la metodología y los supuestos entre los estudios,

todos llegan a conclusiones similares con respecto a la producción potencial de biogás y biometano para

2030 y 2050. Existe un consenso de que para 2030, los sectores de biogás y biometano combinados pueden casi duplicar su producción y para 2050, la producción puede más que cuadruplicarse

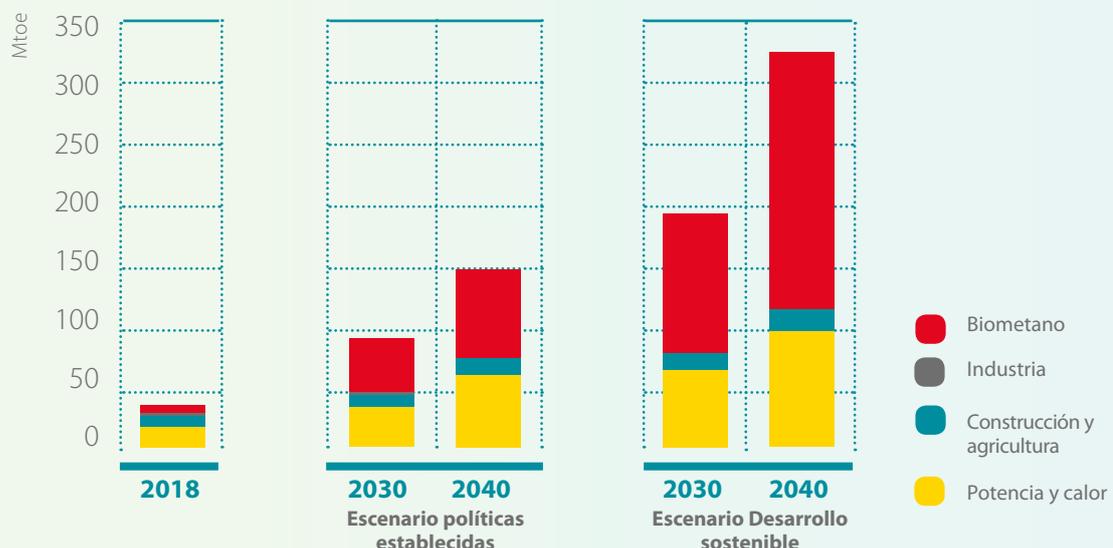
Tabla 7. Estimación producción de biogás y biometano. Fuente: EBA

Estudio	Año	Producción potencial de biogás y biometano (TWh)	Capacidad de producción potencial de biogás y biometano (GW)
Gas for climate	2030	370	46
Eurogas	2030	375	47
European Comission	2030	467	58
Eurogas	2050	1008	126
Gas for climate	2050	1020	128
IEA	2040	1326	166

Además, la Agencia Internacional de la Energía estima en su último informe que si se aprovechara todo el potencial de biogás y biometano se podría cubrir alrededor del 20% de la actual demanda mundial de gas.

Según el informe de la IEA "Outlook for biogas and biomethane: Prospects for organic growth", en el caso de que las políticas permanezcan como hasta ahora, se estima que el consumo de biogás en 2040 alcanzaría 150 Mtep. Si se estimulase su desarrollo sostenible, estas cifras se duplicarían.

Ilustración 46. Consumo de biogás por sector. Fuente: EIA



4.4. Claves del desarrollo del biogás en España

La Hoja de Ruta del Biogás define una serie de acciones necesarias para su despliegue. Entre ellas se destaca la importancia de la conexión a red de gas. De esta manera, se podrá distribuir biometano en aquellas situaciones en que la producción de biogás, por necesidades de ubicación cercana a las materias primas, tenga lugar en un emplazamiento donde no haya

consumos térmicos relevantes. Además, este biometano podrá utilizarse en las flotas de servicios municipales y en los medios empleados para la producción y transporte del biogás, como los autobuses o los camiones de recogida de basura.

Otras acciones que se mencionan son las siguientes:

Fomentar la codigestión

En las zonas que tienen residuos de distinta naturaleza con características adecuadas para su digestión anaerobia y potencialidad de generar biogás (estiércoles, y residuos de la industria agroalimentaria, entre otros) se debe potenciar la construcción de instalaciones que tengan la posibilidad de tratar los distintos subproductos o residuos.

Facilitar en mayor medida el uso del digerido

como producto fertilizante a nivel nacional.

Considerar fiscalmente

los efectos positivos en el medioambiente del biogás. Con ello se pretende que tanto los gases renovables como los fósiles tengan precios adecuados que relacionen su coste con su potencial contaminante y de reducción de emisiones de GEI.

Fomentar la separación

adecuada de residuos orgánicos (reducción del nivel de impropios).

Establecer objetivos anuales de penetración

de biogás/biometano en la venta o consumo de gas natural.

Fomentar las redes

de calor alimentadas por biogás (generación distribuida).

Destinar líneas de ayuda

existentes al desarrollo del biogás.

Implementar un sistema de Garantías

de Origen que permita verificar la cantidad de energía procedente de gases renovables.

Mecanismos de fomento

a su producción mediante el apoyo financiero a través de:

Feed-in-Tariffs, donde se interviene el precio que es percibido por el productor, aportando seguridad sobre el precio mínimo que le será pagado por la producción de energía.

Incentivos fiscales a través de exenciones fiscales y subvenciones o apoyo a la inversión.

Agilizar los procedimientos de autorización de plantas

La tramitación de este tipo de proyectos involucra numerosas normativas de diversa índole (residuos, agricultura, ganadería, sanidad animal y vegetal, industrial, urbanística, emisiones gaseosas, vertidos líquidos, ruidos, olores, transporte, SANDACH, gas, electricidad) e implica a un gran número de organismos (Administración General del Estado, Comunidades Autónomas y Ayuntamientos). Además, es necesario la homogeneización de los procedimientos administrativos entre las diferentes CCAA, con el fin de facilitar la tramitación a los promotores que actúen en varias de ellas.

10 CLAVES



BLOQUE 5

Introducción al marco
regulatorio aplicable al
biometano



El **Acuerdo de París** es el primer acuerdo universal y jurídicamente vinculante sobre el cambio climático, adoptado en la Conferencia sobre el Clima de París (COP21) en diciembre de 2015. Establece un marco duradero para limitar el calentamiento global muy por debajo de los 2 °C y proseguir los esfuerzos para **reducirlo a 1,5 °C** respecto a niveles preindustriales. La Unión Europea (UE) fue la primera en desarrollar una estrategia para contribuir al logro de este objetivo global. Para acelerar el proceso, la Comisión Europea ha propuesto el **Pacto Verde Europeo**, publicado el 11 de diciembre de 2019, como nuevo marco estratégico integrado que debe guiar la acción interna y externa de la UE hacia la neutralidad climática en 2050. Como paso intermedio hacia la neutralidad climática, la UE ha elevado su ambición en materia de clima para 2030 comprometiéndose a reducir las emisiones en **al menos un 55 % de aquí a 2030**. Asimismo, el Pacto Verde Europeo, establece una ambiciosa hoja de ruta hacia una economía circular climáticamente neutra.

La producción de biogás representa una alternativa para convertir los residuos en un recurso valioso contribuyendo al desarrollo de la economía circular, uno de los pilares tanto del Pacto Verde Europeo como del **nuevo Plan de Economía Circular**. El biogás tiene además un enorme potencial para la descarbonización: de acuerdo con la **Hoja de la ruta del biogás**, si se alcanzan los objetivos fijados para 2030 de producir 10,4

TWh se podrá **reducir 2,1 millones de toneladas de CO₂ equivalente al año**.

Esta visión es coherente con la '**Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo 2050**', en la que la producción de biogás se contempla como una de las principales líneas de trabajo para conseguir una reducción de emisiones no energéticas de gases de efecto invernadero del 53% en el sector primario respecto al año de referencia 1990.

Asimismo, la producción de biometano a partir de biogás es otra de las vías de actuación para la descarbonización de la economía. Una de las medidas adoptadas para lograr la transición hacia el suministro de combustibles renovables, especialmente en el sector transporte, es la implementación de objetivos anuales de venta o consumo de biocarburantes, con la promoción específica de los biocarburantes avanzados y aquellos que reduzcan al máximo las consecuencias del cambio directo e indirecto del uso de la tierra. Su importancia ha sido recogida tanto en el compendio normativo de fomento de las energías renovables impulsado desde la Unión Europea, como recientemente a nivel nacional en el proyecto de **Ley de Cambio Climático y Transición Energética, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) para el periodo 2021-2030, la Directiva (UE) 2018/2001** del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018 y **la borrador de Hoja de Ruta del Biogás**.



Ilustración 47. Planta de biogás de Os Balaguer. Fuente: Ecobiogás

El desarrollo de los biocarburantes encuentra su primera referencia en la **Directiva 2009/28/CE** del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables (RED I derogada en 2018 por la RED II) donde se establece un porcentaje mínimo del 20% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo final bruto de energía y un 10% en la cuota de energía procedente de fuentes renovables en todos los tipos de transporte en 2020. Para alcanzar estos objetivos, esta Directiva contempla los biocarburantes líquidos sin hacer mención a los gases renovables. La **Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible**, adoptó esta normativa en su artículo 78 donde se fijó un objetivo nacional mínimo de participación de las energías renovables en el consumo de energía final bruto del 20% en 2020, con una cuota de energías renovables en todos los tipos de transporte en 2020, de como mínimo equivalente al 10% del consumo final. Asimismo, el **Real Decreto 459/2011**, de 1 de abril (que eleva los objetivos establecidos en el Real Decreto 1738/2010, de 23 de diciembre) y la **Ley 11/2013**, de 26 de julio, establecieron los objetivos obligatorios mínimos de venta o consumo de biocarburantes de 2011 a 2015. En 2015, se estableció el **Real Decreto 1085/2015**, de 4 de diciembre, de fomento de los Biocarburantes, que fijó los objetivos de venta o consumo de biocarburantes con fines de transporte para los años 2016 (4,3%), 2017(5%), 2018 (7%), 2019 (8,5%). En este Real Decreto también se fijó el límite máximo del 7% de biocarburantes producidos a partir de cereales y otros cultivos ricos en almidón, de azúcares, de oleaginosas y de otros cultivos plantados en tierras agrícolas como cultivos principales para el cómputo en el objetivo de energías renovables en el transporte para el año 2020, que fue establecido por la **Directiva (UE) 2015/1513** del Parlamento Europeo y del Consejo, de 9 de septiembre de 2015.

La **Directiva (UE) 2018/2001** del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, es la última referencia en materia de fomento de biocarburantes. **Esta Directiva por primera vez fomenta el uso de gases renovables, entre ellos biogás y biometano, fijando un objetivo mínimo del 3,5% para biocombustibles avanzados y biogás en 2030.** Asimismo, facilitará el

acceso de biometano a la red de gas natural, extenderá las garantías de origen de la electricidad renovable al gas renovable y facilitará el comercio transfronterizo de biometano. El **Real Decreto 205/2021**, acoge como objetivo fundamental continuar la senda fijada por el Real Decreto 1085/2015, de 4 de diciembre, y trasponer la Directiva (UE) 2018/2001, de 11 de diciembre de 2018. En este Real Decreto se establecen unos objetivos obligatorios mínimos de venta o consumo de biocarburantes para los años 2021 (9,5%) y 2022 (10%), en contenido energético, en línea con las metas fijadas en el **Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC)**. Por otro lado, el pasado 15 de septiembre, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico Nacional (MITECO) sacó a información pública un **Proyecto de Real Decreto** que traspone parcialmente la Directiva 2018/2001 en lo relativo a los criterios de sostenibilidad y reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero de la bioenergía y a las garantías de origen del gas procedente de fuentes renovables.

Adicionalmente, la **Ley 7/2021, de 20 de mayo, de Cambio Climático y Transición Energética** busca asegurar el cumplimiento por parte de España de los objetivos del Acuerdo de París y facilitar la descarbonización de la economía española. Para ello, se establecen objetivos mínimos nacionales de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (23%), energías renovables (42% en el consumo de energía final) y eficiencia energética para el año 2030 (39,5%). En línea con esta ley el **Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC)** contempla el impulso a la fabricación y uso de los biocarburantes avanzados como uno de los principales ejes de descarbonización en el sector del transporte, junto al cambio modal y el despliegue de la movilidad eléctrica. En particular, la medida 1.7 del PNIEC, relativa a los biocombustibles avanzados en el transporte y la medida 1.8, referida a la promoción de energías renovables, destacan la función dual del biogás para producción de calor y electricidad y el papel fundamental que debe tener para descarbonizar la industria y el transporte. Además, se incorpora la cuota mínima de biogás (3,5% al 2030) como biocarburante establecido en la RED II. De igual forma y en relación con las emisiones de determinados contaminantes atmosféricos, en el **Programa Nacional de Control de**

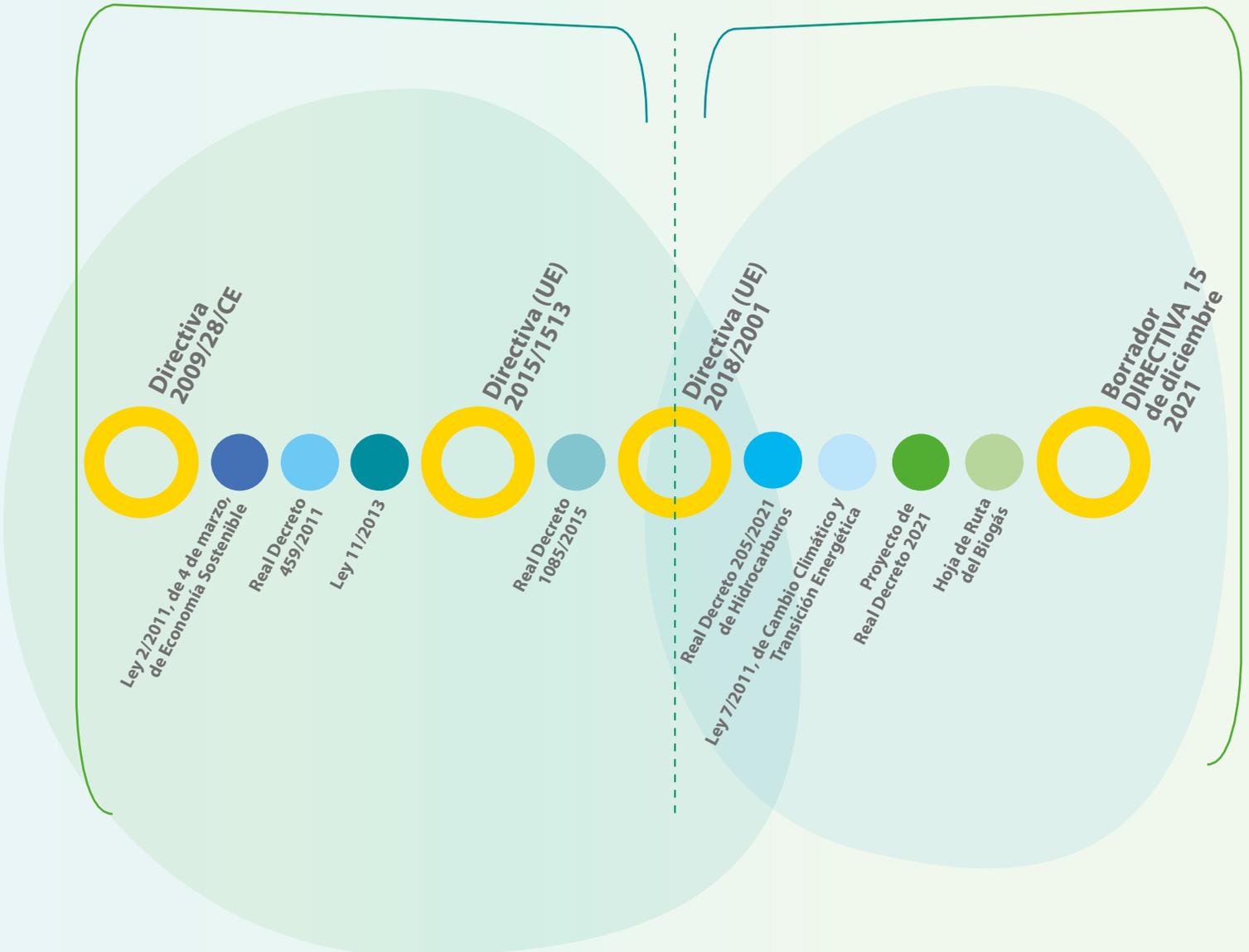
la **Contaminación Atmosférica (PNCCA)**, se refleja la necesidad de introducir biocombustibles avanzados en el transporte, entre otras medidas, que permitan alcanzar el cumplimiento de los objetivos establecidos

en la **Directiva (UE) 2016/2284** del Parlamento Europeo y del Consejo, de 14 de diciembre de 2016, relativa a la reducción de las emisiones nacionales de determinados contaminantes atmosféricos.

Ilustración 48. Línea de tiempo principales normativas europeas y nacionales relativas al biometano. Fuente: BIOVIC

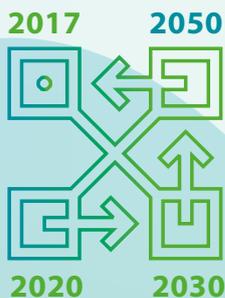
Definición de objetivos para el contenido de biocarburantes líquidos en combustibles fósiles

Incorporación del biogás dentro de los objetivos de renovables en carburantes





BLOQUE 6
Marco estratégico
relativo al fomento del
biometano.
Directiva de renovables y
su transposición en España



Según el informe del Eurobarómetro sobre el cambio climático, publicado en septiembre de 2017, unas tres cuartas partes de los ciudadanos de la Unión Europea (74 %) consideran que el cambio climático es un problema muy grave.

La **Comisión Europea ha definido una estrategia a largo plazo para alcanzar la neutralidad en 2050**. En la misma se enumeran una serie de prioridades, plenamente coherentes con los Objetivos de Desarrollo Sostenible que deben guiar la transición hacia una Europa climáticamente neutra:

- 1 ACELERAR la transición a la energía limpia**, con un aumento de la producción de energía renovable, una elevada eficiencia energética y una mayor seguridad del suministro, prestando más atención a la reducción de las amenazas de bioseguridad y garantizando al mismo tiempo unos precios de la energía competitivos.
- 2 RECONOCER y reforzar el papel central de los ciudadanos y los consumidores** en la transición energética, fomentar y apoyar las elecciones de consumo que reducen el impacto climático, y cosechar ventajas secundarias para la sociedad que mejoren su calidad de vida.
- 3 DESARROLLAR la movilidad sin carbono, conectada y automatizada**; promover la multimodalidad y los cambios hacia medios de transporte hipocarbónicos, como el ferrocarril y el transporte por vías navegables; reestructurar las tasas e impuestos del transporte para reflejar los costes infraestructurales y externos; combatir las emisiones de la aviación y la navegación utilizando tecnologías y combustibles avanzados; invertir en una infraestructura de movilidad moderna y reconocer el papel de una mejor ordenación urbana;
- 4 IMPULSAR la competitividad industrial de la UE a través de la investigación y la innovación** en pos de una economía digitalizada y circular que limite el surgimiento de nuevas dependencias de materiales; empezar a ensayar a escala las tecnologías más avanzadas; monitorizar las implicaciones para las condiciones comerciales de la UE, en particular para las industrias que consumen mucha energía y los proveedores de soluciones hipocarbónicas; garantizar unos mercados competitivos que atraigan a las industrias hipocarbónicas; y, en consonancia con las obligaciones internacionales, aliviar las presiones competitivas que podrían dar lugar a una fuga de carbono y a una deslocalización industrial no deseada.

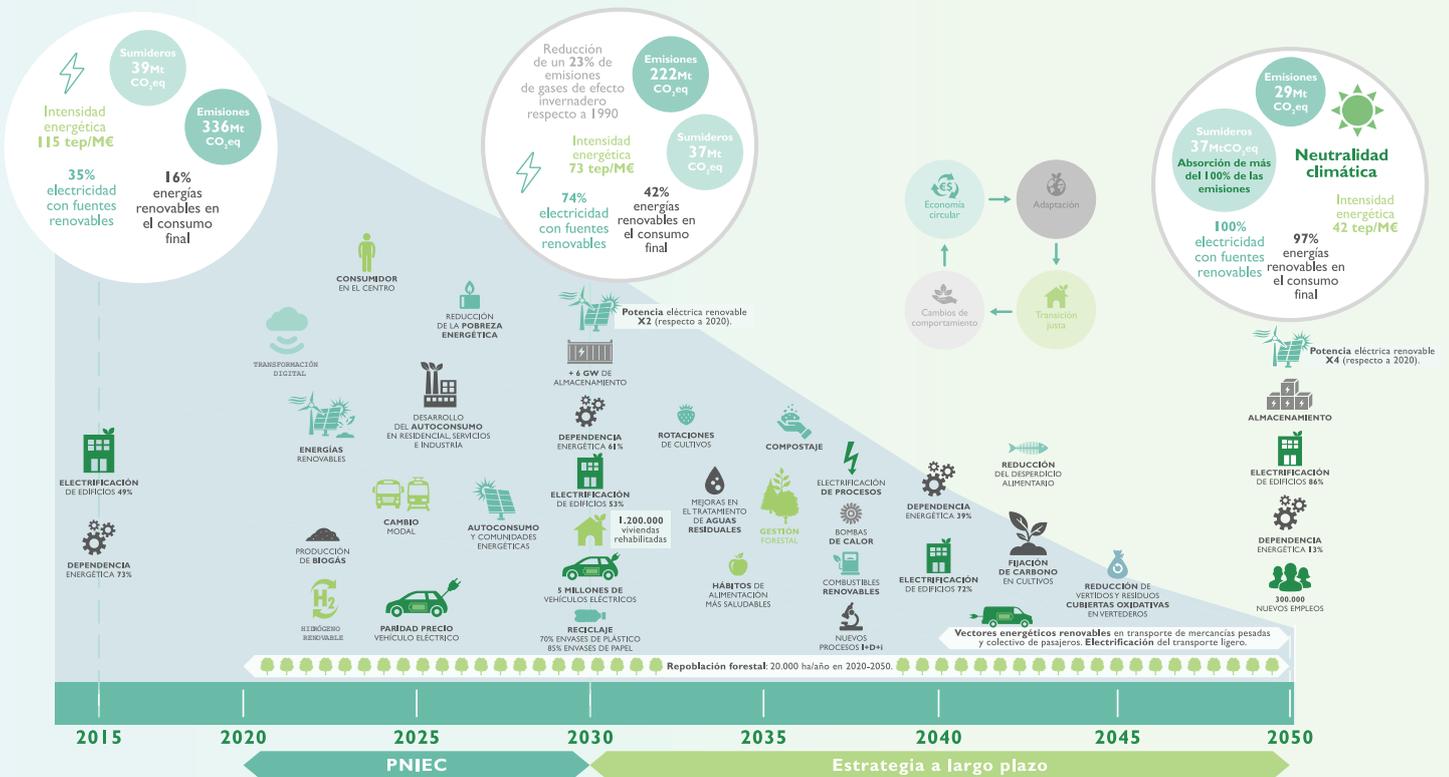
- 5** **PROMOVER una bioeconomía sostenible**, diversificar la agricultura, la ganadería, la acuicultura y la silvicultura, aumentando la productividad y haciendo adaptaciones al propio cambio climático; preservar y restaurar ecosistemas; y garantizar un uso y una gestión sostenible de los recursos naturales terrestres, acuáticos y marinos.
- 6** **REFORZAR la infraestructura y hacerla a prueba del clima**; adaptarse con soluciones digitales y de ciberseguridad inteligentes a las futuras necesidades de las redes de electricidad, gas, calefacción y otras, permitiendo la integración sectorial partiendo del nivel local y con las principales agrupaciones industriales o de la energía.
- 7** **ACCELERAR a corto plazo la investigación, la innovación y el emprendimiento en una amplia cartera de soluciones sin carbono**, reforzando el liderazgo mundial de la UE.
- 8** **MOVILIZAR y orientar la financiación y la inversión sostenibles y atraer el apoyo** del capital 'paciente' (es decir, capital riesgo a largo plazo), invertir en infraestructura verde y minimizar los activos varados, así como explotar plenamente el potencial del mercado único.
- 9** **INVERTIR en capital humano** en la próxima década y más allá y dotar a las generaciones actuales y futuras de la mejor educación y formación posibles en las capacidades necesarias (sobre todo en relación con las tecnologías verdes y digitales) con sistemas de formación que reaccionen rápidamente a las cambiantes exigencias de los puestos de trabajo.
- 10** **PONER en consonancia las políticas importantes que favorecen el crecimiento y prestan apoyo**, como son las de competencia, mercado laboral, capacidades, cohesión, fiscalidad y otras políticas estructurales, con la política de acción por el clima y energía.
- 11** **GARANTIZAR que la transición sea socialmente justa**; coordinar las políticas a nivel de la UE con las de los Estados miembros y los gobiernos regionales y locales, permitiendo así una transición bien gestionada y socialmente justa que no deje atrás a ninguna región, ninguna comunidad, ningún trabajador y ningún ciudadano.
- 12** **PROSEGUIR con los esfuerzos internacionales de la UE para que participen todas las demás economías importantes y emergentes**, y seguir creando una dinámica positiva para mejorar las metas en relación con el clima a escala mundial; compartir conocimientos y experiencias en el desarrollo de estrategias a largo plazo y en la aplicación de políticas eficientes, de modo que se cumplan colectivamente los objetivos del Acuerdo de París. Anticipar los cambios geopolíticos y prepararse para ellos, incluida la presión migratoria, y consolidar las asociaciones bilaterales y multilaterales, por ejemplo, ayudando a los terceros países a definir un desarrollo hipocarbónico resiliente mediante la integración de la dimensión climática y las inversiones.

El biometano impacta principalmente en las prioridades: **1 (acelerar la transición a la energía limpia)** y **5 (promover una bioeconomía sostenible**, ayudando al sector agrícola a adaptarse cambio climático).

El objetivo de esta estrategia a largo plazo es confirmar el compromiso de Europa de liderar la acción por el clima a escala mundial y presentar una visión para conseguir de aquí a 2050 las cero emisiones netas de gases de efecto invernadero por medio de una transición socialmente justa realizada de manera rentable.

En este contexto, España define su **Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo (ELP 2050)**. El biogás está presente en esta estrategia principalmente en el análisis de los sectores agropecuario y de residuos. Con respecto al primero, se recoge explícitamente la producción de biogás entre las principales líneas de trabajo que se consideran en el horizonte a 2050 para conseguir la reducción de emisiones, mientras que, respecto al sector de los residuos, la ELP 2050 avanza que se potenciará la implementación de tecnologías maduras o que ya están en fase avanzada en la actualidad como el compostaje, la digestión anaerobia y la captación de biogás (con o sin depuración).

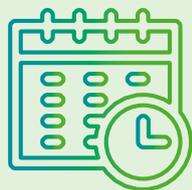
Ilustración 49. Estrategia para la descarbonización a largo plazo, España. Fuente Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico



6.1. Marco estratégico relativo al biometano

6.1.1. PACTO VERDE EUROPEO

El Pacto Verde Europeo es la hoja de ruta para convertir a Europa en el primer continente climáticamente neutro en el año 2050. También fija una meta intermedia para el año 2030 como se menciona a continuación:



Para 2030

Se incrementan los objetivos de reducción de emisiones contaminantes de la UE en 2030, pasando del 40 % fijado en 2018 **hasta una reducción entre el 50-55%** de las emisiones de gases de efecto invernadero con respecto a 1990. Se propicia la eliminación gradual de todas las subvenciones directas e indirectas a los combustibles fósiles de aquí a 2025 a más tardar.

Para 2050

Se fija el objetivo de conseguir una **economía europea climáticamente neutra**.

Ilustración 50. Metas de reducción de emisiones hasta 2050. Fuente: Comisión Europea



En referencia al sector del biogás, entre los objetivos se encuentra el de facilitar la descarbonización del sector del gas y reforzar el apoyo al desarrollo de gases descarbonizados, promover un mercado del gas descarbonizado competitivo y tratar el problema de las

emisiones de metano en el sector de la energía. Además, en su previsión incluye varios mecanismos de financiación para la promoción y el desarrollo de aspectos relacionados con los gases renovables como instrumentos para la descarbonización de la economía en 2050.

Asimismo, para cumplir con la reducción de emisiones del 55%, el 14 de julio de 2021 la Comisión Europea anunció el paquete de medidas '**Objetivo 55**'. Está integrado por **un conjunto de propuestas interconectadas, todas ellas orientadas hacia el mismo objetivo de garantizar una transición justa, competitiva y ecológica de aquí a 2030 y más allá**. En la medida de lo posible, se han fijado objetivos más ambiciosos para la legislación vigente y, cuando es necesario, se presentan nuevas propuestas. En general, el paquete refuerza ocho actos legislativos existentes y presenta cinco nuevas iniciativas en una amplia gama de ámbitos políticos y sectores económicos: clima,

energía y combustibles, transporte, edificios, uso de la tierra y silvicultura.

La Comisión Europea también ha creado el paquete '**Energía limpia para todos**' (*Clean Energy Package for All Europeans*), donde se reconoce el papel del biometano en diferentes sectores debido a su potencial para la transición hacia gases renovables y descarbonizados y su rol para complementar el suministro de energía eléctrica y para ofrecer seguridad y flexibilidad energética, así como para almacenar energía renovable. En este paquete, también se establecen posibles medidas que podrían tomarse en varios escenarios para cumplir los objetivos del acuerdo climático.

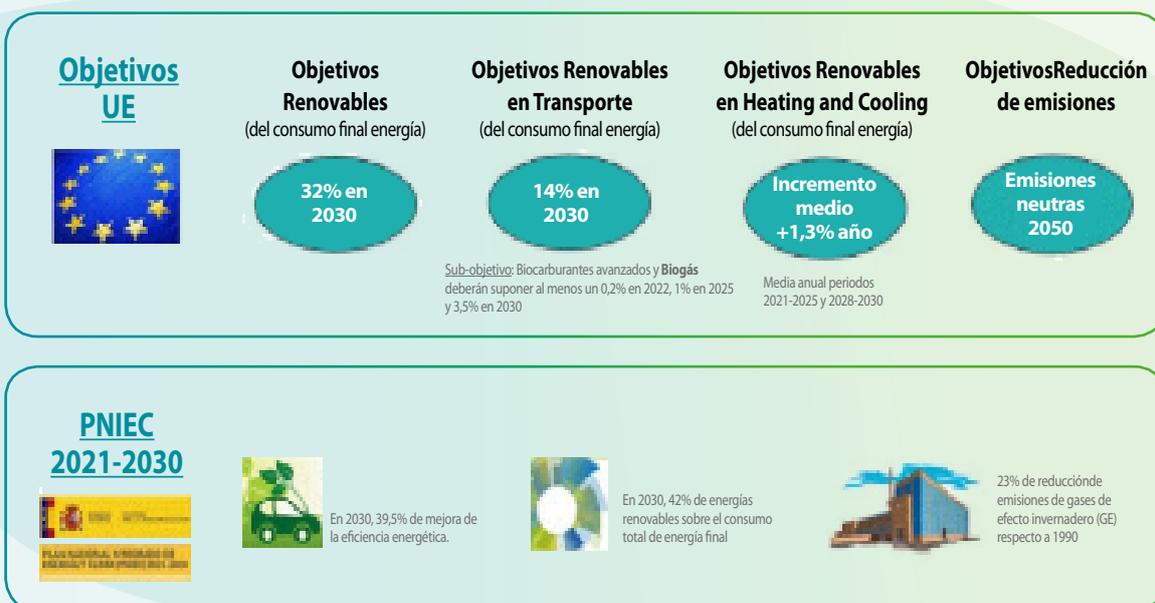
6.1.2. PLAN NACIONAL DE ENERGÍA Y CLIMA

En línea con la senda marcada por la Comisión Europea, España ha elaborado el **Plan Nacional de Energía y Clima**

2021-2030 (PNIEC), que tiene como objetivo avanzar en la descarbonización.

Ilustración 51. Rol de los gases renovables en los objetivos a nivel nacional y comunitario.

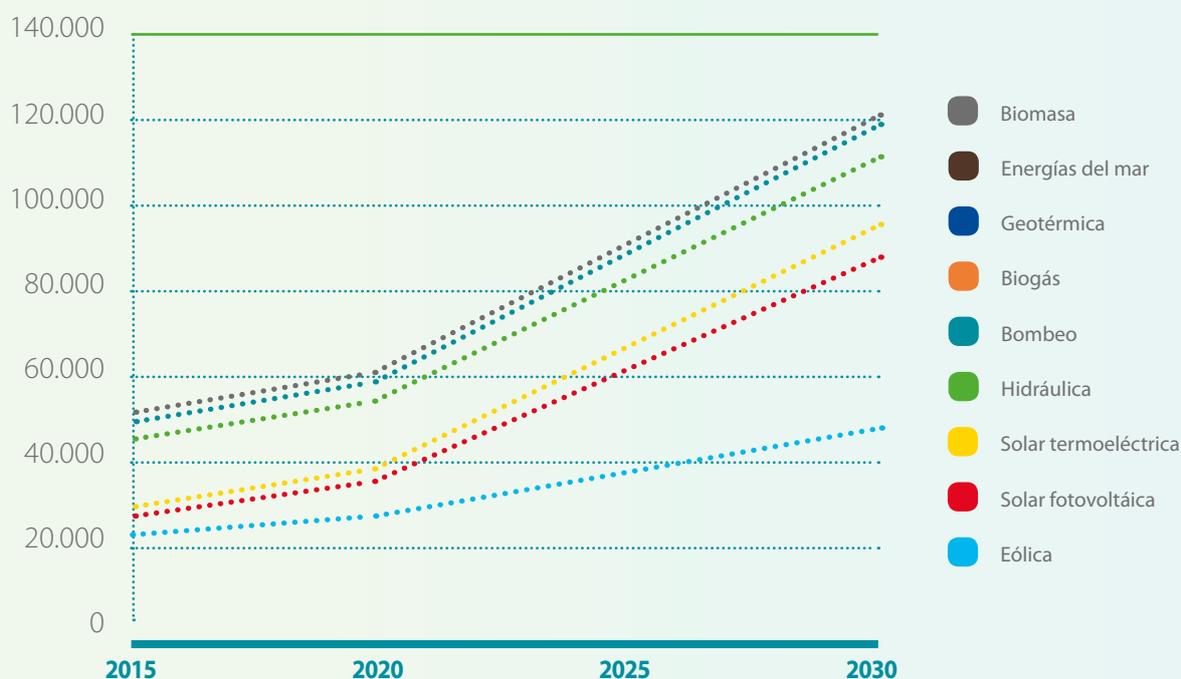
Fuente: Biovic



El objetivo propuesto por el PNIEC supone un aumento notable en la capacidad de generación de energía renovable, en comparación con el panorama energético actual, tal y como puede observarse en la siguiente ilustración:

Ilustración 52. Capacidad instalada de energías renovables (MW).

Fuente: Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico.



El fomento al desarrollo de gases renovables se contempla en las medidas 1.7 y 1.8. La medida 1.7 se relaciona con el uso de biocarburantes en transporte y afianza la Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018 anteriormente nombrada.

Asimismo, establece mecanismos para lograr esa descarbonización, tales como:

- Obligación general de venta o consumo de biocarburantes.
- Adaptación del sistema de certificación para recoger de forma específica los biocarburantes avanzados y, en particular, el biometano inyectado en red.
- Programa de ayudas para instalaciones de producción de biocarburantes avanzados.
- Promoción de las instalaciones de producción de combustibles renovables de origen no biológico.
- Establecimiento de una obligación específica de venta o consumo de biocarburantes avanzados para el periodo 2021-2030.
- Promoción del consumo de mezclas etiquetadas de biocarburantes, a través de medidas que permitan ofrecer esta posibilidad en estaciones de servicio.
- Establecimiento de objetivos específicos de consumo de biocarburantes en aviación.

Tabla 8. Objetivo por año del porcentaje mínimo de carburantes de origen renovable.

Fuente: PNIEC

Cumplimiento de los límites fijados en la Directiva 2018/2001					
	Componente	2020	2025	2030	Objetivo 2030
Artículo 27.1.b)	Biogás y biocarburantes Anexo IX, B	0,5%	1,7%	1,7%	Máx. 1,7%
Artículo 25.1	Biogás y biocarburantes avanzados Anexo IX, A	0,9%	1,6%	3,7%	Min. 3,5%
Artículo 26.1	Biocarburantes producidos a partir de cultivos alimentarios y forrajeros	6,9%	6,8%	6,8%	Máx. 7%

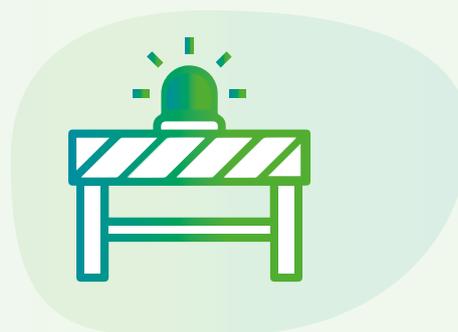
- Promoción del consumo de mezclas etiquetadas de biocarburantes, a través de medidas que permitan ofrecer esta posibilidad en estaciones de servicio.
- Establecimiento de objetivos específicos de consumo de biocarburantes en aviación.

Por otro lado, la medida 1.8, prevé mecanismos de actuación para el impulso del gas renovable relacionados con la superación de barreras tanto técnicas como administrativas.

BARRERAS TÉCNICAS:

Pacto verde europeo

- Elevado coste de producción a partir de fuentes renovables, muy superior a la extracción y procesamiento de los combustibles fósiles o a la producción de gas descarbonizado (o de bajo contenido en carbono) a partir de materias primas de origen fósil.
- Necesidad de establecer con claridad los derechos, obligaciones y responsabilidades de los agentes involucrados en la producción, transporte y comercialización de gas renovable, dotándolos de la seguridad jurídica necesaria para emprender su actividad.
- Inexistencia de un certificado de origen reconocido que garantice su origen renovable y valore su consumo.
- Conveniencia de definir las condiciones para la inyección física (conexión) y la prestación del servicio de transporte y distribución del biometano (acceso).
- Desconocimiento por parte de los usuarios finales, especialmente en cuanto a la seguridad en su manejo y la validez de los equipos, siendo necesarias acciones de difusión, información y concienciación.



Por último, las medidas 1.21. y 1.22 del PNIEC 2021-2030, sobre reducción de emisiones de Gases Efecto Invernadero en los sectores agrícola y ganadero y sobre reducción de emisiones en la gestión de

los residuos, incluyen una serie de acciones que complementan la adecuada gestión de los residuos generadores de metano y la valorización energética del biogás obtenido.

6.1.3. HOJA DE RUTA DEL BIOGÁS

La **Hoja de Ruta del Biogás**, aprobada el 22 de marzo de 2022, recoge los objetivos del PNIEC 2021-2030, la Estrategia Energética a Largo Plazo 2050 y la DER II en materia de biogás y biometano y establece cinco líneas de actuación y 45 medidas concretas para el desarrollo de este gas renovable entre las que se destacan: la producción mínima de biogás de 10,41

TWh anuales en el año 2030, a partir del potencial disponible de los residuos agroindustriales, de la fracción orgánica de los residuos de competencia local y de los lodos de aguas residuales y la meta de un 1% de biometano del gas consumido a través de la red de gas natural en 2030. El resto de las medidas se resumen a continuación:

1 Instrumentos regulatorios, entre los que se encuentran la creación de un sistema de garantías de origen, la agilización de procedimientos administrativos, mejora de normativa sobre residuos para facilitar la obtención del gas renovable, el fomento de la digestión de lodos de depuradora y el uso del digerido principalmente como fertilizante

2 Instrumentos sectoriales, tales como establecer objetivos anuales de penetración en la venta o consumo de biogás, con cuotas de obligado cumplimiento; desarrollo de una calculadora de reducción de emisiones de GEI; adaptación de herramientas de contabilización de venta/consumo de biocarburantes en transporte para incluir gases renovables; adoptar la Estrategia Europea de Reducción de Emisiones de Metano. En relación con la economía circular se contempla, entre otros, fomentar la utilización de materiales derivados de la producción de biogás, tales como el digerido; fomentar la codigestión; reforzar las actuaciones eficientes relacionadas con la gestión de residuos orgánicos; analizar la conveniencia de fijar una cuota mínima de utilización de productos fertilizantes de origen orgánico en la agricultura. En cuanto al uso final del biogás, se priorizará su utilización en el transporte pesado, y en redes de calor y se revisará la normativa para facilitar su conexión a red de gas.

3 Instrumentos económicos. Destinar líneas de ayuda existentes para financiar la innovación y el desarrollo tecnológico del biogás y considerar fiscalmente los efectos positivos en el medioambiente del biogás.

4 Instrumentos transversales. Priorizar los proyectos de biogás en zonas de transición justa, divulgar sus ventajas e integrarlo en planes de estudio, promover la separación selectiva de biorresiduos, crear comunidades energéticas y grupos de trabajo para facilitar su implantación.

5 Impulso de la I+D+i. Se realizará mediante el fomento a la investigación para reducir las emisiones de gases contaminantes, facilitar la realización de estudios de prefactibilidad de proyectos orientados a la aplicación de térmica del biogás y la aplicación del biometano en vehículos, impulsar proyectos de demostración de la utilización de biogás en la industria y la promoción de la innovación en tecnologías menos maduras, entre otros.

La hoja de ruta destaca el uso del biometano en red de gas en aquellos casos que, por necesidades de ubicación cercana a las materias primas, tenga lugar en un emplazamiento donde no haya consumos térmicos o eléctricos relevantes. Para ello se priorizará utilizar las infraestructuras existentes y el Gestor Técnico del Sistema (GTS) buscará maximizar la capacidad del sistema gasista para integrar la inyección de biometano en el mismo, tanto en los procesos previos a la conexión de las plantas, como en los procesos de gestión técnica una vez que estas plantas se encuentren funcionando.

Además, el GTS realizará un análisis de la capacidad existente en la red, para eliminar posibles cuellos de botella en zonas se pudieran desarrollar proyectos con envergadura superior a la capacidad técnica existente.

En líneas generales, la hoja de ruta identifica oportunidades para el desarrollo del biogás en España, estableciendo sinergias entre distintos sectores, incluyendo la transición

energética, la economía circular, el reto demográfico y potenciando la I+D+i.

Nos encontramos en un momento único donde la necesidad de descarbonización, la necesidad de autosuficiencia energética y la necesidad de mejorar todos los eslabones de nuestra cadena de gestión de residuos ganaderos, agroindustriales o urbanos apuntan en dirección al desarrollo de proyectos de biogás y el biometano. Sin embargo, no termina de concretar medidas de apoyo a la altura del reto y el potencial del biogás. El objetivo de aumentar en 3,8 la producción de biogás hasta 10,43 TWh en 2030, parece poco ambicioso y alejado del potencial real de España que es mayor productor de carne porcina de Europa, y está entre los mayores productores de carne de vacuno, ganado aviar, e industria agroalimentaria en general. Además, como ya se ha mencionado en este documento, la hoja de ruta tan solo prevé que el 1% del gas consumido en 2030 sea biometano, un porcentaje muy inferior a países con potencialidades similares.



6.1.4. LEY 7/2021, DE 20 DE MAYO, DE CAMBIO CLIMÁTICO Y TRANSICIÓN ENERGÉTICA.

Cabe destacar la **Ley 7/2021, de 20 de mayo, de Cambio Climático y Transición Energética**, que recoge los objetivos del Acuerdo de París, adoptado el 12 de diciembre de 2015

y materializa los objetivos establecidos en el PNIEC de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, energías renovables y eficiencia energética para el año 2030:

Reducir en el año **2030** las **emisiones de gases de efecto invernadero del conjunto de la economía española** en, al menos, un **23%** respecto del año **1990**.

Alcanzar en el año **2030** una **penetración de energías de origen renovable en el consumo de energía final** de, al menos, un **42%**.

Alcanzar en el año **2030** un **sistema eléctrico** con, al menos, un **74%** de generación **a partir de energías de origen renovables**.

Mejorar la eficiencia energética disminuyendo el consumo de energía primaria en, al menos, un **39,5%**, con respecto a la **línea de base conforme a normativa comunitaria**.

Antes de 2050 y en todo caso, en el más corto plazo posible, **España deberá alcanzar la neutralidad climática**, con el objeto de dar cumplimiento a los compromisos

internacionalmente asumidos, y el sistema eléctrico deberá estar basado, exclusivamente, en fuentes de generación de origen renovable

Ilustración 53. Oportunidades, Ley de cambio climático y transición energética. Fuente:

Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico



Es en el artículo 12 donde se hace mención a los gases renovables incluyendo el biogás, el biometano, el hidrógeno y otros combustibles alternativos y la importancia de su fomento. Así, se introduce en la ley, por un lado, que el **Gobierno promoverá, mediante la aprobación de planes específicos, la penetración de estos biocombustibles.**

Además, establece en el artículo 13 la reducción de las emisiones específicas en el sector del transporte aéreo, marítimo y transporte pesado por carretera a través del uso de energías renovables y del establecimiento de objetivos de suministro de biocarburantes y otros combustibles renovables de origen no biológico. A efectos de evitar el uso de biocombustibles que tengan impacto negativo sobre el medio ambiente, se exige el cumplimiento de los criterios de sostenibilidad y de protección de la calidad del aire recogidos en la normativa comunitaria.

Por último, el artículo 25, vinculado al desarrollo rural y el artículo 26 sobre el fomento de la capacidad de absorción de los sumideros de carbono reconocen **el impulso necesario a la bioeconomía como motor de desarrollo de las zonas rurales, y aporte a las obligaciones ligadas a la calidad del aire.**



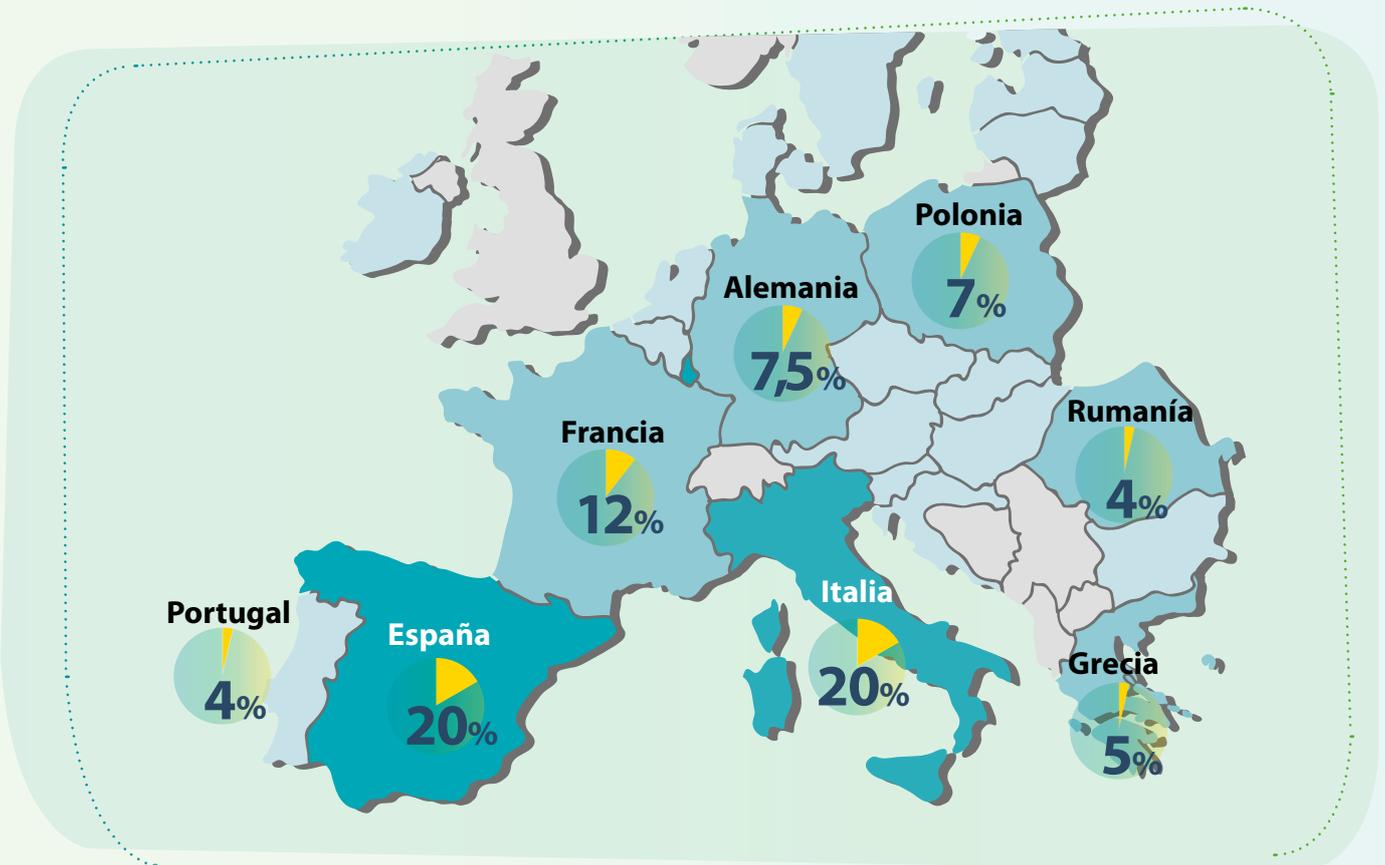
6.1.5. PLAN DE RECUPERACIÓN, TRANSFORMACIÓN Y RESILIENCIA: NEXTGENERATION EU.

El Plan Europeo de Recuperación denominado NextGeneration EU es un instrumento temporal de recuperación dotado con **750.000 millones** de euros que contribuirá a reparar los daños económicos y sociales inmediatos causados por la pandemia de coronavirus. La

Comisión Europea, el Parlamento Europeo y los dirigentes de la UE acordaron este plan de recuperación para liderar el camino de salida de la crisis y sentar las bases para una Europa más ecológica, más digital, más resistente y mejor preparada para los retos actuales y futuros.

Ilustración 54. Reparto de subvenciones del Mecanismo de Recuperación y Resiliencia.

Fuente: Elaboración propia.



En el caso de España el Consejo Europeo prevé una financiación de hasta **140.000 millones de euros** en **transferencias y créditos** en los próximos **seis años**, un 11% del PIB de 2019.

El Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR) traza la hoja de ruta para la modernización de la economía española, la recuperación del crecimiento

económico y la creación de empleo y para responder a los retos de la próxima década.

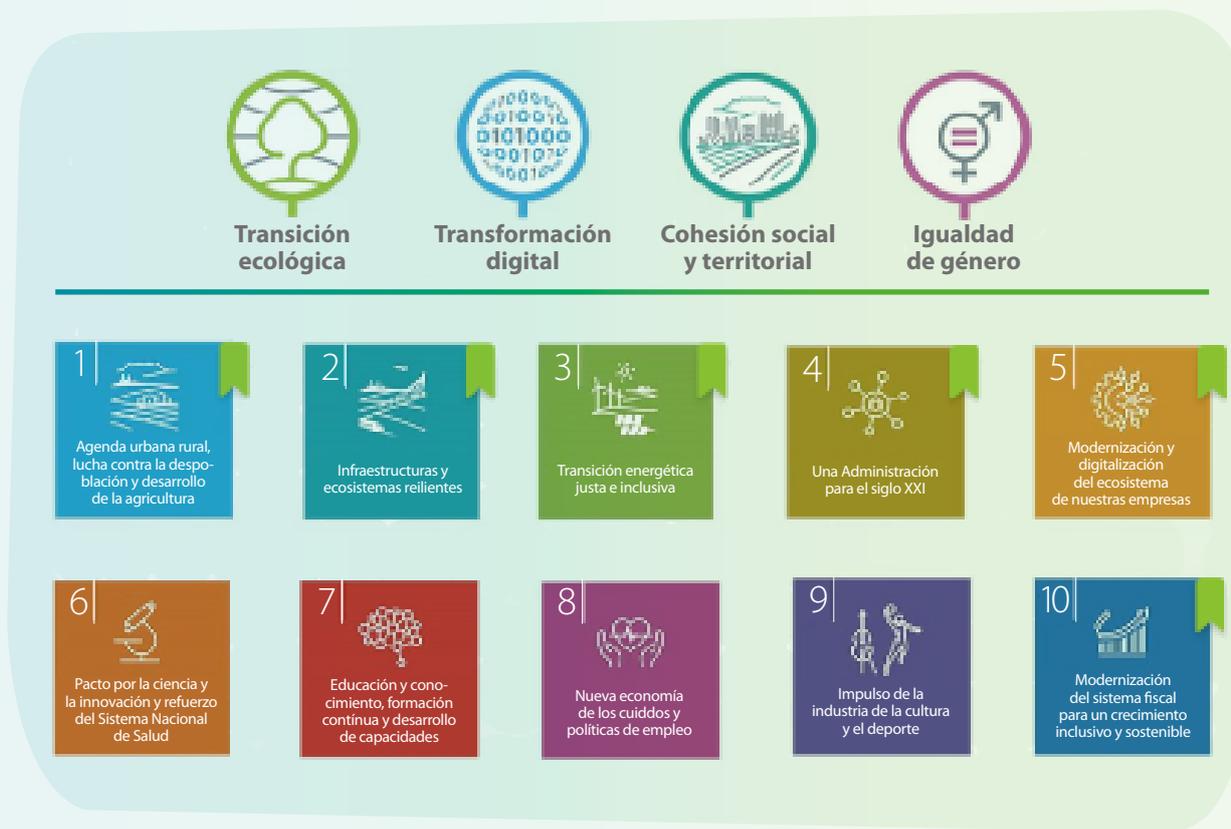
El presente plan prevé un importante volumen de inversión pública y privada en los próximos años. El Plan estima destinar un 39,7% de la inversión a impulsar la transición ecológica y un 28,2% a la transformación digital.

El PRTR se estructura en torno a **cuatro ejes transversales** que vertebran todas las palancas y componentes, y están directamente alineados con lo que establece el Mecanismo de Recuperación y

Resiliencia. A su vez, estos 4 ejes, se proyectan en **diez políticas palanca** de urgente implementación, por su gran capacidad de arrastre sobre la actividad y el empleo a corto plazo.

Ilustración 55. Palancas Plan de Recuperación y Resiliencia.

Fuente: Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico



Así, de estas diez palancas, dimanan **treinta componentes**, para articular los programas de inversiones de forma coherente. Dentro de las diez palancas, cabe destacar la número tres, 'Transición Justa e Inclusiva', que promueve el desarrollo de un sector energético neto en carbono, competitivo y eficiente que permita movilizar inversión privada significativa, aportando certidumbre y un marco

normativo determinado, además pretende aprovechar el enorme potencial renovable del país y las cadenas de valor existentes para reforzar la competitividad de cara a los mercados domésticos y de exportación. Posibilita además un posicionamiento estratégico en sectores de rápido crecimiento a nivel global. Dentro de esta palanca, la componente siete es la que articula el despliegue e integración de energías renovables.

6.1.6. NUEVO PLAN DE ECONOMÍA CIRCULAR

En el año 2014, se hizo pública la Comunicación **'Hacia una Economía Circular: Un programa de cero residuos para Europa'**, en la que la Comisión Europea fijó una serie de pautas para implementar en su territorio, con fecha límite en 2020, necesarias para lograr la transición hacia un modelo económico sostenible, reduciendo GHG anuales entre un 2 y un 4 %.

Las instituciones comunitarias han trabajado desde entonces en la reforma del marco legislativo para promover un cambio del modelo de gestión de residuos actual, que tiene un carácter lineal, por una verdadera "economía circular"

En febrero de 2021, a partir de Pacto Verde Europeo, se aprueba el nuevo Plan de acción para la Economía Circular.

Ilustración 56. Principales líneas de trabajo del Nuevo Plan de Economía Circular.

Fuente: Comisión Europea



Lograr la neutralidad climática de aquí a 2050



Desvincular el crecimiento económico del uso de recursos



Mantener el consumo de recursos dentro de los límites que encierra el planeta



Sentar las pautas mundiales en materia de sostenibilidad de los productos



Crear empleo dentro y fuera de la UE

La producción de biometano contribuye a cumplir las metas del nuevo Plan de economía circular ya que valoriza los residuos orgánicos evitando la contaminación y emisiones de gases de efecto invernadero, genera energía renovable gestionable y almacenable, produce biofertilizantes a partir del digestato con la consiguiente recuperación de nutrientes y crea empleo en el medio

rural. El uso del digestato como fertilizante cierra el ciclo nutritivo en ecosistemas regionales y evita las emisiones de CO₂ que serían liberadas debido a la producción de fertilizantes minerales.

España acoge esta estrategia dentro de **España Circular 2030**, donde se establecen los siguientes objetivos:

- **Reducción** en un **30%** el **consumo de materiales** en relación con el PIB, tomando como base el año **2010**.
- **Aumento de la reutilización** y preparación para la reutilización hasta llegar al **10%** de los residuos municipales generados.
- **Reducción de** la generación de **residuos** un **15%** tomando como referencia el año **2010**.
- **Reducción** de la emisión de gases de efecto invernadero por debajo de los **10** millones de toneladas de **CO₂eq.**
- **Mejora** de un **10%** la **eficiencia en el uso del agua**.
- **Reducción** de la generación de **residuos de alimentos** en toda la cadena alimentaria: **50%** de reducción per cápita a nivel de hogar y consumo minorista y un **20%** en las cadenas de producción y suministro a partir del año **2020**.

El biogás puede jugar un papel de relevancia, estableciendo las orientaciones estratégicas para la aplicación efectiva del principio de jerarquía de

residuos, especialmente en lo relativo a la gestión de biorresiduos, contribuyendo a racionalizar el uso de recursos.

6.1.7. LEY 7/2022, DE 8 DE ABRIL, DE RESIDUOS Y SUELOS CONTAMINADOS PARA UNA ECONOMÍA CIRCULAR

En la **Ley 7/2022, de 8 de abril, de residuos y suelos contaminados para una economía circular**, aprobada el 1 de abril de 2022, que tiene como objeto transponer la nueva Directiva 2018/851 por

la que se modifica la Directiva 2008/98/CE sobre los residuos, se destacan cuatro aspectos nuevos que conciernen al digestato. A continuación, se detalla cada uno de ellos:

1 DEFINICIÓN DE DIGERIDO

En la Ley de Residuos y Suelos Contaminados, como novedad, se incluye la definición de digerido, la cual es:

"material orgánico obtenido a partir del tratamiento biológico anaerobio de residuos biodegradables recogidos separadamente. No se considerará digerido al material bioestabilizado"

2 DESAGREGACIÓN DE LAS OPERACIONES DE VALORIZACIÓN

En la nueva Ley de Residuos y Suelos Contaminados se incluye para la operación de valorización R10 que corresponde a la aplicación agrícola del digestato dos subcategorías:

- **R1001:** valorización de residuos en suelos agrícolas y de jardinería.
- **R1002:** valorización de residuos para la restauración de suelos degradados.

3 CRITERIOS ESPECÍFICOS DE LA CONDICIÓN DE FIN DE RESIDUO

Se aplica a residuos que han sido sometidos a una operación de valorización, incluido el reciclado, para que puedan dejar de ser considerados residuos, siempre que se cumplan las siguientes condiciones:

- Que las sustancias u objetos resultantes deban ser usados para finalidades específicas..
- Que exista un mercado o una demanda para dichas sustancias u objetos.
- Que las sustancias u objetos resultantes cumplan los requisitos técnicos para finalidades específicas, la legislación existente y las normas aplicables a los productos.
- Que el uso de la sustancia u objeto resultante no genere impactos adversos para el medio ambiente o la salud humana

En la *Ley de Residuos y Suelos Contaminados* se recoge un artículo específico dedicado al concepto de "fin de condición de residuo" (artículo 5), que completa el ámbito de aplicación de la normativa de residuos, a la vez que se aprovecha para regular los procedimientos mediante los cuales puede aplicarse estos conceptos, dejando la posibilidad de aplicación también a nivel autonómico.

Conforme al apartado 3 del artículo 5 del Proyecto de Ley, reglamentariamente, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, podrá establecer los criterios específicos adicionalmente al cumplimiento de las condiciones mencionadas arriba

"En la determinación reglamentaria de los criterios específicos, se tendrán en cuenta los estudios previos realizados para este fin que se analizarán en la Comisión de coordinación en materia de residuos y que tendrán en cuenta lo establecido, en su caso, por la Unión Europea, la jurisprudencia aplicable, los principios de precaución y prevención, los eventuales impactos nocivos del material resultante y cuando sea necesario, la procedencia de incluir valores límite para las sustancias contaminantes."

Como en el establecimiento de los criterios específicos se tiene en cuenta lo establecido por la UE, los criterios de fin de condición de residuos del compost y del digerido son los establecidos en el Reglamento (UE) nº 2019/1009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, por el que se establecen disposiciones relativas a la puesta a disposición en el mercado de los productos fertilizantes UE.

Es conveniente incluir en la solicitud de la Autorización Ambiental Integrada de la planta de biogás la condición de fin de residuo en el caso de que haya interés en transformar el digestato en fertilizante para que de esta manera sea valorado por la comunidad autónoma e incluido en la AAI aprobada.

4 ARTÍCULO 28. BIORRESIDUOS PARA DIGESTIÓN ANAEROBIA

La definición de biorresiduo no ha variado en comparación con la *Ley 22/2011, de 28 de julio, de residuos y suelos contaminados*.

Definición: *"Residuo biodegradable de jardines y parques, residuos alimentarios y de cocina procedentes de hogares, oficinas, restaurantes, mayoristas, comedores, servicios de restauración colectiva y establecimientos de consumo al por menor, y residuos comparables procedentes de plantas de transformación de alimentos."*

En la *Ley* existe un artículo específico para los "biorresiduos" (artículo 28), como ya ocurría con la *Ley 22/2011*, que incluye cuatro apartados, donde se menciona al digestato por primera vez en este artículo.

En el apartado 1 del artículo 28, se menciona que *"las entidades locales, para el cumplimiento de lo establecido en el artículo 25, adoptarán las medidas necesarias para posibilitar la separación y el reciclado en origen de los biorresiduos mediante su compostaje doméstico y comunitario, o su recogida separada y posterior transporte y tratamiento en instalaciones específicas de reciclado, prioritariamente de compostaje y digestión anaerobia o una combinación de ambas, y no se mezclen*

a lo largo del tratamiento con otros tipos de residuos, en particular con la fracción orgánica de los residuos mezclados."

En su apartado 3 se establece los criterios de fin de condición de residuos del compost y del digerido que son los establecidos en el Reglamento (UE) nº 2019/1009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, por el que se establecen disposiciones relativas a la puesta a disposición en el mercado de los productos fertilizantes UE.

Además, en el apartado 4 se indica que *"las autoridades competentes promoverán el uso del compost y del digerido que cumplan los criterios del apartado anterior, en el sector agrícola, la jardinería o la regeneración de áreas degradadas en sustitución de otras enmiendas orgánicas y como contribución al ahorro de fertilizantes minerales; y en su caso, el uso del biogás con fines energéticos, mediante la producción de electricidad y/o calor, preferentemente mediante cogeneración, o mediante la inyección de biometano en la red."*

Por tanto, se espera que por parte de las autoridades competentes se apoye la digestión anaerobia de los biorresiduos con el objetivo de generar biogás y transformar el digerido en fertilizante.

Otros aspectos de interés de la *Ley de Residuos y Suelos Contaminados* que incentivan la valorización de los residuos mediante digestión anaerobia son:

5 Que los residuos municipales biodegradables sometidos a digestión anaerobia para la generación de digerido computan como material reciclado para ayudar a alcanzar los objetivos de reciclado fijados en dicha ley, como se indica en el Anexo VIII "Normas relativas al cálculo de la consecución de los objetivos" de la *Ley de Residuos y Suelos Contaminados*.

Se indica que *"los residuos municipales biodegradables que se sometan a tratamiento aerobio o anaerobio podrán contabilizarse como reciclada cuando ese tratamiento genere compost, digerido u otro resultado con una cantidad similar de contenido reciclado en relación con el residuo entrante, que vaya a utilizarse como producto, material, o sustancia reciclada. Cuando el resultado se utilice en el suelo, se podrá contabilizar como reciclado solo si su uso produce un beneficio a la agricultura o una mejora ecológica."*

6 Se refuerza el principio de jerarquía de residuos establecido en la nueva Directiva Europea de Residuos que establece el orden de prioridad en las actuaciones en materia de residuos: prevención de residuos, preparación para la reutilización, reciclado, otros tipos de valorización incluida la energética y, por último, la eliminación de los residuos (*artículo 8*).

Las autoridades competentes deberán usar instrumentos económicos y otras medidas

incentivadoras, como las que se mencionan en el *anexo V*.

Un ejemplo de estos instrumentos económicos son las tasas y restricciones aplicables a las operaciones de depósito en vertederos e incineración de residuos que incentiven la prevención y el reciclado de residuos, manteniendo el depósito en vertederos como la opción de gestión de residuos menos deseable.

7 Se establece como objetivo a medio y largo plazo la reutilización y reciclado de los residuos municipales y se establecen la obligatoriedad de nuevas recogidas separadas, entre otros, para los biorresiduos, los residuos textiles y los residuos domésticos peligrosos (*artículo 25*).

Conforme a este artículo, se prohíbe la incineración, con y sin valorización energética, y el depósito en vertedero de los residuos recogidos de forma

separada para su preparación para la reutilización y para su reciclado, de conformidad con el *artículo 24*.

Para los residuos municipales, los residuos comerciales gestionados por vía privada y los residuos industriales será obligatoria la recogida separada de los residuos mencionados en el *apartado 2 del artículo 25*, entre los cuales se encuentra los biorresiduos (sustrato óptimo para la planta de biogás).

8 En el título IV se dedica tres artículos a la *"Responsabilidad ampliada del productor del producto"*. Cabe destacar que *"la responsabilidad del productor inicial o poseedor del residuo concluirá cuando quede debidamente documentado el*

tratamiento completo" a diferencia de antigua Ley de Residuos y Suelos Contaminados que concluye *"cuando el productor entregue los residuos a una empresa o entidad de tratamiento autorizadas siempre que la entrega se acredite documentalmente."*

6.1.8. ESTRATEGIA FRENTE AL RETO DEMOGRÁFICO

En la última década España ha perdido población en casi el 80% de sus municipios. Si nos centramos en municipios de menos de mil habitantes esta cifra alcanza el 90%. La Estrategia hace foco en la creación de empleo verde en el medio rural, mediante el impulso de energías renovables como biomasa o biogás para generar valor económico, o la activación

de los mercados locales de productos y subproductos. Para ello dispone de los Convenios de Transición Justa, que afrontarán el desarrollo territorial integral en comarcas con dificultades para la transición energética y ecológica, aprovechando los recursos endógenos económicos, sociales y ambientales para la diversificación y especialización territorial.

6.1.9. ESTRATEGIA DE LA UE SOBRE EL METANO

La Estrategia de la UE sobre el Metano (COM (2020) 663 final), lo señala como el factor que más influye en el cambio climático, luego del dióxido de carbono. La citada Estrategia establece medidas legislativas y no legislativas en los sectores de la energía, agropecuario y los residuos

para reducir las emisiones de metano, definiendo el origen de las emisiones de metano antropogénicas. Los sectores de la agricultura, los residuos y la energía representan hasta el 95 % de las emisiones de metano de origen humano en todo el mundo. En Europa, esta proporción es aún mayor.

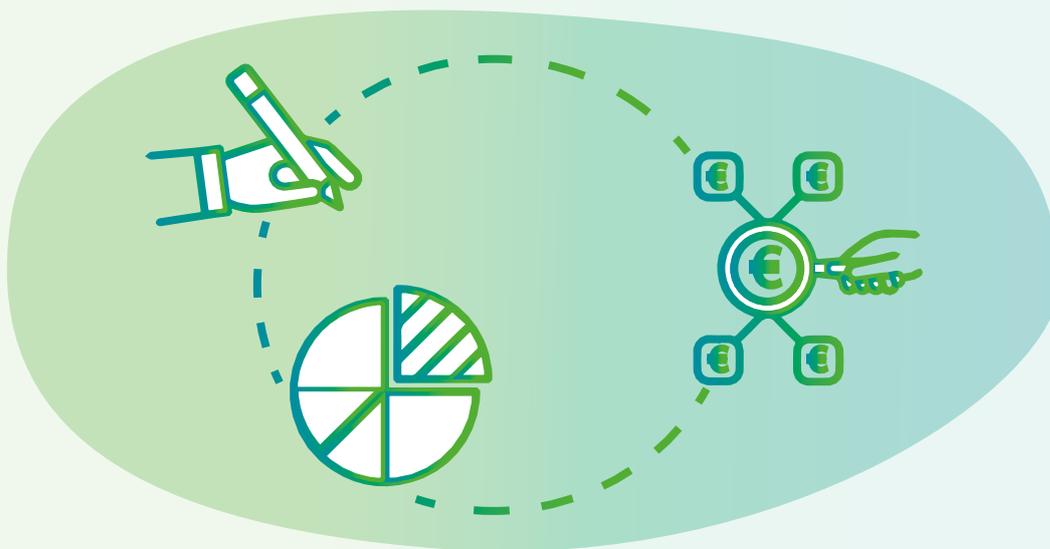
Ilustración 57. origen de las emisiones de metano antropogénicas

Origen de las emisiones de metano antropogénicas. Fuente: Estrategia de la UE sobre el metano.



La Estrategia resalta como medida de mitigación la prestación de ayudas específicas destinadas a acelerar el desarrollo del mercado del biogás procedente de fuentes sostenibles, incluidos proyectos piloto dirigidos a las comunidades rurales y agrícolas. Además, propone la obligación de mejorar la detección y reparación de fugas en las infraestructuras de gas y fomenta la modificación normativa contra las prácticas de combustión en antorcha y venteo. La mejora de la monitorización, reporte y verificación del metano emitido se establece como una de las acciones transversales más relevantes.

En la última cumbre COP 26 en Glasgow el 31 de octubre, tanto Estados Unidos como la Unión Europea pactaron reducir un 30% las emisiones de gas metano respecto a nivel del 2020. Según el último informe del IPCC –el panel internacional de expertos encargados de sentar las bases científicas sobre el cambio climático–, el metano es responsable del 25% del aumento de la temperatura global registrado en el planeta desde la era preindustrial. Y sus niveles no han parado de aumentar en los últimos dos siglos.



6.1.10. RÉGIMEN DE COMERCIO DE DERECHOS DE EMISIÓN DE LA UE

El régimen de comercio de derechos de emisión de la UE (RCDE) **fija el precio al carbono** y reduce el límite máximo de emisiones de determinados sectores económicos cada año. En los dieciséis últimos años, se han conseguido **reducir las emisiones de la generación de electricidad y de las industrias de gran consumo de energía en un 42,8 %** . La Comisión propone rebajar aún más el límite global de emisiones y aumentar su ritmo anual de reducción. La Comisión también propone eliminar gradualmente los derechos de emisión gratuitos para la aviación e incluir por primera vez las emisiones del transporte marítimo en el RCDE UE.

Para complementar el gasto sustancial en materia de clima en el presupuesto de la UE, **los Estados miembros deben gastar la totalidad de sus ingresos**

procedentes del comercio de derechos de emisión en proyectos relacionados con el clima y la energía.

En particular, el biometano puede actuar como un gran reductor de emisiones, especialmente en industrias de gran intensidad energética consumidoras de energía térmica.



6.1.11. REGLAMENTO SOBRE EL USO DE LA TIERRA, LA SILVICULTURA Y LA AGRICULTURA

Según la FAO, los suelos agrícolas llegan a ser globalmente unas de las reservas mayores de almacenamiento de carbono con un posible potencial de expansión del secuestro de carbono, y por lo tanto, proporcionan una manera prospectiva de mitigar concentración aumentada de CO₂. De hecho, se ha estimado que los suelos son capaces de secuestrar alrededor de 20 Pg en 25 años, más del 10 % de las emisiones antropogénicas.

Los Estados miembros comparten la responsabilidad de retirar carbono de la atmósfera, por lo que el Reglamento sobre el uso de la tierra, la silvicultura y la agricultura **establece un objetivo global de la UE para la absorción de carbono** por los sumideros naturales, equivalente a 310 millones de toneladas de emisiones de CO₂ para 2030. Los objetivos nacionales exigirán a los Estados miembros que cuiden y amplíen sus sumideros de carbono para alcanzar este objetivo. De aquí a 2035, la UE deberá alcanzar la neutralidad climática en los sectores del uso de la tierra, la silvicultura y la agricultura, incluidas también las emisiones agrícolas distintas

del CO₂, como las derivadas del uso de fertilizantes y la ganadería.

El biometano tiene la capacidad de participar en la mejora de las prácticas agrícolas mediante la aplicación del digestato. Su aplicación como fertilizante tiene la capacidad de incrementar la materia orgánica del suelo, aumentando la fertilidad del mismo y su capacidad como sumidero de CO₂ atmosférico, además de cerrar el ciclo del carbono en el suelo mediante la aplicación de carbono procedente de los residuos orgánicos, para así realizar una agricultura más sostenible.

Italia plantea un modelo interesante conocido como 'BiogasDoneRight', que consiste básicamente en producir alimentos, forrajes y biometano de manera sostenible, mediante tecnologías agrícolas que integran la producción de biogás, cultivos secuenciales y agricultura de precisión, para generar emisiones de gases de efecto invernadero neutras, o incluso negativas, capturando y secuestrando el carbono en los suelos agrícolas. Persigue



esencialmente la idea de cerrar el ciclo del CO_2 . Su principal característica es la integración de cultivos múltiples, en el que el cultivo principal es el comercializable para alimentos o forrajes, mientras que el cultivo secundario puede utilizarse para la producción de energía conjuntamente con las deyecciones ganaderas y otros residuos agrícolas o agroindustriales. Otra de sus características es el reciclado completo del digestato como biofertilizante, recuperando los nutrientes minerales y reciclando carbono muy estable en el suelo, cerrando así el ciclo del carbono y los nutrientes.

La digestión anaeróbica también permite que los suelos actúen como sumideros de carbono. La producción de biogás con cultivos intermedios está siendo cada vez más habitual. La inclusión de los cultivos intermedios, como los cultivos intercalados o los cultivos de cobertura tienen un efecto positivo en el carbono orgánico del suelo: las entradas de materia orgánica se aumentan a través de las raíces de estos cultivos. Además, si a esto se le añade la

aplicación del digestato como fertilizante verde, se incrementa el aporte al suelo de carbono orgánico ya que el carbono de la biomasa digerida es capturada en el suelo y reconvertida en humus, esencial para el crecimiento de las plantas.



6.2. Directivas europeas relativas a gases renovables y su transposición a nivel nacional

6.2.1. DIRECTIVA 2018/2001 RELATIVA AL FOMENTO DEL USO DE ENERGÍA PROCEDENTE DE FUENTES RENOVABLES

En 2018 entró en vigor la Directiva 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo de 11 de diciembre de 2018 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.

La producción y el uso de la energía representan el 75 % de las emisiones de la UE, por lo que es crucial acelerar la transición hacia un sistema energético más ecológico. La directiva incluye un objetivo legalmente vinculante en toda la UE del 32% para las energías renovables para 2030, con una cláusula de revisión al alza en 2023.

La importancia de esta directiva en el sector del biometano radica en ser la primera normativa que incentiva el uso del biometano mediante el establecimiento de las garantías de origen al gas renovable, garantizando la trazabilidad de su origen para los criterios de sostenibilidad, y la

inscripción en bases de datos de transacciones a nivel UE, promoviendo el desarrollo del mercado de biometano, también transfronterizo.

Esta Directiva también fomenta el uso del biometano en las redes de gas para alcanzar la descarbonización del sector. Para ello, establece que los costes de conectar a los nuevos productores de biometano a las redes de gas deben basarse en criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios. También deben tenerse debidamente en cuenta los beneficios que los productores locales de biometano aportan a las redes de gas para que así el gas renovable pueda integrarse sin dificultad.

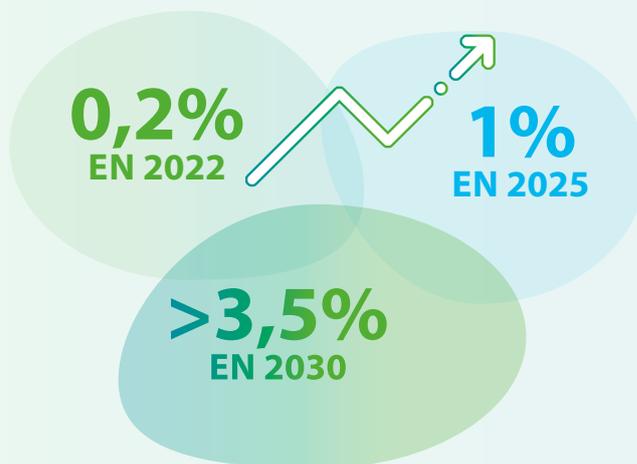
Además, se establecen una serie de objetivos y necesidades específicos que afectan directamente a la producción y uso del biometano, los cuales son:

Producción y uso del biometano

- Se regula la necesidad de ampliar la infraestructura de red de gas para facilitar que el gas renovable pueda integrarse sin dificultad, así como elaborar normas de conexión en cuanto a los requisitos de calidad, olor y presión del mismo.
- Se hace hincapié en la necesidad de incorporar las energías renovables al sector de la calefacción, donde se establece el objetivo de un aumento anual del 1,3% para las energías renovables en la calefacción.
- Se establece que el biometano ha de presentar garantías de origen similares a la electricidad renovable.
- En el sector del transporte, se establece un objetivo final del 14% de energías renovables. Cada estado miembro fijará una obligación a los proveedores de combustibles para asegurar que la cuota de energías renovables en el consumo final de energía sea como mínimo del 14% en 2030.
- Se recogen los criterios de sostenibilidad y de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero para los biocombustibles, biolíquidos y combustibles de biomasa.



La Directiva sin duda tendrá un impacto positivo hacia la adopción a gran escala de gas renovable en la próxima década. Facilitará el acceso de biometano a la red de gas natural, extenderá las garantías de origen de la electricidad renovable al gas renovable y facilitará el comercio transfronterizo de biometano. Sumado a esto, dentro del porcentaje de biocarburantes, la contribución de los biocombustibles y el biogás producido a partir de las materias primas enumeradas en la parte A del anexo IX será al menos igual al:



Para los biocarburantes, biolíquidos y combustibles de biomasa se establecen unos criterios de sostenibilidad y de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero.

El ahorro de emisiones de gases de efecto invernadero derivado del uso de combustibles renovables líquidos y gaseosos para el transporte de origen no biológico, excluidos los combustibles de carbono reciclado, será:

50%	como mínimo en el caso de los biocarburantes, biogás consumido en el sector del transporte y biolíquidos producidos en instalaciones en funcionamiento el 5 de octubre de 2015 o con anterioridad a dicha fecha.
60%	como mínimo en el caso de los biocarburantes, biogás empleado en el sector del transporte y biolíquidos producidos en instalaciones que hayan entrado en funcionamiento desde el 6 de octubre de 2015 hasta el 31 de diciembre de 2020 .
65%	como mínimo en el caso de los biocarburantes, biogás consumido en el sector del transporte y biolíquidos producidos en instalaciones que hayan entrado en funcionamiento a partir del 1 de enero de 2021
70%	como mínimo en el caso de la producción de electricidad, calefacción y refrigeración a partir de combustibles de biomasa empleados en instalaciones que hayan entrado en funcionamiento desde el 1 de enero de 2021 hasta el 31 de diciembre de 2025 , y del 80% en el caso de las instalaciones que hayan entrado en funcionamiento a partir del 1 de enero de 2026

La Directiva establece los valores típicos de porcentaje de ahorro de emisiones del biogás para producción de electricidad de acuerdo con distintas materias primas y condiciones de operación. Por ejemplo, el ahorro máximo de emisiones (240%),

sucede cuando se produce biogás a partir de estiércol húmedo y el digestato resultante de almacena en un tanque hermético. Para el caso de la producción de biometano para transporte, este valor corresponde a 202%.

Cabe destacar que la Directiva, en el caso que se utilice estiércol animal como sustrato, añade una prima de 45 g CO₂eq/MJ para estiércol (-54 kg CO₂eq/t de materia fresca) en concepto de mejora de la gestión agrícola y del estiércol. Además, se incluye como computable la reducción de emisiones de GEI derivada de la acumulación de carbono en el suelo mediante una mejora de la gestión agrícola y uso de enmiendas orgánicas tales como compost o digestato.

El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico nacional (MITECO) ha sacado a información pública un **Proyecto de Real Decreto que traspone parcialmente la Directiva 2018/2001** del Parlamento Europeo y del Consejo, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, en lo relativo a los criterios de sostenibilidad y reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero de la bioenergía y a las garantías de origen del gas procedente de fuentes renovables.

El real decreto tendrá como objetivos principales:

1 La regulación de los criterios de sostenibilidad y de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero

para los biocarburantes, biolíquidos y combustibles de la biomasa requeridos para poder optar a una ayuda financiera al consumo de dichos combustibles y para poder ser computados en el cálculo de los objetivos comunitarios y nacionales en materia de energías renovables.



2 La regulación de la forma de verificación del cumplimiento

de los criterios mencionados en el apartado anterior.

3 La regulación de los requisitos de eficiencia energética,

así como la forma de acreditación de su cumplimiento, exigidos a las instalaciones de generación de energía eléctrica para poder optar a una ayuda financiera al consumo de biocarburantes, biolíquidos y combustibles de la biomasa y para poder ser computados en el cálculo de los objetivos comunitarios y nacionales en materia de energías renovables.

4 La configuración del valor doble de determinados biocarburantes,

para demostrar el cumplimiento de las obligaciones de venta o consumo de biocarburantes con fines de transporte y el objetivo establecido para la utilización de la energía procedente de fuentes renovables en todas las formas de transporte.

5 La regulación de un Sistema de Garantías de Origen del gas

procedente de fuentes renovables.

En el artículo 16 se define el sistema de doble computo. Esto se refiere a la contabilización doble del contenido en energía para biocarburantes y biogás para el transporte producidos a partir de las materias primas enumeradas en el anexo I del documento.

Por otro lado, el **Real Decreto 205/2021**, de 30 de marzo (Ley del sector de hidrocarburos). Transpone lo previsto en

la Directiva (UE) 2018/2001, de 11 de diciembre de 2018, en relación con los biocarburantes o combustibles de biomasa con riesgo elevado de cambio indirecto del uso de la tierra, estableciendo que por orden ministerial se regulará para los mismos una senda de reducción a partir del 31 de diciembre de 2023, hasta alcanzar un valor del 0 por ciento el 31 de diciembre de 2030. Asimismo, prevé que por resolución de la Secretaría de Estado de Energía

se determinarán los biocarburantes o combustibles de biomasa de riesgo elevado de cambio indirecto del uso de la tierra, así como el porcentaje máximo que los mismos podrán tener, para cada uno de los sujetos obligados, para el cumplimiento del objetivo de venta o consumo de biocarburantes regulados.

Por otro lado, se fija para el año 2021 el mismo objetivo indicativo de biocarburantes avanzados previsto para el año 2020 en el apartado cuarto del artículo 2 del Real Decreto 1085/2015, de 4 de diciembre y se regula un objetivo obligatorio de biocarburantes avanzados en línea con lo establecido en la Directiva (UE) 2018/2001, de 11 de diciembre de 2018, del 0,2 por ciento en 2022, del 1 por ciento en 2025 y del 3,5 por ciento en 2030, todos ellos en contenido energético, para cada uno de los sujetos obligados a acreditar el cumplimiento de los objetivos de venta o consumo de biocarburantes con fines de transporte. El porcentaje se refiere a ventas o consumo

de biocarburantes avanzados y biogás procedente de las materias primas enumeradas en la parte A del anexo I del real decreto citado, sobre el total de gasolina y gasóleo vendidos o consumidos con fines de transporte, en contenido energético, incluyendo los biocarburantes, y se calculará para cada uno de los sujetos obligados.

Finalmente, en vista de los antecedentes normativos en materia de fomento de biocarburantes, el Real Decreto 205/2021, de 30 de marzo, por el que se modifica el Real Decreto 1085/2015, de 4 de diciembre acoge como objetivo fundamental continuar la senda fijada por este último, y establecer unos objetivos obligatorios mínimos de venta o consumo de biocarburantes para los años 2021 y 2022 del 9,5 por ciento y del 10 por ciento, en contenido energético, respectivamente, dando respuesta a las necesidades de implementar las medidas y alcanzar los objetivos establecidos en el PNIEC, en coherencia con su escenario objetivo hasta 2030.

6.2.2. DIRECTIVA 2014/94/UE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO DE 22 DE OCTUBRE DE 2014 RELATIVA A LA IMPLANTACIÓN DE UNA INFRAESTRUCTURA PARA LOS COMBUSTIBLES ALTERNATIVOS

La presente Directiva establece al biometano como combustible alternativo en forma de gas natural comprimido (GNC) y en forma licuada (GNL). Sostiene que el GLP biológico derivado de diversas fuentes de biomasa se implante como una tecnología viable a medio y largo plazo.

Además, resalta que la falta de un desarrollo armonizado de una infraestructura para los combustibles alternativos en toda la Unión impide la obtención de economías de escala en el plano de la oferta y una movilidad a escala de la Unión en el plano de la demanda. La Directiva ve necesario crear nuevas redes de infraestructuras, por ejemplo, para la electricidad, el gas y, en su caso, el hidrógeno y reconocer las distintas fases de desarrollo de cada tecnología y su infraestructura correspondiente, incluidas la madurez

de los modelos de negocio para los inversores privados y la disponibilidad de los combustibles alternativos y su aceptación por los usuarios. Además, sostiene que se debe garantizar la neutralidad tecnológica y asegurar que los marcos de acción nacionales tengan debidamente en cuenta la exigencia de apoyar el desarrollo comercial de combustibles alternativos.

Hace hincapié en las estaciones de almacenamiento y los puntos de repostaje de GNL, ya que afirma que el GNL, incluido el biometano líquido, puede también ofrecer una tecnología rentable para permitir a los vehículos pesados cumplir las estrictas normas de emisiones Euro VI a las que se refiere el Reglamento (CE) no 595/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo.

6.2.3. PROPUESTA DE DIRECTIVA DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO DEL 15 DE DICIEMBRE 2021 RELATIVA A NORMAS COMUNES PARA LOS MERCADOS INTERIORES DEL GAS NATURAL Y LOS GASES RENOVABLES Y DEL HIDRÓGENO

La Comisión ha elaborado dos propuestas, un reglamento y una directiva con el objetivo de facilitar la penetración de los gases renovables y los gases hipocarbónicos en el sistema energético, abandonando de manera progresiva el gas natural y permitiendo que estos gases desempeñen el papel necesario para lograr el objetivo de neutralidad climática de la Unión para 2050.

Una de las propuestas recogidas en la directiva es que los contratos a largo plazo para el gas natural fósil no se prorroguen más allá de 2049. También prevé que los planes nacionales de desarrollo de la red se basen en una hipótesis conjunta para la electricidad, el gas y el hidrógeno, la normativa encuentra necesaria la planificación y la explotación coordinada del sistema energético de la Unión en su conjunto, teniendo en cuenta todos los vectores energéticos, las infraestructuras y los sectores de consumo.

Relativo al hidrógeno, la normativa pretende crear un mercado y un entorno adecuado para la inversión en hidrógeno y permitir el desarrollo de infraestructuras específicas, también para el comercio con terceros países. Se abordará el acceso a las infraestructuras de hidrógeno, la separación de las actividades de producción y transporte de este gas, y la fijación de tarifas. Se creará una nueva estructura de gobernanza en forma de Red Europea de Gestores de Redes de Hidrógeno (REGRH), para promover una infraestructura concreta para el hidrógeno, la coordinación transfronteriza y la construcción de redes de interconectores, y para desarrollar normas técnicas específicas.

Por otro lado, incluye nuevas normas que **facilitarán que los gases renovables y los gases hipocarbónicos lleguen a la red de gas existente** al eliminar las tarifas para las interconexiones transfronterizas. También se creará un sistema de certificación para los gases hipocarbónicos, a fin de completar el trabajo iniciado en la Directiva sobre fuentes de energía renovables.

Otra prioridad del paquete es la capacitación y la protección de los consumidores. Se facilitarán herramientas de decisión a los consumidores para que puedan optar por cual proveedor contratar. Además, las normas del mercado minorista deberán capacitar a los clientes para elegir gases renovables y gases hipocarbónicos.

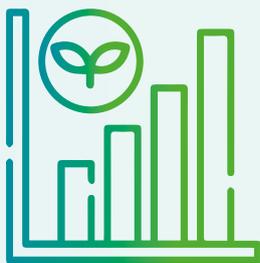
En respuesta al incremento significativo de los precios de la energía a escala de la Unión en el otoño de 2021, se decide aumentar la resiliencia mejorando la seguridad de suministro. Para ello, se fomentará un enfoque más estratégico del almacenamiento de gas. Las medidas propuestas exigen a los Estados miembros que de manera explícita incluyan el almacenamiento en sus evaluaciones del riesgo sobre la seguridad del suministro, tanto a nivel nacional como regional, y que contemplen los riesgos vinculados al control del almacenamiento por entidades de terceros países. Los Estados miembros deben plantearse medidas de almacenamiento a través de la cooperación regional en caso de riesgos no abordados. La propuesta define condiciones que permiten la adquisición conjunta voluntaria de existencias estratégicas de gas para ser utilizadas en caso de emergencia. Se introducen también medidas para mejorar la transparencia y el acceso a las instalaciones de almacenamiento, abordar los riesgos del gas en materia de ciberseguridad y facilitar las disposiciones bilaterales de solidaridad entre Estados miembros en caso de crisis.





BLOQUE 7

Perspectiva de desarrollo del mercado del biometano: garantías de origen, estructura de precio y contratos de compraventa (PPAs)



El mercado mundial de biometano en 2017 se ha valorado en 2.583 millones de euros y se prevé que se expanda a una tasa de más del 7% desde 2018 a 2026, según el informe publicado por Transparency Market Research.

De acuerdo con el informe 'Market survey on determining the market accepted threshold for the value of tradable biomethane certificates', del proyecto europeo BIOSURF, la industria del biogás y el biometano seguirán el desarrollo del negocio de gas natural vehicular.

Asimismo, el Grupo Europeo de Expertos en Combustibles para el Transporte del Futuro predijo que el parque de vehículos de gas crecerá significativamente para alcanzar una cuota de mercado total del 9% para 2030 y un 16% para 2050 tanto para el transporte de pasajeros como para el transporte de mercancías.

En España, de acuerdo con un informe preparado por Creara, se espera que el sector del biometano despegue en el corto plazo, llegando a contar con un número de plantas de inyección a red operativas en 2030 que oscilaría entre 490 y 840, dependiendo del objetivo de producción considerado. El impacto socioeconómico del sector en un escenario conservador alcanzaría los 284 millones de euros de contribución neta al PIB y la creación de 3.856 empleos directos. Para un escenario optimista, la contribución neta al PIB alcanzaría los 470 millones de euros y se podrían llegar a crear 6.377 empleos directos.

Al tratarse de una tecnología en fase de desarrollo e innovación, se espera que los costes normalizados de producción (LCOE) experimenten una bajada progresiva en los próximos años. El LCOE actual está entorno los 48-56 EUR/MWh, que varía en función de la presión de inyección y de si se considera o no el coste de la materia prima.



7.1. Rol de las garantías de origen en la comercialización del biometano

De acuerdo con la Asociación Española de Biogás, para desarrollar un mercado competitivo de gas renovable que aborde los desafíos del cambio climático y no solo brinde una solución a los problemas administrativos de un esquema de certificado nacional y europeo, es necesario un sistema nacional de garantías de origen para el biometano. La importancia de las garantías de origen reside en que es una vía para utilizar biometano sin producirlo en el punto de consumo y así neutralizar la huella de carbono de empresas ubicadas en distintas partes de Europa.

El biometano es uno de los pocos productos que no se pueden transportar libremente entre miembros de la UE manteniendo el valor intrínseco 'verde' en el mercado. Para ello, es fundamental que la red europea de gas natural sea reconocida como un sistema cerrado de balance de masas y es necesaria la armonización de los esquemas de registro y certificados de origen.

Un certificado de gas renovable es un documento electrónico que registra información (cuantitativa y cualitativa) sobre un envío de gas renovable, inyectado en la red de gas natural. Un productor de gas renovable podrá utilizar un certificado para comercializar el valor verde de la partida correspondiente. Un consumidor de gas podrá utilizar un certificado para demostrar su uso.

Los certificados deben seguir el enfoque detallado en la Directiva (UE) 2015/1513 y el artículo 19 de la Directiva 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, también denominada RED II. (REGATRACE, 2020).

En España, se ha publicado el proyecto de real decreto que traspone parcialmente la Directiva 2018/2001 (RED II) del Parlamento Europeo y del Consejo, en lo relativo a los criterios de sostenibilidad y reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero de la bioenergía y a las garantías de origen del gas procedente de fuentes renovables.

Según el artículo 19, para obtener las Garantías de Origen la solicitud debe ser realizada por un productor de gas procedente de fuentes renovables, que haya registrado su instalación con anterioridad en el Censo de Instalaciones de Producción de gas procedente de fuentes renovables. Además, se establece la equivalencia de 1MWh por cada garantía de origen. Con el fin de evitar el doble computo, se determina que solo se puede expedir una garantía de origen por cada unidad de energía producida. Por otro lado, este artículo establece que la garantía de origen contabilizará todo el gas renovable producido, incluso el no inyectado a red vendido y el autoconsumido. La validez del certificado se limitará a un periodo máximo de 18 meses desde la fecha de expedición del certificado. Transcurrido dicho periodo, todas las garantías de origen que no hayan sido redimidas expirarán.

Por último, se establece que se llevará un registro de los movimientos producidos por operaciones de expedición, transferencia, importación, exportación y cancelación de Garantías de Origen.



CADA GARANTÍA DE ORIGEN ESPECIFICARÁ, AL MENOS, LO SIGUIENTE:

Según el artículo 19

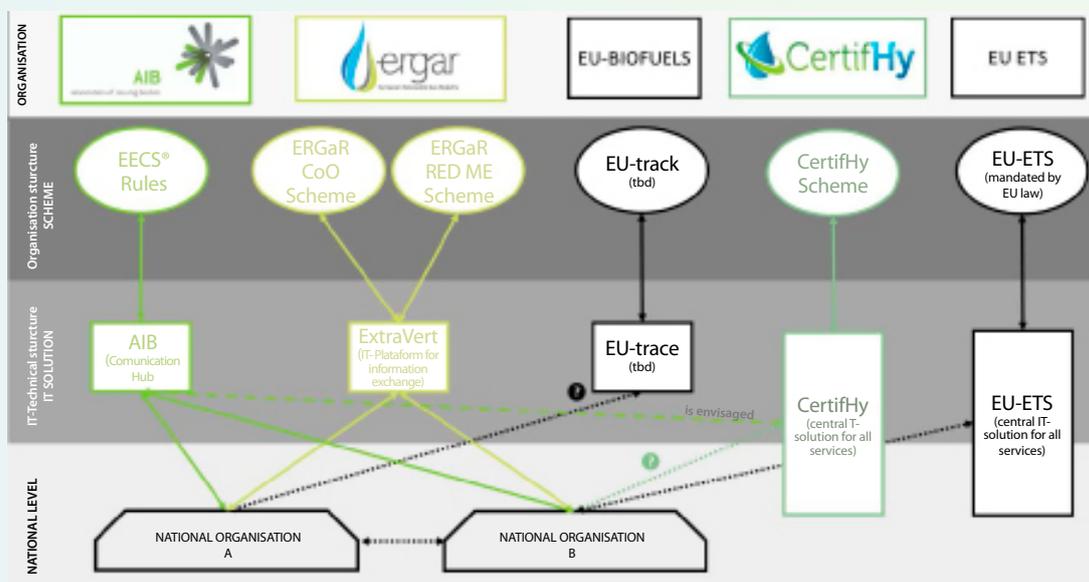
- Si la garantía se refiere a:
 - Hidrogeno renovable
 - Biogás
 - Cualquier otro gas renovable que se determine por resolución de la persona titular de la Secretaría de Estado de Energía
- La fuente energética.
- El proceso o tecnología utilizada en la producción del gas procedente de fuentes renovables.
- Datos de la instalación donde se ha producido el gas procedente de fuentes renovables.
- Número de identificación único del productor de gas procedente de fuentes renovables.
- Cualquier otra información que pudiese ser determinada por la Entidad Responsable, entre la que se podrá incluir información relativa a la sostenibilidad o a la huella de carbono del proceso de obtención del gas.

De acuerdo con lo dispuesto en la Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, a efectos de contabilidad para el valor de mercado de la garantía de origen, se podrá no expedir dicha garantía de origen a un productor que reciba ayuda financiera de un sistema de apoyo vigente.

En cualquier caso, se deberá velar porque los sistemas de apoyo que se establezcan tengan en cuenta el valor de mercado de la garantía de origen correspondiente.

En Europa, existen varios esquemas de transferencia de certificados de gas renovable como se detalla a continuación:

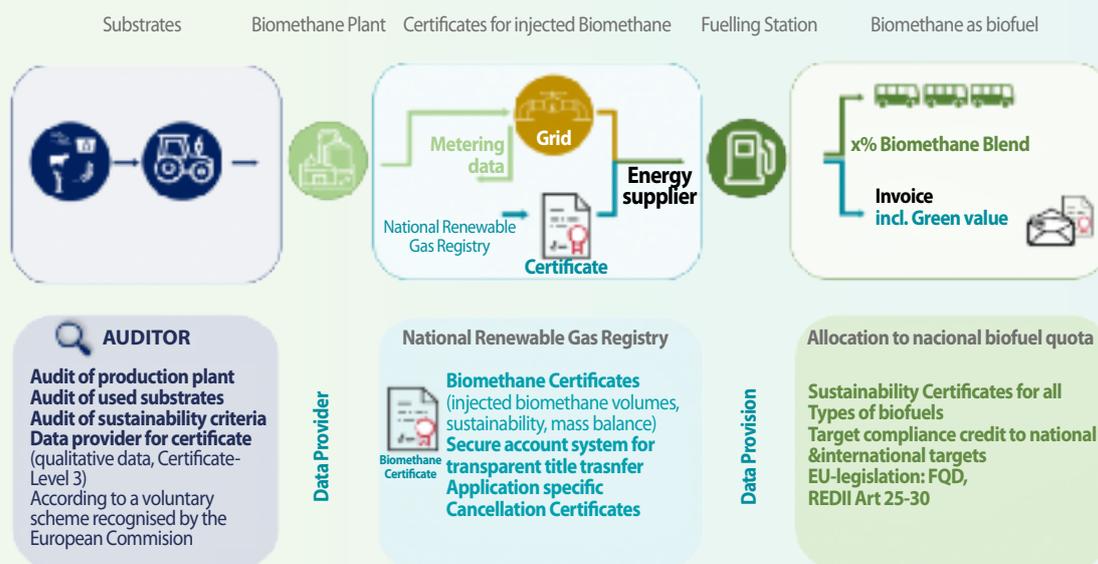
Ilustración 58. Esquemas europeos de transferencia de certificados entre fronteras. Fuente: Informe REGATRACE: D4.2 Technical and operational comparison of the biomethane/renewable gas GoO system and the electricity GoO system.



Un ejemplo de esquema de certificación de carácter voluntario es el creado por la Asociación Europea de Registro de Gas Renovable (ERGaR), cuya misión es permitir la transferencia transfronteriza de la certificación de gases renovables a través de la red europea de gas natural, evitando al mismo tiempo la doble venta y contabilización, lo que permitirá al productor proporcionar documentación para la transferencia de certificaciones sostenibles (certificados de origen). ERGaR RED MB se ocupa exclusivamente de

los envíos de biometano destinados a la exportación y no contabilizados en el país de producción para cumplir con los objetivos de las cuotas nacionales de biocombustible. Si un envío de biometano se ha contabilizado para alcanzar el objetivo de la cuota nacional de biocombustible en su país de producción, entonces el envío de biometano en cuestión no es elegible para una garantía de origen ERGaR (en adelante, ERGaR GdO) bajo este esquema y no debe exportarse a través del programa voluntario ERGaR RED MB.

Ilustración 59. Cadena de custodia: Biometano en el sector del transporte. Fuente: AGCS, 2020



Este registro involucra varios actores:

- **Cadena de custodia:** Para el biometano inyectado en la red europea de gas natural, debe cubrirse la cadena de custodia completa. Dado que es imposible rastrear el biometano inyectado en las tuberías de gas natural en un sentido físico, la cadena de custodia completa (desde el suministro de materias primas hasta el usuario final) se cubre en dos etapas:
 1. **La primera parte** comienza con el suministro de materia prima y abarca la producción (digestión anaeróbica seguida de mejora de biogás, gasificación de biomasa sólida

seguida de síntesis de metano, etc.) hasta la inyección a la red de gas natural. Esta parte está documentada por los procedimientos de verificación de sostenibilidad establecidos definidos en la RED y el documento resultante se adjunta al conjunto de datos electrónicos de la ERGaR GdO.

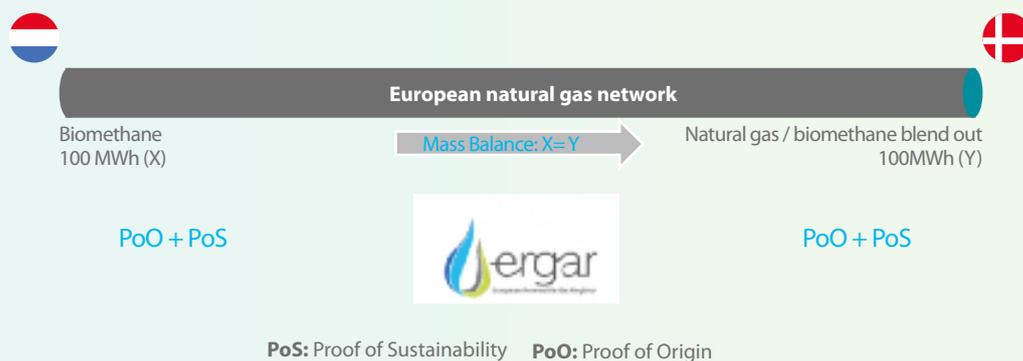
2. **La segunda parte** cubre el transporte por tubería desde el punto de inyección de la red hasta el retiro por parte del usuario final. Esta parte es administrada por el esquema voluntario ERGaR RED MB, aplicando la metodología de balance de masa para el biometano inyectado en la red de gas natural.

- **Instalación logística única:** La red europea interconectada de gas natural se trata como una única instalación. Los envíos de biometano inyectados en la red en cualquier lugar dentro del territorio de la Unión Europea, la AELC y la Comunidad Económica Europea, y los correspondientes envíos de biometano retirados pueden equilibrarse.
- **Balance de masa:** no es necesario rastrear o documentar el movimiento físico de biometano dentro de la instalación logística, siempre que el balance de masa entre los puntos de inyección y

retiro se puede documentar adecuadamente. Los volúmenes de biometano inyectados en la red europea interconectada de gas natural se equilibran en masa con los volúmenes de gas extraídos coincidentes de un envío a otro.

El balance de masa para un único envío inyectado en la red europea interconectada de gas natural por el esquema voluntario ERGaR RED MB se ilustra a continuación, tomando como ejemplo la transferencia transfronteriza de un envío de biometano de los Países Bajos a Dinamarca:

Ilustración 60. Ejemplo de balance de masa de biometano en la red europea de gas natural. Fuente: ERGaR, 2020



SUMINISTRO DE DATOS DE BIOMETANO Y GAS

Datos de inyección

El biometano puede registrarse como inyectado en la red europea interconectada de gas natural, tal como se define en los artículos 2.3. y 2.5. de la Directiva 2009/73/CE sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural. En consecuencia, la fuente principal de información sobre el volumen inyectado es:

- ya sea un operador del sistema de transmisión (como se define en el Art. 2.4.);
- o un operador del sistema de distribución (como se define en el Art. 2.6.).

El hecho de la inyección y el volumen inyectado debe verificarse mediante una auditoría de terceros en todos los casos.

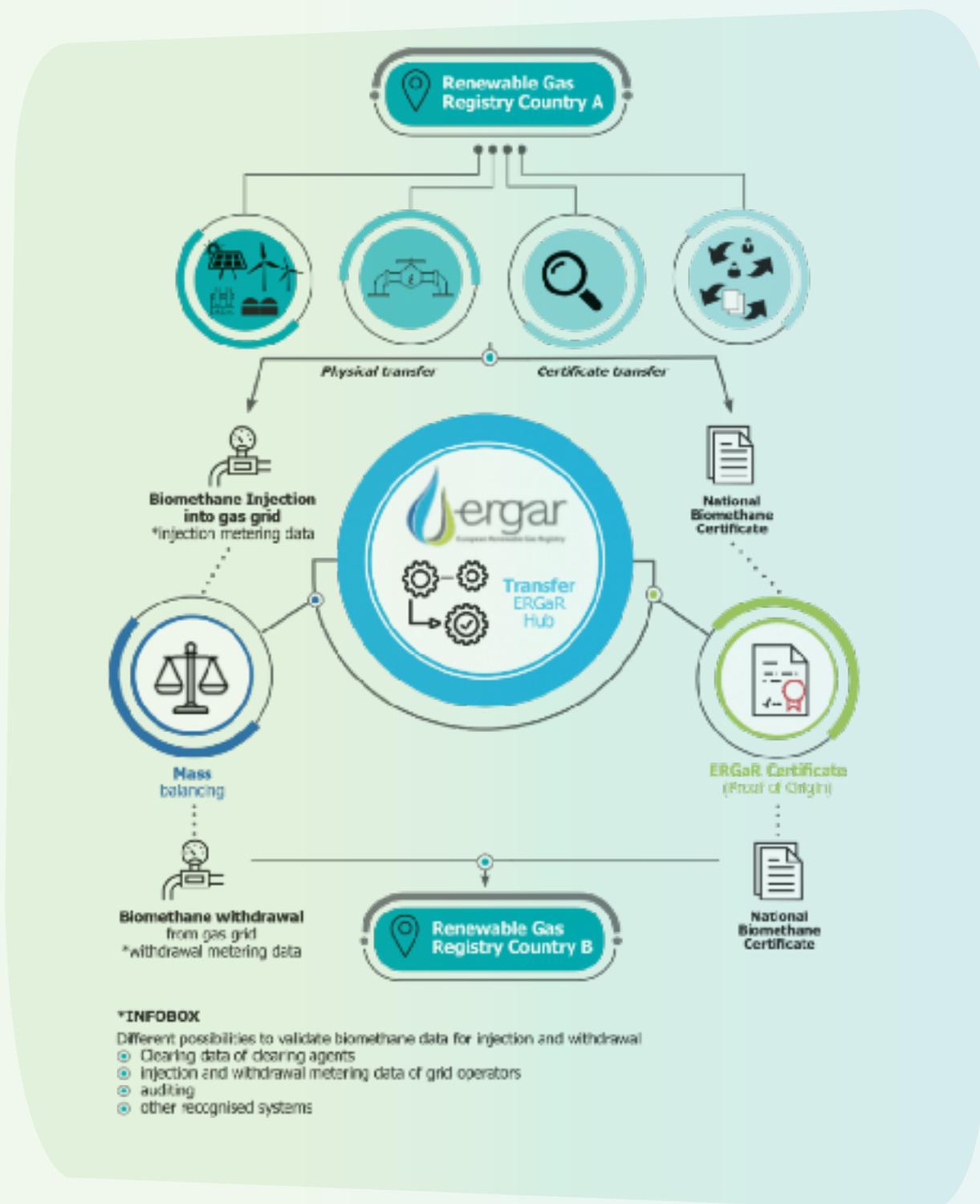
Datos de retirada

El operador económico que solicite la transferencia del ERGaR GdO a un GdO doméstico en el país de consumo deberá acreditar que ha extraído el mismo volumen de gas que representa el ERGaR GdO. La información del volumen de gas extraído se basa en datos medidos. De acuerdo con las reglas del esquema ERGaR RED MB, el retiro debe ser confirmado por:

- ya sea un operador del sistema de transmisión de gas natural;
- o un operador del sistema de distribución de gas natural.

El volumen retirado debe ser cubierto por una auditoría de terceros en todos los operadores económicos que hayan requerido la transferencia de GdOs a ellos.

Ilustración 61. Sistema de balance de masa según el esquema voluntario ERGaR RED MB. Fuente: proyecto REGATRACE, 2019



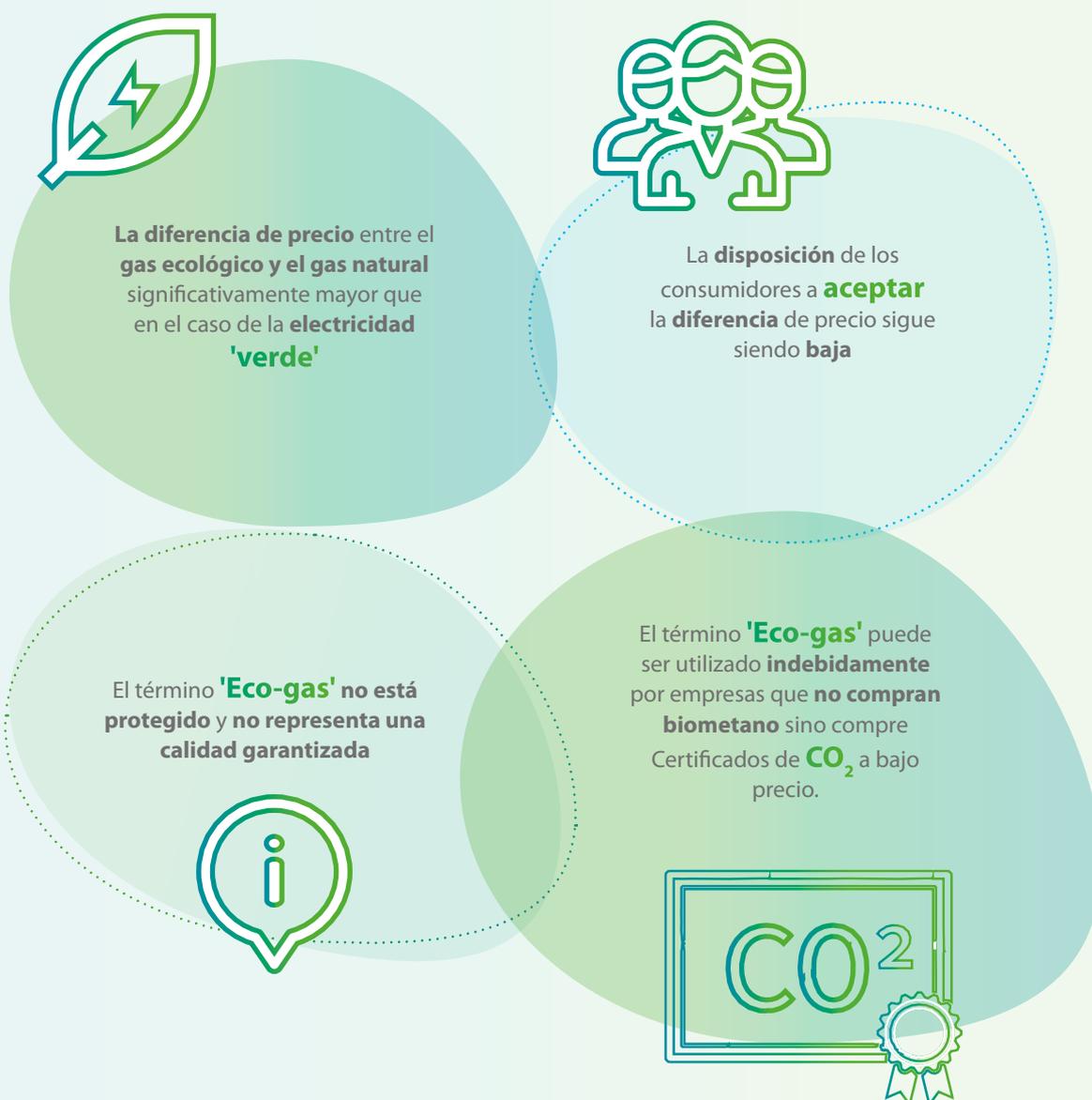
Por otro lado, el proyecto europeo BIOSURF resalta la necesidad de cuantificar el valor verde del biometano para fomentar las instalaciones de nuevas plantas, ya que estima que los costos de los suministros de biometano se mantendrán por encima del gas natural, salvo en los casos excepcionales en los que la materia prima tiene un valor negativo. Esto se debe a los límites de la tecnología y al tamaño relativamente pequeño de la producción de biometano en relación con la industria del gas natural.

Un ejemplo de inyección de biometano a la red es Alemania, donde el biometano se mezcla con las

moléculas de gas natural en las tuberías sin posibilidad de diferenciar físicamente. En consecuencia, se puede suministrar biometano a clientes conectados a la red de gas natural solo virtualmente aplicando certificación y métodos de balance de masas.

El término 'Eco-gas' se utiliza en Alemania para indicar que el gas natural suministrado tiene un biometano.

Este mercado de biometano sigue siendo pequeño y crece muy lentamente debido a varios factores:



7.2. Estructura de precio

El precio del biometano se puede diferenciar en dos bloques: molécula (referido al gas en físico) y certificado (referido a la calidad de este mediante la garantía de origen).

El precio de la molécula se rige por el mercado del gas natural. Sin embargo, el precio del certificado dependerá de otros factores (como medidas comunitarias, coste de biocarburantes avanzados, materia prima utilizada, huella de carbono) que harán que fluctúe con el tiempo. Al separar ambas transacciones el productor de biometano tiene la capacidad de identificar los compradores más adecuados y separar el valor 'verde' de su producto del precio del gas físico (metano). Además, las garantías de origen que se comercializan son evidencias de una unidad y calidad únicas de biometano y cuentan con información sobre planta, marco de tiempo de producción, atributos de calidad y un código de acceso para acceder su documentación.

De acuerdo con el informe 'Outlook for biogas and biomethane: Prospects for organic growth' elaborado por IEA, en Europa el coste de producción del biometano es aproximadamente 27 €/MWh mayor que el del gas natural.

Esto implica que para que la producción de biometano sea rentable es necesario un incentivo. Aquí es donde los distintos mecanismos de promoción del biometano, que reconocen su papel como reductor de gases de efecto invernadero, cumplen un rol fundamental en el desarrollo de este mercado.

Hay cuatro palancas principales de monetización que justifican un aumento del valor del biometano por encima del precio del gas natural:

La primera de ellas está relacionada con el objetivo de descarbonización donde el producto a comercializar está comprendido por la molécula + la garantía de origen. Aunque existe un gran mercado, los precios de derechos de certificados aún no cubren la brecha entre el precio del biometano y el gas natural.

La segunda palanca se refiere a la transposición de la RED II, que regula las garantías de origen y fija los objetivos de porcentaje mínimo de biogás. Esto genera un gran mercado pero fija a biocombustibles avanzados como principales competidores.

Además, existe un tercer eje asociado a la responsabilidad corporativa empresarial, donde las garantías de origen se utilizarían para compensar voluntariamente las emisiones.



Por último, existe otra palanca que depende de la estrategia de fomento de biogás de cada país, y consiste en otorgar primas por la inyección de biometano a red. Aunque este esquema generaría un volumen de mercado grande, no se ha implementado en España. Existen casos de éxito en países como Francia y Alemania.

En la actualidad, el mercado del transporte a nivel europeo es el que está marcando el precio del biometano junto a las restricciones que existen en algunos países en cuanto al origen del biogás.

7.3. Despliegue del comercio internacional del biometano

Cabe destacar dos proyectos financiados por el programa europeo Horizonte 2020: BIOSURF (BIOmethane as SUSTainable and Renewable Fuel) y REGATRACE (Renewable GAs TRAdE Centre in Europe). Ambos tienen como objetivo crear un sistema de comercio eficiente basado en la emisión y comercialización de garantías de origen de biometano, eliminando las barreras no técnicas y allanando el camino hacia un mercado europeo de biometano.

El proyecto europeo 'BIOSURF Fuelling biomethane' propone distintos esquemas para desarrollar el comercio de biometano:

- a) Esquema "blackboard": consiste en una plataforma virtual cuyo modo de funcionamiento es similar a una subasta. Es una opción muy simple para pequeños productores con bajos volúmenes de producción y poco poder financiero que requiere esfuerzos de participación muy bajos. El mayor obstáculo es el tiempo que lleva la negociación bilateral entre el comprador y el vendedor debido al número limitado de procesos estandarizados.
- b) Plataforma OTC (Over The Counter): plataforma conformada por varias empresas comerciales, corredores, bancos, proveedores, etc. capaces de ofrecer licitaciones y pedidos de garantías de origen de

biometano armonizado. Es una negociación continua donde las ofertas y demandas están disponibles públicamente hasta su eliminación activa. En general el intercambio se da entre empresas conocidas.

- c) Negociación en bolsa: se definen reglas claras para todos los mercados involucrados. Los intercambios se realizan con productos y horarios comerciales definidos que aportan mayor seguridad. La principal ventaja de un producto cotizado en bolsa es el anonimato. El comprador y el vendedor no se conocen entre sí, lo que ofrece a varias empresas comerciales grandes ventajas sobre el comercio extrabursátil. Una desventaja es que los intercambios llevan asociados un costo que debe ser pagados por los miembros comerciales, ya sean tarifas anuales o tarifas comerciales para cada GdO.
- d) Un nuevo enfoque para el comercio podría ser el uso de blockchain. Esta opción aumentaría la flexibilidad de la negociación, ya que varios participantes tendrían la opción de participar en el comercio. Las reglas de registro para este tipo de comercio son mínimas en comparación con las OTC y negociación en bolsa. Pero las condiciones previas, especialmente en un registro de biometano y a nivel legal, necesitan ser resueltas. Los costos podrían ser bastante bajos en comparación con otros sistemas de TI implementados para comercio.



7.4. Contratos a medio/largo plazo (PPAs)

Los compromisos asumidos por parte de la Unión Europea para descarbonizar la matriz energética, sumado a la volatilidad del precio de la energía, producen un interés creciente de las empresas por el consumo de energía renovable acreditada. Las grandes empresas cuyos consumos energéticos representan un alto coste, encuentran en los PPA (Power Purchase Agreements) una vía para cumplir sus objetivos medioambientales y lograr un consumo energético 100% verde con precio estable. Actualmente en España no existe un mercado para el biometano, por ello las operaciones son transfronterizas y el precio

depende fundamentalmente del mercado de destino. En el acuerdo se fija un precio de compraventa, de una determinada cantidad de electricidad (MWh) durante un plazo acordado (típicamente entre 5 y 10 años). Además, debe contener otros apartados como: partes del contrato (productor/off-taker), fecha de inicio de la venta con penalidades por retrasos, volumen comprometido, garantías ante un impago por parte del off-taker u otro imprevisto y los efectos previstos por no cumplir el contrato. Además, es necesario determinar que se hará ante cambios regulatorios y, por último, que certificados serán admitidos.

Los contratos de compraventa se pueden dividir en:

Utility PPA

Es el más habitual, se produce entre un productor de energía renovable y una empresa comercializadora (generalmente grandes empresas de energía que revenderán la energía). El comprador de la energía (offtaker) no utiliza la energía eléctrica para sí mismo, sino que la entregará a sus clientes o la venderá al mercado mayorista.

Corporate PPA

Se produce entre un productor de energía renovable y una empresa no energética.

Los contratos de compraventa de energía fotovoltaica, de acuerdo con el punto de entrega de la energía, se puede dividir en PPA físicos y financieros (UNEF, 2018). Se espera que para el gas renovable sea similar, con la adaptación al sistema gasista.

Los PPA físicos son aquellos en los que hay una entrega física de la electricidad del productor al consumidor. Pueden ser on-site y off-site, según la generación de la energía y el consumo estén conectados directamente o no. En los PPA on-site las instalaciones se encuentran en el terreno del cliente, la energía generada es del

cliente y finalizado el plazo del PPA la instalación también quedará en manos de este. En los PPA off-site la entrega de energía al consumidor se realiza por parte del comercializador. La instalación se sitúa en cualquier ubicación y se conecta a la red de distribución del sistema eléctrico del país, quien la llevará al cliente.

Los PPA financieros son más flexibles en su estructura y no tiene que haber entrega física de la electricidad. Son contratos de cobertura del precio de la energía a largo plazo, en el que se ajustan diferencias entre productor y consumidor en precio o cantidad de electricidad.



Estructura de precios (UNEF, 2018):

- **PPA de precio fijo:** Puede ser un precio fijo por MWh, un precio por MWh con incrementos ligados a la inflación (o al mercado eléctrico, llamado indexado a mercado) o un precio por MWh con incrementos acordados entre las partes. Se pueden hacer 'frontloaded' (el productor tiene una retribución más alta en el primer tramo del PPA, facilitándole de este modo una rápida amortización de su deuda principal, de este modo puede ofrecer un precio más competitivo en el siguiente periodo) o 'backloaded' (un productor con músculo financiero puede ofrecer un PPA más competitivo que el mercado mayorista coyuntural, y apostar por una subida de precios del mercado mayorista a largo plazo, y amortizar allí su inversión. Esta opción puede ser atractiva como estrategia de entrada en el mercado).
- **Descuento a PPA del mercado:** esta estructura sólo puede aplicarse en los mercados con un precio de spot fluctuante. Es posible establecer una cláusula techo y una cláusula suelo y el resto liquidarlo a mercado (collar). El mecanismo tiene tres componentes principales:
 - Las partes acuerdan un descuento porcentual fijo al precio del MWh del pool por adelantado. El precio de la energía se conviene de acuerdo con un índice de mercado que proporciona la información actualizada del precio;
 - Se establece una cláusula suelo por MWh que proporciona al desarrollador un nivel mínimo de ingresos. Si el precio de mercado cae por debajo de esa cantidad, el comprador deberá pagar la cantidad de la cláusula suelo al desarrollador;
 - Se establece una cláusula techo por MWh que proporciona al comprador un nivel máximo de costes. Si el precio de mercado sube por encima de esa cantidad, el comprador solo tiene que pagar la cantidad máxima al desarrollador.

Riesgos asociados a los PPAs:

Se pueden mencionar tres riesgos principales relacionados a los acuerdos PPAs para el biometano:

Contratos de compraventa

- **Riesgo relativo al precio acordado:** la volatilidad del precio de la energía provoca que la negociación del precio de contrato debe ser realizada por expertos que utilicen modelos apropiados de predicción de precios y análisis de sensibilidad de distintos aspectos como caídas de producción. De lo contrario, la empresa productora queda expuesta a pactar un precio menor al del mercado futuro.
- **Riesgo relativo a variables operativas:** El principal cuello de botella de los proyectos de biogás es garantizar el suministro de materias primas (en cantidad y composición) a largo plazo. Esto puede impactar negativamente en la producción, rendimiento de la instalación y calidad del biogás obtenido. El productor debe realizar un análisis conservador de la estimación de la producción de energía del proyecto. En la mayoría de los casos, es el comprador de energía el que acaba asumiendo este riesgo operacional y si un proyecto acaba teniendo bajo rendimiento, debe acudir a otras fuentes de suministro. Los problemas de gestión del riesgo operacional son uno de los mayores frenos en la expansión de los PPA. (Peña et al., 2020)
- **Riesgos regulatorios:** especialmente en países como España que han donde la regulación cambia frecuentemente. Las instituciones financieras generalmente pretenden que el PPA tenga la misma duración que la deuda del proyecto (UNEF, 2018).



BIBLIOGRAFÍA

Bibliografía

- Adnan, A.I., Ong, M.Y., Nomhanbay, S., Chew, K.W., Show, P.L. Technologies for biogas upgrading to biomethane: a review. 2019. Bioengineering.
- Benato, A., Macor, A. Alberto. Italian Biogas Plants: Trend, Subsidies, Cost, Biogas Composition and Engine Emissions
- BIOSURF. D3.5 Market survey on determining the market accepted threshold for the value of tradable biomethane certificates. 2015.
- Comisión Europea. Clean Energy Package for All Europeans. 2017.
- Comisión Europea. El Pacto Verde Europeo. 2019.
- Comisión Europea. Estrategia de la UE sobre el Metano. 2020.
- Comisión Europea. Nuevo Plan de Economía Circular. 2021.
- Creara Energy Experts. Cálculo de indicadores de los cinco primeros criterios del APTe 2020 para el sector del biometano. 2021
- DIRECTIVA (UE) 2015/1513 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 9 de septiembre de 2015 por la que se modifican la Directiva 98/70/CE, relativa a la calidad de la gasolina y el gasóleo, y la Directiva 2009/28/CE, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables. 2015.
- DIRECTIVA (UE) 2016/2284 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 14 de diciembre de 2016 relativa a la reducción de las emisiones nacionales de determinados contaminantes atmosféricos, por la que se modifica la Directiva 2003/35/CE y se deroga la Directiva 2001/81/CE. 2016.
- DIRECTIVA (UE) 2018/2001 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 11 de diciembre de 2018 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables. 2018.
- Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE. 2009.
- DIRECTIVA 2014/94/UE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 22 de octubre de 2014 relativa a la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos. 2014.
- ECOBIOGÁS. Proyectos. <http://www.ecobiogas.es/archivos/es/projectes.php>
- Ecofys. Analysis of the operation of the mass balance system and alternatives. 2012.
- EUROPEAN BIOGAS ASSOCIATION. Biogas basics. 2019
- EUROPEAN BIOGAS ASSOCIATION. Biomethane in transport. 2016
- EUROPEAN BIOGAS ASSOCIATION. Statistical Report. 2020
- EUROPEAN BIOGAS ASSOCIATION. The contribution of the biogas and biomethane industries to medium-term greenhouse gas reduction targets and climate-neutrality by 2050. 2020.

Bibliografía

- European Comission. The EU's 2021-2027 long-term Budget and NextGenerationEU. 2021.
- Eyl-Mazzega, M.A, Mathieu, C. Biogas and Bimethane in europe. Lessons from Denmark, Germany and Italy. 2019
- FAO. GUÍA TEÓRICO-PRÁCTICA SOBRE EL BIOGÁS Y LOS BIODIGESTORES. 2019
- FAO. Manual de biogás. 2011
- Fardin, J.F., de Barros, O.J. y Dias, A.P.F. Biomass: some basics and biogas. 2018. Advances in Renewable Energies and Power Technologies.
- Flotats, X., y Campos, E. Procesos biológicos. La digestión anaerobia y el compostaje. 2008.
- Funcas. Productos financieros para la transición energética. 2019
- GAS FOR CLIMATE. Extended analysis on the role for gas in a net zero emissions energy systems. 2019
- GAS FOR CLIMATE. Gas decarbonization pathways 2020-2050. 2020.
- GAS FOR CLIMATE. Job creation by scaling up renewable gas in Europe. 2019
- GAS FOR CLIMATE. Market state and trends in renewable and low-carbon gases in Europe. 2020.
- Gobierno de España. España Circular 2030. 2020.
- Gobierno de España. Ley 11/2013, de 26 de julio, de medidas de apoyo al emprendedor y de estímulo del crecimiento y de la creación de empleo. 2013.
- Gobierno de España. Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible. 2011.
- GREEN GAS GRIDS. Greening your biomethane production chain. A best practice guide for reducing GHG emissions. 2013
- IDAE. Biomasa: digestores anaerobios. 2007
- IDAE. Situación de potencial y generación de biogás. 2011
- IEA BIOENERGY. Biogas upgrading. 2009
- IEA.Outlook for biogas and Prospects for organic growth World Energy Outlook Special Report biomethane. 2020
- INDEREN. Planta de Biogás de 500kW en Vall d'Uixó Castellón. <https://inderen.es/es/planta-de-biogas-de-500kw-en-vall-duixo-castellon/>
- Ludan. Casos de estudio. <http://ludan-env.com/es/case-studies/>
- Ministerio de Industria, Energía y Turismo. Real Decreto 1085/2015, de 4 de diciembre, de fomento de los Biocarburantes. 2015.

Bibliografía

- Ministerio de Industria, Energía y Turismo. Resolución de 21 de diciembre de 2012, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifica el protocolo de detalle PD-01 'Medición, Calidad y Odorización de Gas' de las normas de gestión técnica del sistema gasista. 2012.
- Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Real Decreto 459/2011, de 1 de abril, por el que se fijan los objetivos obligatorios de biocarburantes para los años 2011, 2012 y 2013. 2011.
- Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Real Decreto 1085/2015, de 4 de diciembre, de fomento de los Biocarburantes. 2015.
- Ministerio de política territorial y función pública. Estrategia Nacional frente al reto demográfico. 2019.
- Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico. Hoja de la ruta del biogás. 2022.
- Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico. Estrategia de descarbonización a largo plazo 2050. 2020.
- Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico. Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos. 1998.
- Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico. PROYECTO DE REAL DECRETO DE TRANSPOSICIÓN PARCIAL DE LA DIRECTIVA 2018/2001, RELATIVA AL FOMENTO DEL USO DE ENERGÍA PROCEDENTE DE FUENTES RENOVABLES. 2021.
- Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico. Real Decreto 205/2021, de 30 de marzo, por el que se modifica el Real Decreto 1085/2015, de 4 de diciembre, de fomento de los biocarburantes, y se regulan los objetivos de venta o consumo de biocarburantes para los años 2021 y 2022. 2021.
- Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico. Sector transporte. <https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/mitigacion-politicas-y-medidas/transporte.aspx>
- Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030. 2021.
- REGRATRACE. D2.1 Updated Guidelines for creating the European Biomethane GoO. 2019
- REGRATRACE. D3.1 Guidelines for establishing national biomethane /renewable gas registries. 2019
- REGRATRACE. D4.2 Technical and operational comparison of the biomethane/renewable gas GoO system and the electricity GoO system. 2021.
- REGRATRACE. D6.2. Guidebook on securing financing for biomethane investments. 2021.
- Repullo, F. Biogás, cómo convertir un problema en un recurso. 2020. Ambienta. nº 126.
- Retema. El Parque Tecnológico de Valdemingómez, producción y valorización de biogás en la ciudad de Madrid. 2018. Especial Bioenergía. nº 209
- Sedigas. Plan de Desarrollo de Gas Renovable – Hoja de ruta al 2030. 2018.

Bibliografía

- SEDIGAS. Planta agroindustrial Vila- Sana. <https://www.gasrenovable.org/proyecto/vila-sana/>
- The Oxford institute for energy studies. A review of prospects for natural gas as a fuel in road transport. 2019.
- UNEF. LOS ACUERDOS DE COMPRA VENTA DE ENERGÍA (POWER PURCHASE AGREEMENT – PPA). 2018.
- WORLD BIOGAS ASSOCIATION. Biogas pathways to 2030. 2021.

Fundación
Redexis

