

Biogases en el horizonte 2040

Un camino realista y resiliente
hacia la neutralidad climática

Abril 2024



Índice

1. Introducción	3
2. Potenciales de producción de biometano en Europa	5
2.1 Selección de materias primas y tecnologías	5
2.2 Metodología de cálculo	6
2.3 Potenciales de biometano en 2040.....	9
2.4 Comparación con el estudio Gas para el Clima	13
3. Nuevas materias primas y tecnologías.....	15
3.1 Materias primas	15
3.1.1 Terrenos marginales y contaminados.....	15
3.1.2 Digestato.....	19
3.1.3 Algas.....	21
3.2 Tecnologías	23
3.2.1 Gasificación hidrotérmica	23
3.2.2 Gas de vertedero.....	25
3.2.3 Metano renovable	27

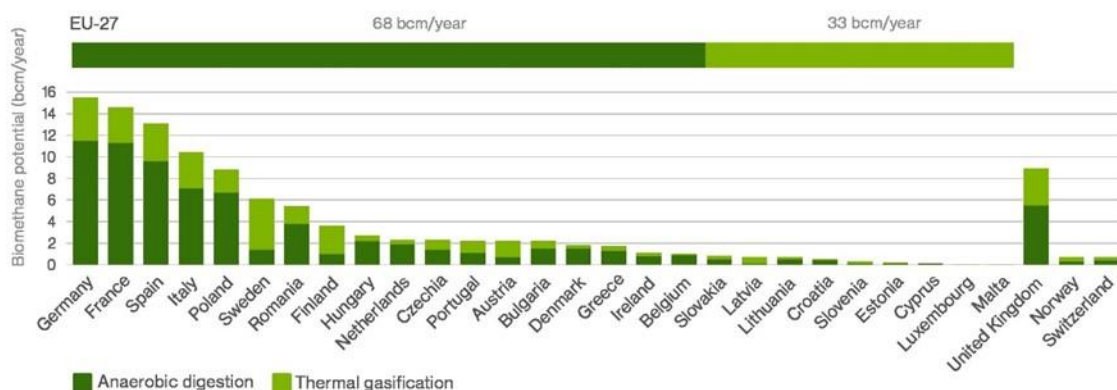
Resumen ejecutivo

Los biogases desempeñarán un papel importante en la descarbonización del sector energético europeo. En 2022, Gas for Climate publicó un estudio¹ en el que se estimaba el potencial de producción de biometano en la UE-27 (más Noruega, Suiza y el Reino Unido) en 2030 y 2050. A través del Plan REPowerEU, la Comisión Europea ha fijado el objetivo de producir 35 billones de metros cúbicos (bcm) anuales de biometano en la UE para 2030, lo que representa multiplicar por diez la producción actual de biometano.

Este documento actualiza el estudio Gas for Climate del 2022, incorporando los últimos datos y perspectivas para actualizar las estimaciones de potencial para 2030 y 2050, y se centra en 2040 para ofrecer una estimación realista de cómo puede seguir desarrollándose el potencial de producción de biometano en Europa.

La estimación actualizada muestra que en Europa podrían producirse hasta 44 bcm de biometano en 2030 y 165 bcm en 2050 (de los cuales 40 bcm en 2030 y 150 bcm en 2050 corresponden a la UE-27). Los potenciales de producción de biometano estimados en este estudio coinciden en líneas generales con los del estudio Gas for Climate de 2022, dado que la metodología subyacente y los supuestos clave no han cambiado fundamentalmente.

En 2040, Europa podría producir 111 bcm de biometano, de los cuales 101 bcm corresponden a la UE-27. Este potencial se compone de 74 bcm de **digestión anaerobia** (67% del total) y 37 bcm de **gasificación térmica** (33% del total).



Digestión anaerobia: Se estima un potencial de 74 bcm para la digestión anaeróbica en 2040, de los cuales 68 bcm corresponden a la UE-27. Los 5 principales países son Francia, Alemania, España, Italia y Polonia. Las materias primas clave en 2040 son los cultivos secuenciales (42%), así como el estiércol animal (19%) y los residuos agrícolas (19%). En conjunto, estas materias primas representan el 81% del total. Las aguas residuales industriales también aportan el 12% del potencial en 2040.

Gasificación térmica: Se estima un potencial de 37 bcm para la gasificación térmica en 2040, de los cuales 33 bcm corresponden a la UE-27. Los cinco primeros países son Suecia, Alemania, Francia, España, Reino Unido y Francia. Los 5 países principales son Suecia, Alemania, Francia, España y Reino Unido. Las principales materias primas en 2040 son los residuos de madera (32%), la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos (27%) y los residuos forestales (26%). En conjunto, estas materias primas representan el 85% del total.

¹ Gas for Climate, Biomethane production potentials in the EU, 2022. https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2023/12/Guidehouse_GfC_report_design_final_v3.pdf

Además, podría liberarse **potencial adicional** a partir de **materias primas novedosas, como** cultivos en tierras marginales o contaminadas, algas marinas y digestato, así como mediante la aplicación de **tecnologías novedosas como la** gasificación hidrotérmica y el metano renovable. Además, el gas de vertedero puede aumentar aún más el potencial a corto y medio plazo. Este documento ofrece una visión cualitativa de cómo cada uno de ellos puede desempeñar un papel importante para seguir contribuyendo a una producción sostenible de biometano en 2040 y más allá.

Este documento presenta un escenario de lo que es posible cuando se toman medidas en toda Europa para movilizar los flujos de materias primas disponibles hacia la producción de biometano hacia 2040 y más allá.

1. Introducción

Los biogases desempeñarán un papel importante en la ambición de la Unión Europea (UE) de alcanzar un futuro neto cero para 2050. A través del Plan REPowerEU, la Comisión Europea ha fijado el objetivo de producir 35 bcm anuales de biometano en la UE de aquí a 2030, lo que supondrá una fuente de gas renovable y de producción nacional que puede sustituir directamente al gas natural fósil en muchos sectores de la economía. El objetivo es ambicioso, pero está cobrando impulso y la industria se moviliza rápidamente. La Asociación Industrial del Biometano (BIP)² permite a los distintos eslabones de la cadena de valor del biometano colaborar con la Comisión Europea y los Estados miembros para sentar las bases que permitan aumentar la producción de biometano hasta alcanzar el objetivo de 35 bcm y crear las condiciones previas para seguir aumentando el potencial hasta 2050.

Hoy se producen en Europa 4 bcm de biometano y 17 bcm de biogás para la producción combinada de calor y electricidad³. En 2022, Gas for Climate publicó un estudio⁴ en el que se estimaba el potencial de producción de biometano en la UE-27 (más Noruega, Suiza y el Reino Unido). El potencial de la UE-27 en 2030 se estimó en 41 bcm, que aumentarían a 151 bcm en 2050 si se pudiera aprovechar todo el potencial de biometano sostenible.⁵

La atención de la UE se centra ahora en 2040. El objetivo es poner en marcha medidas que garanticen que la UE alcance la neutralidad climática en 2050. La Comisión Europea recomienda que el objetivo de reducción del 55% de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) de la UE para 2030 se aumente al 90% de ahorro para 2040⁶, en relación con los niveles de 1990. Esto exigirá medidas para descarbonizar todos los sectores de la economía. La evaluación de impacto adjunta muestra que, incluso en un escenario de electrificación acelerada de toda la economía, seguirá existiendo una importante demanda residual de gas.

En este sentido, el presente documento pretende refrescar y actualizar el estudio Gas for Climate del año 2022 con los datos y conocimientos más recientes y ofrecer una estimación de la **producción potencial de biometano en la UE en 2040**. La estimación se ofrece para la UE en su conjunto y también desglosada en lo que podría significar a nivel de cada estado miembro. Aunque el objetivo de este estudio es desarrollar estimaciones potenciales para la producción de biometano, se reconoce que parte de este potencial podría producirse y utilizarse como biogás para la producción combinada de electricidad y calor cuando sea necesario.

Este documento no es una predicción de lo que ocurrirá en 2040. Más bien ofrece un escenario de lo que es posible cuando se toman medidas concertadas en toda Europa para movilizar los flujos de materias primas disponibles y sostenibles hacia la producción de biometano.

Las estimaciones del potencial para 2030 y 2050 de este documento son una actualización y, por tanto, directamente comparables con las del documento Gas for Climate del año 2022. La estimación del potencial principal se centra en las materias primas más adecuadas para la digestión anaerobia. Muchas de las materias primas son desechos y residuos. Los flujos de desechos y residuos ya existen y los principales retos consisten en recogerlos y canalizarlos para la producción de biometano, y en construir una capacidad de producción de biometano suficiente para procesarlos.

² Asociación Industrial del Biometano: <https://bip-europe.eu/>

³ EBA Statistical Report 2023, Tracking biogas and biomethane deployment across Europe, 2023.

⁴ Gas for Climate, Biomethane production potentials in the EU, 2022. https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2023/12/Guidehouse_GfC_report_design_final_v3.pdf

⁵ Los potenciales estimados para la UE-27 más Noruega, Suiza y el Reino Unido son de 45 bcm en 2030 y 165 bcm en 2050.

⁶ Comisión Europea, Acción por el Clima, objetivo climático 2040. https://climate.ec.europa.eu/eu-action/climate-strategies-targets/2040-climate-target_en

Además de las materias primas cuantificadas en el estudio anterior, este documento proporciona información cualitativa sobre fuentes adicionales y novedosas de materias primas y tecnologías, así como de gas de vertedero, que pueden impulsar aún más el potencial de producción de biometano. Para hacer realidad este potencial será necesario un entorno político favorable y estable que ofrezca seguridad a las partes interesadas en toda la cadena de valor del biometano, pero con las condiciones adecuadas, Europa alberga un importante potencial sostenible a la espera de ser desbloqueado.

2. Potencial de producción de biometano en Europa

En este capítulo se expone el ámbito de aplicación de las materias primas y las tecnologías, así como la metodología general de cálculo aplicada para estimar los potenciales de biometano. Aunque este estudio se centra en 2040, también se ofrecen estimaciones actualizadas para 2030 y 2050.

2.1 Selección de materias primas y tecnología

El biogás y el biometano se producen a partir de una amplia gama de materias primas. Existen dos tecnologías principales de producción de biometano: la **digestión anaerobia** combinada con la purificación del biogás y la **gasificación**. La gasificación incluye la **gasificación térmica** (o pirogasificación), que convierte la biomasa leñosa o lignocelulósica seca y los residuos sólidos, y la **gasificación hidrotérmica** (también conocida como gasificación en agua supercrítica), especialmente adecuada para el tratamiento de residuos y efluentes orgánicos de base acuosa.

En la actualidad, casi todo el biometano de Europa se produce mediante digestión anaerobia. La gasificación térmica con síntesis de biometano se encuentra actualmente en fase de demostración, por ejemplo, el proyecto ENGIE's Salamander en Francia. La gasificación hidrotérmica se encuentra en una fase de demostración industrial, con iniciativas en marcha en varios países europeos, por ejemplo, la planta⁷ de 20 MW_{th} SCW Systems en los Países Bajos. Ambas tecnologías tienen un gran potencial de expansión a medio y largo plazo (a partir de 2030).

La selección de materias primas y tecnologías aplicada en este estudio se expone en la tabla 1.

Tabla 1. Materias primas y ámbito tecnológico

Digestión anaerobia	Gasificación térmica
Residuos agrícolas Materiales que sobran en el campo, tras la cosecha del cultivo principal (por ejemplo, paja de cereales).	Residuos forestales Residuos primarios de entresacas y talas finales, entresacas precomerciales y residuos de tala.
Estiércol animal Residuos animales líquidos y sólidos procedentes del ganado alojado en establos o graneros.	Cuidado del paisaje madera Incluye, por ejemplo, las operaciones de gestión de árboles realizadas en los márgenes de carreteras, vías férreas y jardines privados.
Residuos biológicos Residuos alimentarios y vegetales producidos por hogares o empresas comerciales.	Residuos sólidos urbanos (sólo fracción orgánica) Los residuos municipales mezclados representan el material de desecho que no se ha recogido por separado para su reciclado, compostaje o digestión anaeróbica, y proceden principalmente de los hogares, pero también pueden ser generados por las industrias.
Aguas residuales industriales Aguas residuales procedentes de sectores industriales en los que la tecnología de digestión podría aplicarse como método de pretratamiento.	Podas Residuos leñosos producidos tras las actividades de tala, acolchado y astillado de árboles frutales, viñedos, olivos y árboles de frutos secos.
Cultivos secuenciales Cultivo de una segunda cosecha antes o después de la cosecha principal de alimentos o piensos en la misma tierra agrícola durante un periodo de barbecho.	Residuos de madera Biomasa leñosa secundaria, incluida la transformación de la madera, la madera procedente de la producción de papel y pasta de papel, residuos de construcción y demolición, residuos recogidos en hogares e industrias.
Praderas permanentes [sólo Alemania] Hierba cortada de pastizales que no compromete el uso para fines ganaderos.	
Césped de arcén La hierba de los arcenes de las carreteras se recoge durante las operaciones de mantenimiento en las zonas urbanas.	
Lodos de depuradora Material residual, semisólido o líquido que se produce como subproducto durante el tratamiento de las aguas residuales municipales.	

⁷ Sistemas SCW: <https://scwsystems.com/en/>

Como puede verse en la Tabla 1, a excepción de los cultivos secuenciales, todas las materias primas incluidas en la estimación del potencial principal para 2040 son desechos o residuos. Los cultivos energéticos (por ejemplo, el monocultivo de maíz) y la madera de tallo⁸ (madera en rollo) no se tienen en cuenta en la estimación del potencial.

Cabe señalar que algunas de las materias primas enumeradas en la Tabla 1 podrían convertirse en biometano mediante cualquiera de las dos tecnologías. Por ejemplo, los residuos agrícolas son adecuados tanto para la digestión anaerobia como para la gasificación térmica. Asimismo, varias de las materias primas de la digestión anaerobia, como el estiércol animal, las aguas residuales industriales y los lodos de depuradora podrían convertirse en biometano mediante gasificación hidrotérmica. Sin embargo, en el contexto de este estudio, las materias primas se han asignado a un solo tipo de tecnología, como medida de simplificación para evitar la doble contabilización en la estimación del potencial. La producción de biometano a partir de la gasificación hidrotérmica no se ha incluido explícitamente en este estudio debido al posible solapamiento con la digestión anaerobia, que ya se utiliza comercialmente a gran escala. Sin embargo, en el futuro, la gasificación hidrotérmica puede ampliar aún más el abanico de materias primas aptas para la producción de biometano. En la sección 3.2.1 se ofrece una visión general de esta tecnología.

2.2 Metodología de cálculo

La metodología de cálculo utilizada en el estudio Gas for Climate del año 2022 se ha reproducido en gran medida para facilitar la comparación de ambos estudios. A continuación, se ofrece un breve resumen. El potencial total de biometano por país se calculó teniendo en cuenta una evaluación de la disponibilidad de cada materia prima y su rendimiento de conversión a biometano mediante la tecnología de conversión de biometano asignada. Para algunas materias primas⁹ el potencial de materia prima se estimó utilizando un método ascendente, basado en datos estadísticos actuales (a nivel europeo/nacional) y proyecciones hasta 2050 (por ejemplo, teniendo en cuenta las tendencias de población, superficie de tierra/producción de cultivos o número de cabezas de ganado). Para otras materias primas¹⁰ se han utilizado estimaciones de informes fiables de terceros, en particular un estudio realizado por el Imperial College de Londres¹¹.

Los potenciales de las materias primas reflejan las **limitaciones técnicas** (por ejemplo, la parte del potencial teórico de las materias primas que puede movilizarse de forma realista) y, en su caso, las **limitaciones medioambientales** (por ejemplo, la preservación del suelo), para obtener un potencial sostenible. El potencial sostenible se redujo aún más para tener en cuenta **los usos no energéticos existentes**, con el fin de garantizar que el uso de la materia prima para la producción de biometano no afecte a estos usos existentes ni provoque impactos indirectos. Por último, en el caso de la gasificación térmica, como limitación adicional, se asumió que sólo el 5% del potencial de la materia prima podría utilizarse en 2030, dado que esta tecnología se encuentra actualmente en fase de demostración. Esta hipótesis aumenta al 55% en 2040 y al 100% en 2050. Las estimaciones de potencial **no** se ajustaron para tener en cuenta el uso de materias primas en **otros sectores energéticos** (por ejemplo, la producción de biocombustibles avanzados, incluidos los combustibles sostenibles para la aviación, o la generación de calor y electricidad). De este modo, las estimaciones derivadas de este estudio pretenden ofrecer una perspectiva del potencial total que podría alcanzarse si todas las materias primas sostenibles disponibles se utilizaran para la producción de biometano.

Algunas materias primas, como los residuos animales y los biorresiduos, plantean retos sociales con respecto a las emisiones fugitivas. Su uso para la producción de biometano puede contribuir a

⁸ La madera de fuste es adecuada para la producción de troncos aserrados, productos de tablero o troncos para pasta de papel.

⁹ A saber: residuos agrícolas, estiércol animal, aguas residuales industriales, cultivos secuenciales y lodos de depuradora.

¹⁰ A saber: biorresiduos, residuos forestales, madera para el cuidado del paisaje, residuos sólidos urbanos, praderas permanentes, podas, hierba de arcén y residuos de madera.

¹¹ Imperial College de Londres, Sustainable biomass availability in the EU to 2050, 2021. <https://www.concawe.eu/publication/sustainable-biomass-availability-in-the-eu-to-2050/>

reducir estas emisiones, al tiempo que produce una valiosa energía renovable. La consideración clave es qué cantidad de materia prima puede movilizarse y transformarse en biometano de forma realista de aquí a 2040. En el caso del estiércol animal, el Global Methane Pledge¹² proporciona un motor específico para ello. El objetivo del compromiso es reducir las emisiones mundiales de metano en al menos un 30% con respecto a los niveles de 2020 para 2030. Del mismo modo, como el vertido de biorresiduos ya no estará permitido en la UE a partir de 2024, se producirá un aumento significativo del material de biorresiduos que se recoge y que podría estar disponible para la producción de biometano.

Estimar el potencial de biometano a partir de cultivos secuenciales es más difícil, ya que estos cultivos innovadores aún no están muy extendidos en Europa. Los agricultores tienen que tomar una decisión consciente para plantar estos cultivos de esta manera. La intención de la Comisión Europea de incluir los "cultivos intermedios" en el anexo IX de la RED¹³ es probable que sirva de catalizador para permitir un aumento de estas materias primas. El cuadro 1 contiene una comparación entre la metodología de Gas for Climate del año 2022 para estimar el potencial de los cultivos secuenciales y la metodología desarrollada recientemente por el Grupo de Trabajo (TF) 3.1¹⁴ del BIP, para determinar si nuestro enfoque se ajustaba a las últimas ideas de la industria, el mundo académico y los responsables políticos.

Cuadro 1 Comparación de las estimaciones de 2022 de Gas for Climate y BIP sobre el potencial de los cultivos secuenciales en Europa

El término **cultivo secuencial** se utiliza aquí (al igual que en el anterior estudio 2022) y se refiere a los cultivos que se producen antes o después del cultivo principal en la misma tierra agrícola en el mismo año de cosecha. La Comisión ha propuesto incluir los **cultivos intermedios** en el anexo IX de la RED. El BIP señala que el término cultivo intermedio puede utilizarse de forma más amplia para referirse a diferentes prácticas de policultivo, pero parece que la Comisión lo utiliza con el mismo significado que el término cultivo secuencial utilizado en este y en el anterior estudio, para referirse a un cultivo secuencial que no es el cultivo principal.

En 2022, el estudio Gas for Climate estimó un potencial de biometano a partir de cultivos secuenciales de 8.8 bcm/año para 2030 y de 46 bcm/año para 2050. En un taller de Estados miembros celebrado en marzo de 2024, el BIP anunció que en su próximo estudio estima un potencial total de cultivos secuenciales de más de 50 bcm/año en 2050. La magnitud del potencial total de biometano procedente de cultivos secuenciales estimado en los dos estudios es, por tanto, muy similar.

Los dos estudios dividen los países en diferentes regiones climáticas, asignan los tipos de cultivos adecuados a las diferentes regiones y evalúan la viabilidad de cultivos secuenciales en la rotación en diferentes regiones. En ambos estudios, se supone que la región boreal tiene un potencial nulo debido a los cortos ciclos de cultivo disponibles. Los dos estudios difieren ligeramente en el detalle de las regiones climáticas y los ciclos de cultivo exactos.

¹² Comisión Europea, Launch by United States, the European Union, and Partners of the Global Methane Pledge to Keep 1.5C Within Reach, 2 de noviembre de 2021. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/%20en/statement_21_5766

¹³ La Comisión ha incluido los cultivos intermedios en las nuevas materias primas que se propone añadir al anexo IX de la REDII (Directiva Delegada C(2024) 1585, adoptada por la Comisión el 14 de marzo de 2024 y actualmente sometida al examen de los legisladores). La intención es incluir cultivos intermedios definidos como "cultivos intermedios y cultivos de cobertura, [...] que se cultivan en zonas en las que, debido a un corto período de vegetación, la producción de cultivos para alimentos y piensos se limita a una sola cosecha y siempre que su uso no desencadene la demanda de tierras adicionales y se mantenga el contenido de materia orgánica del suelo [...]".

¹⁴ El objetivo de la TF 3.1 es evaluar el potencial en toda la UE de los cultivos rotativos/secuenciales sostenibles para producir materia prima de biometano mediante la mejora de las prácticas agrícolas sostenibles y la reducción de la intensidad de carbono de los alimentos y el biogás.

El estudio Gas for Climate del año 2022 clasificó los países en cuatro regiones climáticas principales y partió de la base de que sólo el 20% de la tierra cultivable disponible se utilizaría para cultivos secuenciales. A continuación, el estudio atribuye cultivos específicos a estas regiones climáticas con rendimientos adecuados y realistas. A continuación, se calculó el potencial técnico por país para obtener la estimación final. El BIP utiliza las mismas cuatro regiones climáticas principales, pero el planteamiento difiere ligeramente, ya que esboza cinco sistemas de cultivo diferentes por región climática, basados en condiciones que incluyen el clima y el paisaje. El estudio parte de la base de que el 100% de la tierra cultivable sería apta para cambiar a uno de estos sistemas de cultivo (excepto la región boreal). Sin embargo, el estudio BIP aplica a continuación un factor de corrección, adaptado a los criterios aplicables en las respectivas regiones. Este factor de corrección incluye, entre otros, los cambios en la duración de la rotación del periodo de cultivo, la competencia de otras tecnologías bioenergéticas, la disponibilidad de tierras cultivables y el riesgo climático. Con este factor de corrección, el potencial total estimado disminuyó en un 44% del potencial máximo de biometano.

Aunque las metodologías generales de cálculo aplicadas a todas las materias primas fueron en gran medida las mismas que en el estudio Gas for Climate del año 2022, se incluyen los nuevos datos disponibles. Por ejemplo, se incluyen las estadísticas más recientes de EUROSTAT/FAOSTAT a nivel de país, así como las Perspectivas Agrícolas actualizadas de la Comisión Europea¹⁵ que ofrece proyecciones sobre la evolución de la producción agrícola y ganadera hasta 2035. También es importante señalar que, a diferencia del estudio de 2022, en el caso de los residuos agrícolas y el estiércol animal se han aplicado proyecciones actualizadas hasta 2035, así como extrapolaciones hasta 2050, para obtener una visión más realista del potencial futuro de estas dos categorías de materias primas. En el estudio Gas for Climate del año 2022, las proyecciones sólo estaban disponibles hasta 2030 y se supuso que los volúmenes de producción de 2050 para los residuos agrícolas y el estiércol animal eran los mismos que en 2030.

Las estimaciones del potencial de materia prima para residuos forestales y desechos de madera se revisaron a la luz de los criterios de sostenibilidad reforzados para la biomasa leñosa en virtud de la Directiva 2023/2413 (RED II modificada)¹⁶. Las actualizaciones de la RED II incluyen criterios adicionales para proteger los bosques antiguos, los bosques con una gran biodiversidad y los brezales, la introducción del "principio de cascada" para garantizar que los Estados miembros incentiven que la biomasa leñosa "se utilice de acuerdo con su mayor valor añadido económico y medioambiental", y la no autorización de ayudas financieras para la energía procedente de troncos, madera en rollo de calidad industrial, raíces y tocones. Se consideró que el estudio de 2022 ya abordaba satisfactoriamente todos estos aspectos mediante requisitos relativos a la protección de tierras con una biodiversidad significativa, la deducción de una parte representativa (50%-60%) del potencial de materia prima para usos no energéticos y, lo que es más importante, la exclusión de la madera en rollo, las raíces y los tocones. No obstante, en este estudio se ha aplicado una deducción adicional del 15% para adoptar un enfoque conservador.

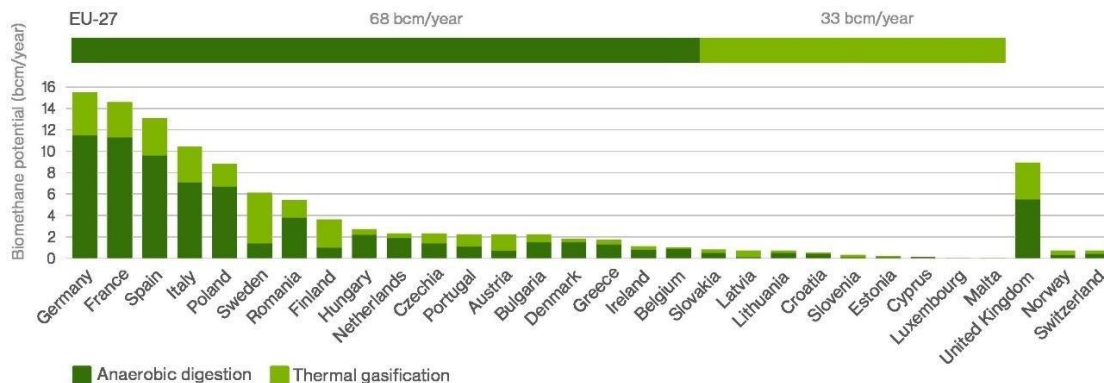
Por último, el aumento previsto del biometano de 2030 a 2040 refleja la intención de la Comisión Europea de fijar un ambicioso objetivo para acelerar la descarbonización en la UE y reducir las emisiones netas de gases de efecto invernadero de la UE en un 90% para 2040 con respecto a 1990. Esto implica que será necesario un esfuerzo significativo mucho antes de 2040 para cumplir este objetivo.

¹⁵ Comisión Europea, EU Agricultural Outlook 2023-2035, 2024. https://agriculture.ec.europa.eu/data-and-analysis/markets/outlook/medium-term_en

¹⁶ Los potenciales de materias primas aplicados en 2022 se basaron en el estudio del Imperial College London (2021).

2.3 Potenciales de biometano en 2040

Para 2040 se calcula un potencial de biometano de 111 bcm, de los cuales 101 bcm corresponden a la UE-27 (véase Figura 1).



Este potencial se compone de 74 bcm de **digestión anaerobia** (67% del total) y 37 bcm de **gasificación térmica** (33% del total). Los países de la UE-27 con mayor potencial en 2040 son Alemania, Francia, España, Italia y el Reino Unido. En conjunto, estos países representan más del 50% del potencial total de biometano. También se observa un elevado potencial en Polonia.

Las estimaciones del potencial de biometano derivadas en el contexto de este estudio pretenden dar una idea de la escala global a nivel europeo, así como una indicación de la distribución probable por país, materia prima y tecnología. Se reconoce que las estimaciones del potencial de biometano que se han desarrollado a nivel nacional obtendrán invariablemente resultados diferentes, ya que es probable que los datos y los supuestos que se apliquen estén disponibles a un nivel más detallado, sean más refinados y se ajusten mejor al contexto nacional (incluyendo una comprensión más completa de las materias primas disponibles, los niveles actuales de despliegue por materia prima y el marco político para el biometano).

En el caso de algunas de las materias primas evaluadas, puede surgir competencia. Por ejemplo, los **residuos agrícolas y las** materias primas de **gasificación térmica** podrían utilizarse directamente para generar calor y/o electricidad¹⁷. Alternativamente, estas materias primas podrían transformarse en biocombustibles avanzados, como etanol celulósico, diésel renovable, metanol o combustibles de aviación sostenibles (sobre todo después de 2030).

¹⁷ Nótese que este estudio aplica una deducción de 24 millones de toneladas al potencial de residuos de madera para reflejar el uso existente estimado de residuos de madera en aserraderos para calor y electricidad.

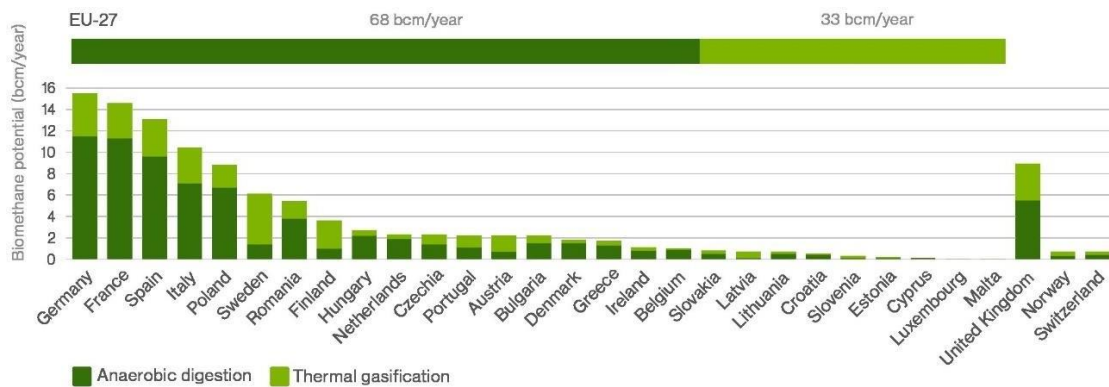
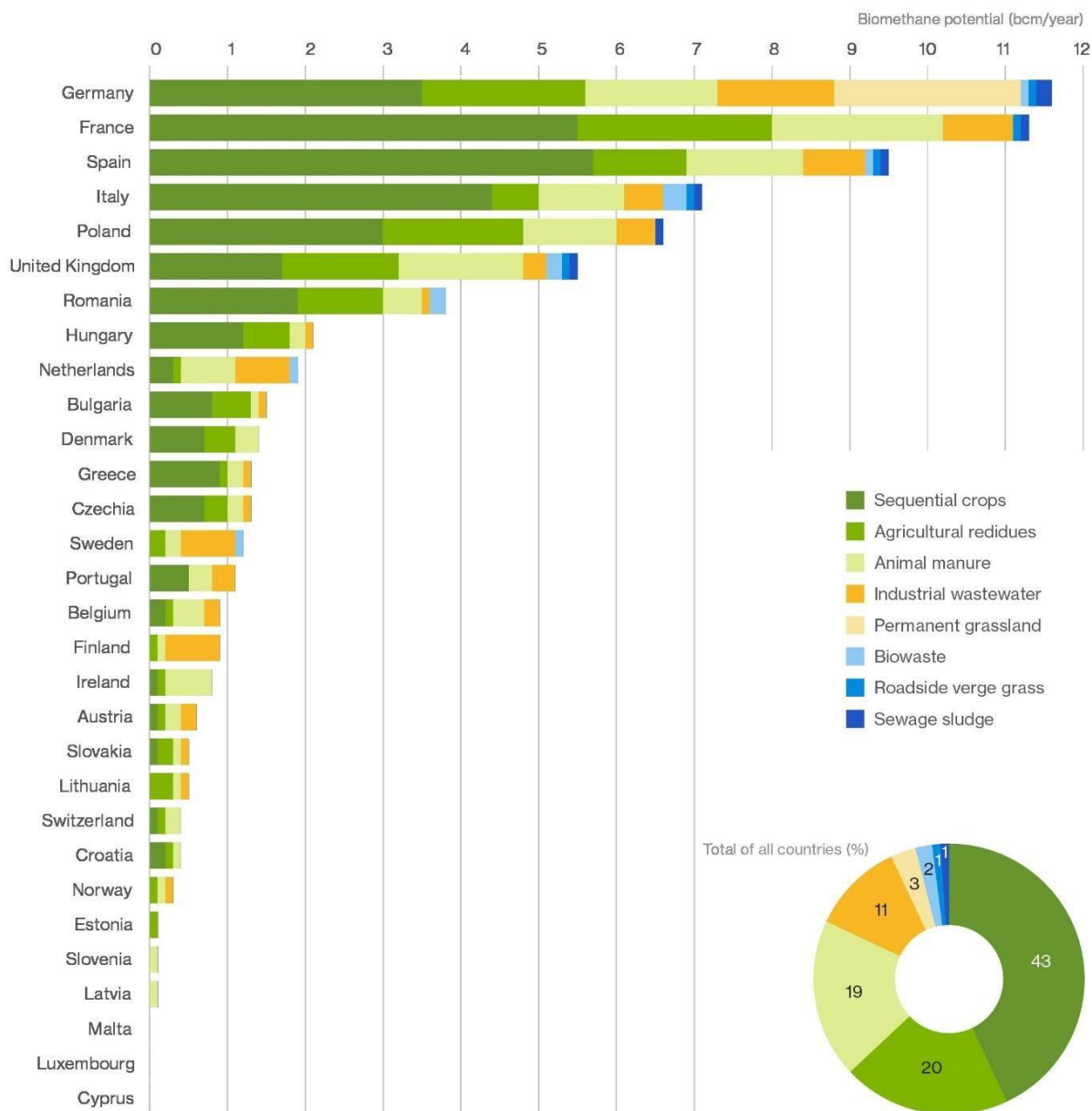


Figura 1. Potencial de biometano (bcm/año) en 2040 por país y tecnología

Se estima un potencial de 74 bcm para la digestión anaerobia en 2040, de los cuales 68 bcm corresponden a la UE-27. Los cinco países principales son Alemania, Francia, España, Italia y Polonia. Las materias primas clave en 2040 son los cultivos secuenciales (43%), así como los residuos agrícolas (20%) y el estiércol animal (19%). En conjunto, estas materias primas representan el 82% del total. Las aguas residuales industriales también aportan el 11% del potencial en 2040.



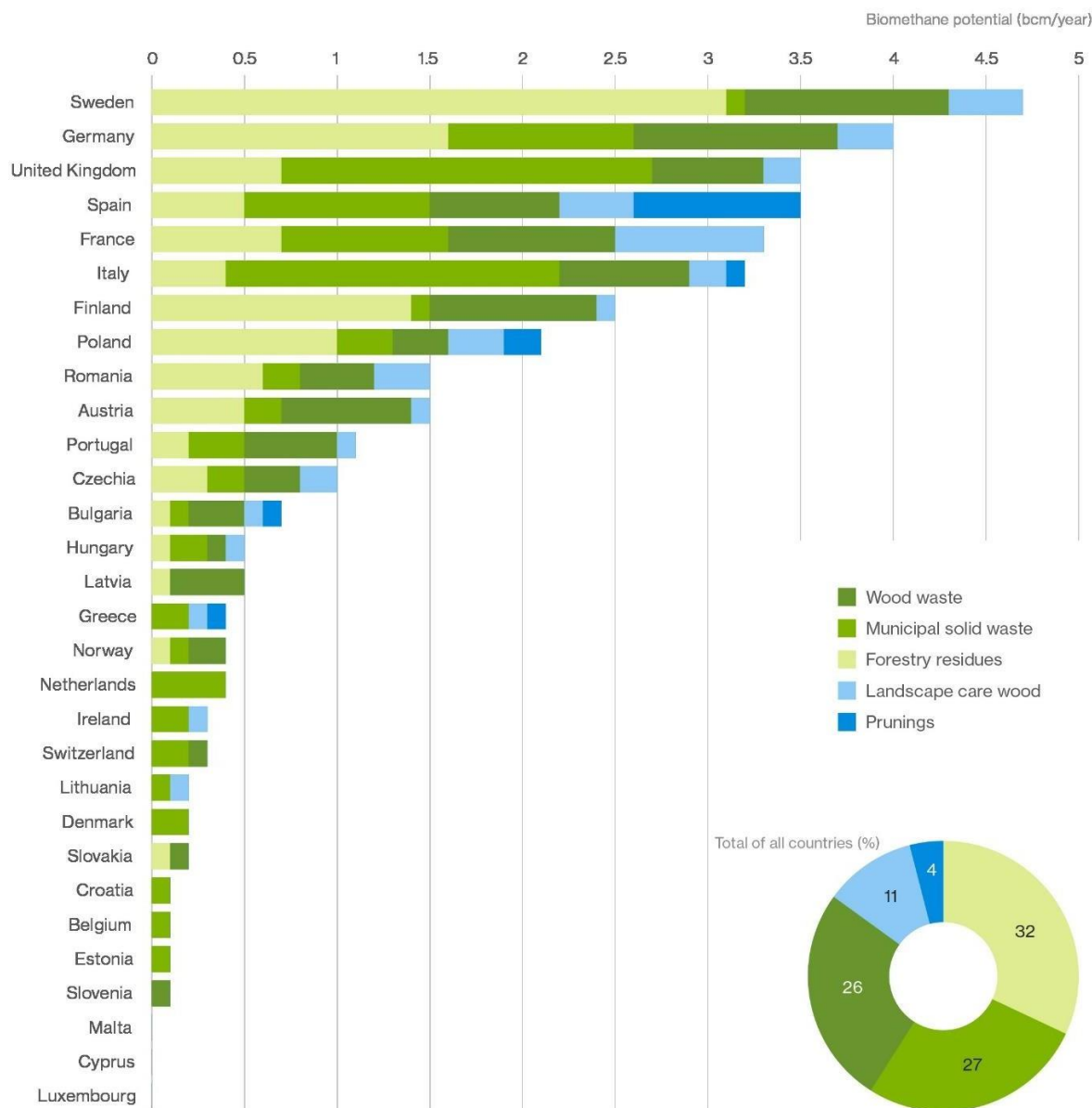


Figura 3. Potencial de biometano (bcm/año) por país en 2040 para la gasificación térmica

La figura 4 ilustra la evolución prevista de la producción de biometano desde 2022 (datos actuales) hasta 2050. Actualmente se producen en Europa unos 4 bcm de biometano y 17 bcm de biogás. Esta producción se basa casi exclusivamente en la digestión anaerobia. Se prevé que el potencial de los biogases aumente considerablemente de aquí a 2030 (hasta unos 44 bcm) y que siga estando dominado por la digestión anaerobia. Hacia 2040 y 2050 se prevé un nuevo aumento pronunciado, en el que ambas tecnologías de producción desempeñarán un papel importante. El aumento de la digestión anaerobia se debe en gran medida a una mayor implantación de cultivos secuenciales y a una mayor movilización de desechos y residuos. La gasificación térmica será mucho más importante en 2040, a medida que la tecnología se vaya comercializando (representando más del 30% del total), y aún más en 2050 (con una cuota del 40%).

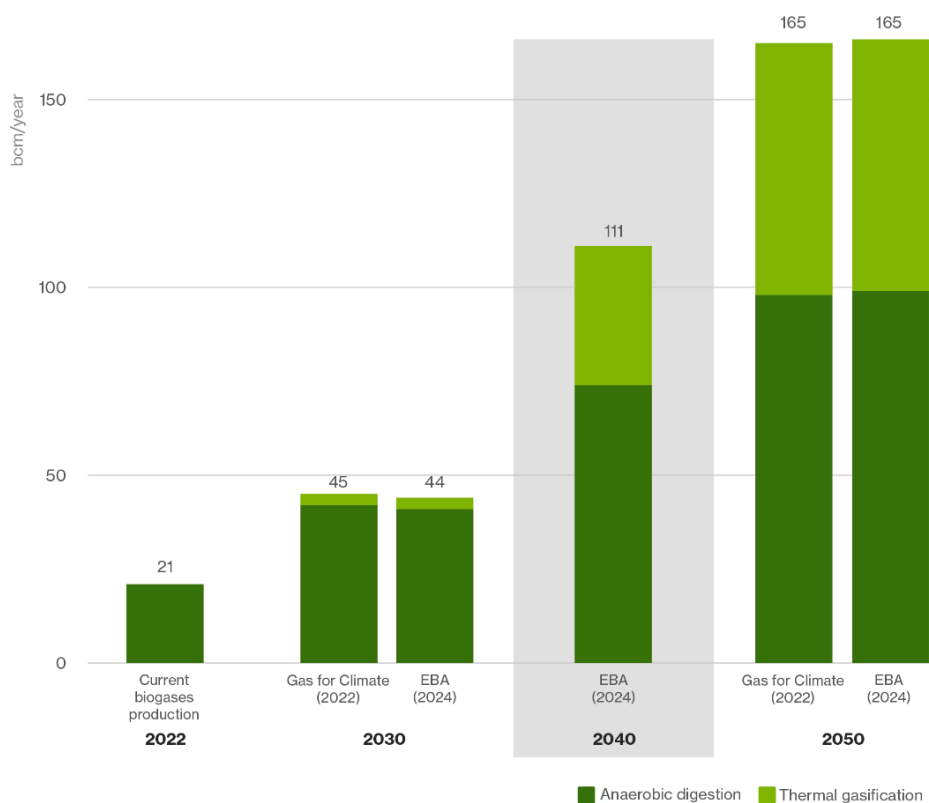


Figura 4. Producción de biogases en Europa en 2022 y potenciales estimados de producción de biometano entre 2030 y 2050 por tecnología de conversión

2.4 Comparación con el estudio Gas for Climate

Los potenciales de producción de biometano estimados en este estudio coinciden en líneas generales con los del estudio Gas for Climate del 2022, dado que la metodología subyacente y los supuestos clave no han cambiado fundamentalmente. Los potenciales de producción europeos para 2030 y 2050 en el estudio Gas for Climate eran de **45 bcm** y **165 bcm**, respectivamente, frente a los **44** y **165 bcm** de este estudio. Sin embargo, aunque las estimaciones del potencial total son similares, se observan algunas diferencias en las estimaciones del potencial de algunas materias primas.

En cuanto a la **digestión anaeróbica**, existen diferencias notables para los residuos agrícolas (+8%/18% frente al estudio anterior en 2030/2050) y el estiércol animal (-7%/-11% frente al estudio anterior en 2030/2050). Estas diferencias se deben en gran medida a la aplicación de las previsiones modificadas sobre cultivos y número de cabezas de ganado publicadas por la Comisión Europea y, lo que es más importante, a la extrapolación de estos supuestos a 2050 (lo que no ocurría en el anterior estudio de Gas for Climate). También existen diferencias para las aguas residuales industriales (-15%/-1% frente al estudio anterior en 2030/2050). Esto se debe a la utilización de los últimos datos estadísticos disponibles (por ejemplo, EUROSTAT) para los veintiún sectores industriales cubiertos, y también a la aplicación de una media de tres años en lugar del año más reciente comunicado.

En cuanto a **la gasificación térmica**, existen diferencias notables para los residuos forestales (-15% frente al estudio anterior tanto en 2030 como en 2050) y los residuos sólidos urbanos (+30%/+22% frente al estudio anterior en 2030/2050). La reducción en el caso de los residuos forestales puede explicarse por la deducción adicional aplicada a las estimaciones del potencial de materias primas, como se explica en la sección 2.2. El aumento del potencial de los residuos sólidos urbanos se debe a la utilización de un conjunto de datos diferente publicado por el Imperial College de Londres. En el estudio anterior de Gas for Climate, aplicamos por error el conjunto de datos del "Escenario 2", en lugar del conjunto de datos del "Escenario 3" (como se indica en el informe del estudio). Este descuido se ha corregido en el presente estudio.

3. Nuevas materias primas y tecnologías

En este capítulo se presentan varias materias primas y tecnologías novedosas que actualmente no están muy extendidas, así como el gas de vertedero. Cada una de ellas puede contribuir a aumentar la producción de biometano sostenible de aquí a 2040 y más allá, además de las estimaciones cuantitativas derivadas del capítulo 2.

3.1 Materias primas

3.1.1 Terrenos marginales y contaminados

Las tierras actualmente infrautilizadas tienen un gran potencial para producir cultivos destinados a la bioenergía. Las denominadas tierras **marginales** y **contaminadas** podrían proporcionar una nueva fuente de materia prima para la producción de biometano sin contribuir a un aumento del cambio en el uso del suelo ni comprometer la producción actual de alimentos o piensos. Las tierras marginales y contaminadas pueden tener un menor rendimiento por hectárea en comparación con las tierras agrícolas de buena calidad debido a problemas biofísicos y climáticos, pero aun así pueden ofrecer un importante potencial como materia prima. Poner este tipo de tierras en uso productivo también puede reportar beneficios para el suelo y la biodiversidad, al frenar una mayor degradación y erosión, o restaurar el suelo mediante fitorremediación en casos de contaminación.

No existe una definición específica de tierras marginales o contaminadas en el contexto de la legislación energética de la UE; sin embargo, el potencial del biometano procedente de tierras marginales y contaminadas se mencionó en el Plan de Acción del Biometano¹⁸ que acompañaba al Plan REPowerEU.

En este estudio, incluimos los tipos **no utilizados, abandonados y gravemente degradados** en la categoría más amplia de tierras marginales. La RED II¹⁹ y el Reglamento Delegado 2019/807 promueven el uso de tierras no utilizadas, abandonadas y gravemente degradadas (véase el cuadro de texto de definiciones a continuación) para certificar la producción de "biomasa adicional" con bajo cambio indirecto del uso de la tierra (ILUC) con fines bioenergéticos. Además, en las enmiendas del Anexo IX de RED II recientemente adoptadas, la Comisión Europea propone incluir los cultivos producidos en tierras gravemente degradadas²⁰. Los cultivos producidos en dichas tierras podrían utilizarse para producir biometano.

Cuadro 2. Definiciones comunitarias de tierras no utilizadas, abandonadas y gravemente degradadas

Del Reglamento Delegado 2019/807 (Reglamento ILUC):

- tierras no utilizadas: superficies que, durante un período consecutivo de al menos 5 años antes del inicio del cultivo de la materia prima utilizada para la producción de biocarburantes, biolíquidos y combustibles de biomasa, no se utilizaron para el cultivo de alimentos y piensos, otros cultivos energéticos ni ninguna cantidad sustancial de forraje para animales de pastoreo.

¹⁸ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022SC0230&from=EN>

¹⁹ La biomasa cultivada en tierras gravemente degradadas puede optar a una bonificación por emisión de gases de efecto invernadero de 29 g CO₂eq/MJ. Véase la letra b) del punto 8 de la parte C del anexo V y la letra b) del punto 8 de la parte B del anexo VI.

²⁰ La Directiva Delegada C(2024) 1585, adoptada por la Comisión el 14 de marzo de 2024 y actualmente sometida al examen de los legisladores, propone incluir en el anexo IX los "Cultivos plantados en tierras gravemente degradadas, excluidos los cultivos destinados a la alimentación humana y animal [...]". La Comisión propone incluir estos cultivos en la parte A del anexo IX si el combustible final se utiliza para la aviación y en la parte B si se utiliza para otros fines de transporte.

- Por "tierras abandonadas" se entienden las tierras no utilizadas, que se utilizaron en el pasado para el cultivo de alimentos y piensos pero cuyo cultivo se interrumpió debido a limitaciones biofísicas o socioeconómicas.

A partir de la Directiva 2018/2001 (RED II):

- Por "tierras gravemente degradadas" se entienden las tierras que, durante un período de tiempo significativo, han estado muy salinizadas o han presentado un contenido de materia orgánica significativamente bajo y han sufrido una fuerte erosión.

En este estudio utilizamos la definición de tierras marginales del proyecto HORIZON-2020 MAGIC²¹, que considera las tierras contaminadas como un subconjunto de las tierras marginales²². Las tierras que se dejan en barbecho entre la temporada de crecimiento del cultivo o cultivos principales no se consideran "marginales" en el contexto de este estudio; la biomasa cultivada en estos periodos de barbecho se trata en cultivos secuenciales en la sección 2.2.

Terreno marginal

Cartografía para estimar la disponibilidad de tierras marginales y los rendimientos alcanzables

En diciembre de 2023, el TF3.2²³ del BIP publicó un amplio panorama bibliográfico sobre el potencial de producción de materias primas en tierras marginales (y contaminadas) y los recientes esfuerzos de cartografía²⁴. El resumen incluye varios proyectos HORIZONTE-2020 que han intentado estimar y clasificar las tierras marginales disponibles en Europa, aunque los resultados son muy diferentes.

El proyecto MAGIC cartografió algo menos de 70 millones de hectáreas (Mha) de tierras agrícolas²⁵ marginales disponibles en toda Europa, lo que equivale aproximadamente al 30% de la superficie agrícola total (véase la Figura 5). En la actualidad, estas tierras no se utilizan o están infrautilizadas debido a limitaciones biofísicas, como el exceso de humedad o la escasa fertilidad del suelo, o a condiciones adversas en relación con el clima, la composición química del suelo, las condiciones de enraizamiento o el terreno.

²¹ Elbersen, B. et al., Deliverable 2.6 Methodological approaches to identify and map marginal land suitable for industrial crops in Europe. EU Horizon 2020; MAGIC; GA-No.: 727698, 2020. https://magic-h2020.eu/wp-content/uploads/2022/04/MAGIC_D2.6-Methodological-approaches.pdf

²² Definición de tierras marginales utilizada en el proyecto MAGIC: "tierras con limitaciones que en conjunto son severas para la aplicación sostenida de un uso dado y/o son sensibles a la degradación de la tierra, como resultado de una intervención humana inapropiada, y/o han perdido ya parte o toda su capacidad productiva como resultado de una intervención humana inapropiada y también incluyen sitios contaminados y potencialmente contaminados que forman un riesgo potencial para los seres humanos, el agua, los ecosistemas u otros receptores".

²³ La TF 3.2 se centra en la evaluación del potencial de producción de materias primas en tierras marginales y contaminadas de toda la Unión Europea.

²⁴ Buffi, M. y Motola, V., Feedstock production on marginal and contaminated land - An EU wide potential assessment, Biomethane Industrial Partnership, 2023. <https://bip-europe.eu/downloads/?filter%5B%5D=19>

²⁵ Las tierras agrícolas incluyen tierras de cultivo y pastos.

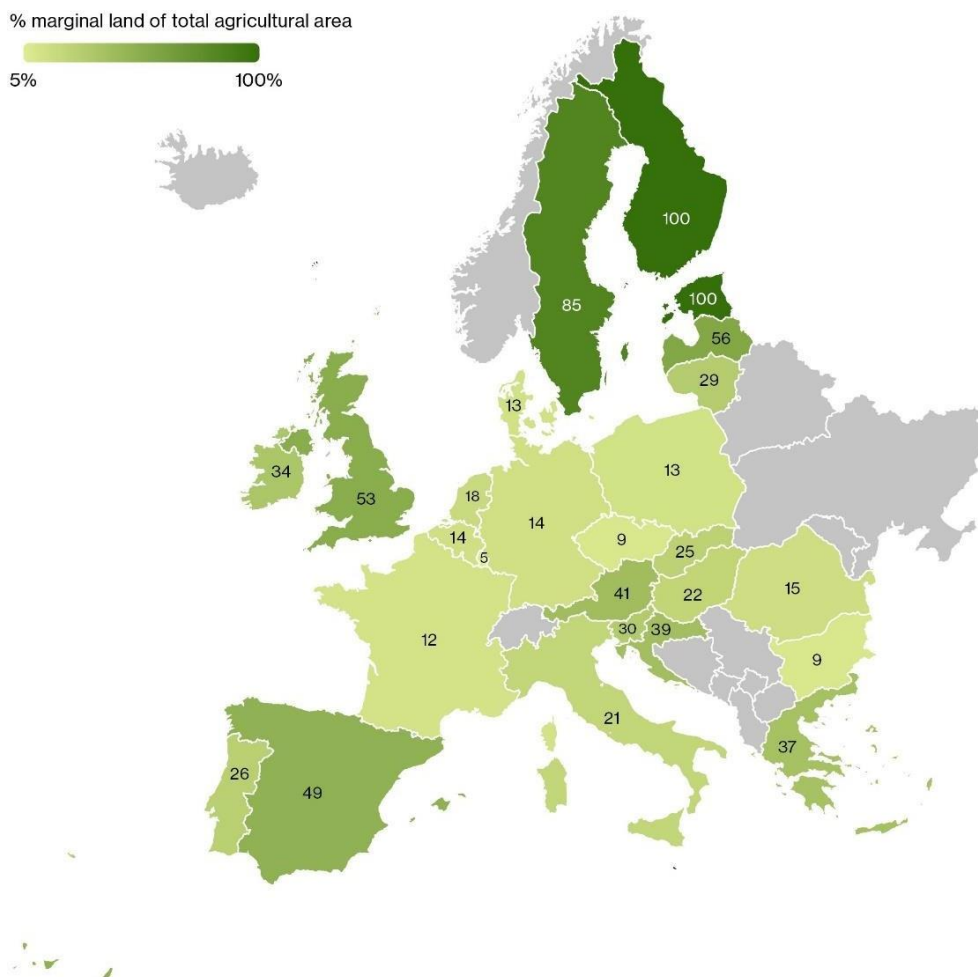


Figura 5. Total de tierras marginales en Europa como porcentaje de la superficie agrícola total²⁶

La mayor superficie de tierras marginales se observa en España, con una superficie estimada de 16.8 Mha (49% de la superficie agrícola total de España). Las principales razones de la clasificación de tierras marginales se deben a las condiciones adversas de enraizamiento y a las condiciones climáticas adversas. El Reino Unido es el segundo país con mayor superficie de tierras marginales, con 10.7 Mha. En el caso del Reino Unido, las tierras se consideraron marginales principalmente por la excesiva humedad del suelo (7.9 Mha), las condiciones adversas de enraizamiento (3.2 Mha) y las condiciones climáticas adversas (3.2 Mha). Los países nórdicos tienen proporciones muy elevadas (>50%) de sus tierras agrícolas clasificadas como tierras marginales (con exclusión de las tierras mejoradas mediante gestión), sobre todo Estonia y Finlandia (ambas con un 100%) y Suecia (81%). En estos países, la limitación más influyente es el clima adverso y, en particular, los ciclos cortos de vegetación.

Otros estudios han estimado la superficie de tierras marginales en Europa a través de la cartografía, teniendo en cuenta también las tierras aptas para el cultivo de materias primas bioenergéticas o las tierras que cumplen los criterios de sostenibilidad de RED II. Hirschmugl et al.

²⁶ Diseño: Annemiek Schellenbach. Datos extraídos de: Definición de tierras marginales utilizada por el proyecto MAGIC: "tierras con limitaciones que en conjunto son severas para la aplicación sostenida de un uso dado y/o son sensibles a la degradación de la tierra, como resultado de una intervención humana inapropiada, y/o han perdido ya parte o toda su capacidad productiva como resultado de una intervención humana inapropiada y también incluyen sitios contaminados y potencialmente contaminados que forman un riesgo potencial para los seres humanos, el agua, los ecosistemas u otros receptores".

(2021) incluyeron las tierras agrícolas abandonadas y las tierras gravemente degradadas en la cartografía de las tierras marginales e infrautilizadas, lo que dio como resultado una estimación de 5.3 Mha de tierras infrautilizadas en Europa potencialmente disponibles para la producción de bioenergía²⁷. Vera et al. (2021) evaluaron la disponibilidad de tierras marginales, de acuerdo con los criterios de sostenibilidad de RED II, que estimaron en aproximadamente 21 Mha las tierras marginales disponibles entre 2020 y 2050. La mayor parte de la estimación para 2040 se refiere a matorrales (15.2 Mha), seguidos de espacios abiertos (4.3 Mha)²⁸. Ambos estudios no incluyeron las tierras contaminadas en sus estimaciones de tierras marginales.

Los rendimientos alcanzables en las tierras marginales son inferiores a los de las tierras agrícolas utilizadas. Esto puede deberse a la degradación, el abandono o la contaminación, que afectan negativamente al crecimiento de las plantas. En este estudio nos centramos sobre todo en las materias primas lignocelulósicas, ya que son las más probadas en los estudios sobre tierras marginales (y contaminadas). Entre ellas se incluyen álamo, sorgo, miscanto, pasto, cardo, carrizo gigante y alpiste para tierras marginales y el miscanto y sorgo para tierras contaminadas. Las estimaciones de rendimiento por región climática se publicaron en el proyecto HORIZON-2020 BIKE para las tierras marginales (véase la tabla 2 a continuación)²⁹. La digestión anaerobia es la tecnología de conversión más adecuada para la mayoría de las materias primas que se indican a continuación a la hora de estimar el potencial de biometano.

Tabla 2. Rendimientos medios por región climática en tierras marginales con limitaciones naturales (materia seca t/ha)

	Atlántico	Continental y Boreal	Mediterráneo
Sorgo	9	9	12
Hierba alta de trigo	-	-	7
Miscanto	8	9	9
Pasto	10	10	12
Cardo	8		10
Carrizo gigante	9	9	11
Alpiste	7	7	7
MEDIA	8.4	8.5	9.8

Potencial del biometano en tierras marginales

En Europa existe una gran disponibilidad de tierras marginales, de casi 70 Mha. Sin embargo, debido a la amplia categorización de las tierras marginales (incluidas las limitaciones climáticas, la humedad excesiva del suelo, la composición química adversa, la baja fertilidad del suelo, las condiciones de enraizamiento adversas y el terreno adverso) no todas las tierras estarán sin utilizar, serán adecuadas para la producción de biomasa o cumplirán necesariamente las disposiciones de sostenibilidad de la normativa europea sobre energías renovables. Por lo tanto, intentar cuantificar el potencial total de biometano es todo un reto. **A título ilustrativo**, si se supone que se utiliza una superficie marginal de 10 Mha para el cultivo de materias primas bioenergéticas, se podría alcanzar un potencial de biometano de hasta bcm/año, basándose en los rendimientos medios por cultivo y región climática que figuran en la Tabla 2.

²⁷ Hirschmugl, M. et al., Pan-European Mapping of Underutilized Land for Bioenergy Production. Land 2021, 10, 102, 2021. <https://www.mdpi.com/2073-445X/10/2/102>

²⁸ Vera, I. et al., Supply potential of lignocellulosic energy crops grown on marginal land and greenhouse gas footprint of advanced biofuels-A spatially explicit assessment under the sustainability criteria of the Renewable Energy Directive Recast, 2021. <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1111/gcbb.12867>

²⁹ Elbersen B., Verzandvoort S., Panoutsou C., Alexopoulou E., Horizon 2020 BIKE (Grant Agreement No. 952872) - Deliverable 2.2 - Options to grow crops on unused, abandoned and/or severely degraded land, Wageningen University & Research, 2022.

Terrenos contaminados

La biomasa adecuada cultivada en tierras contaminadas puede eliminar del suelo contaminantes como metales, pesticidas, explosivos y petróleo mediante la fitorremediación. Algunos de estos metales podrían recuperarse y reutilizarse en un proceso denominado fito-minería. Otra ventaja de la fitorremediación para recuperar contaminantes es que, en las condiciones adecuadas, la biomasa podría utilizarse para producir biometano.

El Plan de Acción sobre el Biometano publicado por la Comisión Europea en 2022, y que acompaña al Plan REPowerEU, identifica la necesidad de apoyar tecnologías innovadoras para el potencial del biometano, incluidas las materias primas cultivadas en suelos contaminados mediante fitorremediación. El desarrollo de estos enfoques innovadores tiene beneficios medioambientales colaterales en la limpieza del suelo y puede impulsar la bioeconomía regional.

En el reciente informe del BIP se describen los esfuerzos realizados para estimar la cantidad de tierra contaminada apta para la fitorremediación. Uno de los proyectos HORIZONTE-2020, GOLD, estima que en Europa existen 2 Mha de terrenos contaminados aptos para la fitorremediación³⁰. Francia, Alemania, España y el Reino Unido cuentan con las mayores superficies totales de todo tipo de emplazamientos potencialmente contaminados (>150,000 ha cada uno). Estos lugares incluyen emplazamientos militares, vertederos, canteras, zonas industriales y explotaciones mineras con una impermeabilidad inferior al 40%. La agricultura cubre entre el 7% y el 20% de la superficie total de los emplazamientos militares y los vertederos, respectivamente, y alrededor de la mitad de las minas que se consideraron adecuadas para la fitorremediación estaban situadas en terrenos agrícolas. En el proyecto MAGIC HORIZONTE-2020 se estimó en 2.7 Mha las tierras marginales con condiciones químicas adversas, que incluían salinidad, sodio y contaminación de los suelos. Los rendimientos medios obtenidos en las tierras contaminadas son inferiores a los registrados en las tierras marginales. Por ejemplo, el rendimiento medio del miscanto fue de 5.4 t/ha/año³¹ (frente a 8-9 t/ha/año). El sorgo tiende a crecer con normalidad en suelos contaminados, concretamente en suelos contaminados por cadmio, donde el sorgo se comportó bastante bien al absorber el cadmio del suelo sin que afectara a la biomasa.³² El proyecto GOLD HORIZON- 2020 fija el umbral en 1.0 mg/kg para las concentraciones críticas de cadmio en el suelo, a este nivel todavía se pueden alcanzar rendimientos de sorgo de 5.8 t/ha/año. El rendimiento del sorgo tiende a verse afectado significativamente a niveles superiores a 50 mg/kg de cadmio en el suelo.³³

Aunque en los suelos contaminados los rendimientos son menores, en Europa existe una vasta superficie apta para la fitorremediación que puede utilizarse para liberar un importante potencial adicional de biometano sostenible.

3.1.2 Digestato

La digestión anaeróbica de materias primas orgánicas produce biogás y digestato (también denominado biofertilizante) como coproducto. El digestato es un material orgánico rico en nutrientes. Contiene los tres macronutrientes clave necesarios para el crecimiento de las plantas: nitrógeno (N), fósforo (P) y potasio (K). También contiene nutrientes secundarios como magnesio (Mg), calcio (Ca) y azufre (S) y micronutrientes como cobre (Cu) y zinc (Zn). Por tanto, el digestato

³⁰ ORO. Cultivos energéticos en terrenos contaminados para biocombustibles y recuperación de suelos. Número 3 / julio de 2023.

³¹ Sestak I. et al., Assessment of the Impact of Soil Contamination with Cadmium and Mercury on Leaf Nitrogen Content and Miscanthus Yield Applying Proximal Spectroscopy. *Agronomy* 2022 12(2), 2022. <https://doi.org/10.3390/agronomy12020255>

³² Xioa M-Z. et al., A sustainable agricultural strategy integrating Cd-contaminated soils remediation and bioethanol production using sorghum cultivars, 2021. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0926669021000637>

³³ Tian Y.L. et al., Morphological Responses, Biomass Yield, and Bioenergy Potential of Sweet Sorghum Cultivated in Cadmium-Contaminated Soil for Biofuel. *International Journal of Green Energy* V. 12(6), 2014 <https://doi.org/10.1080/15435075.2013.871722>

puede utilizarse como abono agrícola, sustituyendo a los fertilizantes sintéticos. Y lo que es más importante, contribuye a la economía circular reciclando los residuos orgánicos y convirtiéndolos en productos útiles, incluida tanto la energía renovable como el digestato rico en nutrientes que puede devolverse al suelo.

Según la Asociación Europea del Biogás (EBA), en 2022 se produjeron en Europa 31 Mt de digestato, de las cuales 28 Mt (90%) procedían de materias primas agrícolas (estiércol, residuos agrícolas, cultivos energéticos) y 3 Mt (10%) de biorresiduos³⁴. El volumen de digestato crecerá significativamente en los próximos años, en consonancia con el aumento previsto del sector del biometano.

El digestato está disponible en tres formas. El digestato **entero** es el producto directo de los digestores y puede utilizarse sin procesar³⁵. Sin embargo, a efectos de reducción de volumen y gestión de nutrientes (para reducir los costes de transporte, facilitar el esparcimiento y aumentar el valor nutritivo), el digestato puede separarse en fracciones sólidas (fibras) y líquidas mediante técnicas de separación. La **fracción líquida del digestato** suele contener altos niveles de nitrógeno y puede aplicarse a los campos de las granjas cercanas o procesarse posteriormente para su mejora. La **fracción sólida** es estable y rica en carbono y fósforo. Su reducido volumen facilita el transporte a una región más amplia. También puede utilizarse como acondicionador del suelo.

Debe darse prioridad a la aplicación de digestato a la tierra siempre que sea factible y seguro desde el punto de vista medioambiental. Sin embargo, en algunos casos concretos esto puede resultar difícil debido a los límites de esparcimiento del digestato (para zonas con excedente de nitrógeno)³⁶ en los alrededores de la planta, o una falta de demanda de digestato si la planta está situada en una zona urbana. Además, puede haber restricciones en el esparcimiento del digestato de las plantas de tratamiento de aguas residuales debido a la presencia de metales pesados o microplásticos. En estas situaciones, existen opciones tecnológicas para utilizar el digestato como materia prima para producir biometano adicional. Entre ellas se encuentran la **gasificación hidrotérmica** y la **pirólisis**.

Gasificación hidrotérmica

La gasificación hidrotérmica es un proceso termoquímico especialmente adecuado para el tratamiento de residuos orgánicos de origen acuoso, incluidos los digestatos. El proceso también tiene la ventaja de poder recuperar sales minerales (fósforo en particular) antes del reactor, lo que supone una fuente de ingresos adicional para el proceso. El proceso también puede eliminar la necesidad de higienización u otros tratamientos previos específicos de determinados flujos de residuos que se procesan antes de la digestión anaerobia debido a la presencia de contaminantes, patógenos o una capacidad metanogénica insuficiente. Un estudio publicado en 2023 por el Grupo de Trabajo Nacional Francés sobre Gasificación Hidrotérmica estimaba un potencial de biometano de unos 21 TWh (~ 2 bcm) a partir de digestato en Francia en 2050, basado en residuos agrícolas y lodos de depuradora (~60 Mt/año, lo que equivale a alrededor del 15% de la capacidad estimada de digestato en Francia en 2050).³⁷

³⁴ Comisión Europea, Digestate and compost as fertilisers: Evaluación de riesgos y opciones de gestión de riesgos, 2019.

³⁵ En algunos países, como Francia y regiones de España, existen normativas para la pasteurización del digestato en plantas de biogás a gran escala en las que se utiliza estiércol de varias granjas.

³⁶ La Directiva sobre nitratos establece un límite de 170 kg N/ha para el estiércol del ganado, incluso en "forma transformada", como el digestato a base de estiércol.

³⁷ GRTgaz, Libro Blanco de la Gasificación Hidrotérmica, Grupo de Trabajo Nacional Francés sobre Gasificación Hidrotérmica, 2023. <https://www.grtgaz.com/en/medias/press-releases/white-paper-hydrothermal-gasification>

Pirólisis

La pirólisis es una solución alternativa al tratamiento de los digestatos. Esta tecnología se está estudiando activamente en Dinamarca, sobre todo para tratar la fracción no digerida de paja y otras fibras que queda en el digestato³⁸. En este caso, la fracción sólida del digestato se calienta a una temperatura de unos 650 °C en ausencia de aire. El proceso produce gas de pirólisis (un gas que contiene dióxido de carbono, metano, monóxido de carbono e hidrógeno), bioaceite y biocarbón³⁹. El gas de pirólisis puede inyectarse de nuevo en el digestor para producir biogás adicional, o utilizarse in situ para generar energía en lugar de utilizar gas natural (lo que aumenta indirectamente el balance de emisiones de gases de efecto invernadero). El biocarbón tiene un valor significativo como mejorador del suelo, ya que mejora su salud y proporciona una mayor retención de agua y nutrientes. Además, es un medio eficaz para almacenar carbono en el suelo, lo que supone una importante reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero. Este es uno de los principales motivos para optar por la pirólisis del digestato. La tecnología de pirólisis también puede proporcionar la ventaja adicional de descomponer los perfluoroalcohalcanos (PFAS) y otras impurezas que puedan estar presentes en el digestato. Varias empresas⁴⁰ están aplicando esta tecnología en Dinamarca, con varias plantas a escala comercial y de demostración ya en funcionamiento o en construcción⁴¹.

3.1.3 Algas marinas

Algas es el nombre común de las macroalgas multicelulares que crecen en las masas de agua, incluidos los mares y las aguas costeras de Europa. Existen numerosas especies de algas en todo el mundo, que pueden clasificarse en tres grandes grupos en función de su pigmentación⁴²: pardas, rojas y verdes. Las tasas de producción de biogás de determinadas especies de algas pardas y rojas pueden ser comparables a las de los cultivos energéticos terrestres, como la caña de azúcar o el sorgo⁴³. Aunque las algas pueden cultivarse potencialmente como materia prima para la producción de biogás, actualmente existe un mayor interés en el mercado por el uso de las denominadas "**algas fundidas**" (algas depositadas de forma natural en la playa y, por tanto, un residuo que puede recogerse). Las algas fundidas representan una opción más sostenible y económicamente atractiva que el uso de algas cultivadas.

El proyecto COASTAL Biogas (2018-2021) exploró el potencial del uso de algas marinas "fundidas" cosechadas en el mar Báltico dentro de los límites del Programa Interreg Báltico Sur⁴⁴ que incluye a Dinamarca, Alemania, Polonia, Lituania y Suecia. El potencial anual de algas fundidas en la zona del Mar Báltico Meridional se estima en ~2 Mt, de las cuales ~1,3 Mt se encuentran en zonas no protegidas. El proyecto COASTAL Biogas presenta dos ejemplos de producción de biometano a partir de algas marinas.

³⁸ La paja representa una parte cada vez mayor de la materia prima utilizada para la producción de biometano en Dinamarca, lo que se traduce en un mayor contenido de materia seca en el digestato que exige un tratamiento posterior del mismo para mejorar su calidad como fertilizante y reducir el riesgo de emisión de amoníaco. Además del uso directo de paja como materia prima, la llamada "cama profunda" (estiércol de ganado procedente de establos que utilizan mucha paja como material de cama) desempeña un papel importante en las plantas de biogás danesas.

³⁹ Según la empresa danesa Stiesdal SkyClean, el digestato de biogás produce un biocarbón con un 63% de C (carbono), un 31,6% de cenizas, un 2,1% de P, un 1,6% de N y un 1,5% de K, y también con una elevada retención de agua.

⁴⁰ Incluidos Aquagreen, Frichs y Stiesdal.

⁴¹ <https://agrienergy.dk/pyrolyse/>; <https://aquagreen.dk/>; <https://frichs-pyrolysis.com/projekter/>; <https://www.greenlab.dk/knowledge/stiesdal-is-building-an-ambitious-skyclean-plant-at-greenlab/>; <https://www.odsherredforsyning.dk/nyheder/biokoks-fra-odsherred-paa-jysk-vinmark/>

⁴² Marrón (Phaeophyceae), rojo (Rhodophyceae) y verde (Chlorophyceae).

⁴³ Alga *Macrocystis* marrón: 0,39-0,41 m³ CH₄/kg sólidos volátiles. Alga verde *Gracilaria*: 0,28-0,40 m³ CH₄/kg de sólidos volátiles (VS). Zhao Y. et al., Biofuel Production from Seaweeds: A Comprehensive Review, *Energies* 2022, 15(24) 9395. <https://doi.org/10.3390/en15249395>

⁴⁴ COASTAL Biogas. Report on potential of cast seaweed and policy frameworks in South Baltic Sea area, Deliverable 3.3, 2022. https://www.coastal-biogas.eu/resources/D33_Report_on_potential_of_cast_seaweed_and_policy_frameworks.pdf

Se trata de la planta de biogás **a escala industrial** de **Solrød**, en Dinamarca⁴⁵, donde desde 2015 se han codigerido con éxito unas 1,500-,000 toneladas de algas fundidas al año⁴⁶ (lo que representa menos del 10 % de las algas fundidas disponibles en la zona de la planta), y la planta de biogás **a escala piloto** de **Smyge**, en Suecia. Las pruebas realizadas en Smyge indicaron que las algas co-digeridas con materia orgánica fácilmente degradable dieron lugar a un proceso estable con un alto contenido de metano (alrededor del 70%) y una elevada producción de biogás⁴⁷.

El proyecto COASTAL Biogas también exploró cómo el cultivo de algas puede servir para mitigar los impactos de la eutrofización y reducir los vertidos de nutrientes, ofreciendo importantes beneficios colaterales. Además, la recolección de algas en descomposición también aporta beneficios socioeconómicos en las zonas costeras, como la eliminación del olor de las algas en descomposición en las playas (con lo que también se reducen las emisiones fugitivas de gases de efecto invernadero asociadas), la reducción de la prevalencia de moscas y la mejora de la calidad del agua en beneficio del ocio y el turismo.

La tasa de producción de metano a partir de algas marinas está muy influenciada por la composición bioquímica de las algas y depende de la presencia de componentes resistentes a la descomposición microbiana (Jard et al., 2013⁴⁸). Para aumentar el rendimiento de biogás, primero hay que pretratar las algas. Los métodos de pretratamiento son: rutas físicas, químicas y biológicas. La elección del método de pretratamiento se basa generalmente en la especie de alga. Según el proyecto COASTAL Biogas, el pretratamiento hidrotérmico es el más eficaz, ya que produce un aumento del 50-83% en el rendimiento de biometano en comparación con las algas no tratadas y los purines de ganado, mientras que el pretratamiento mecánico produce el menor aumento del rendimiento, del 4-24%. El pretratamiento ácido produjo un aumento del rendimiento del 25-33%.⁴⁹

En el caso de las algas arrojadas, la producción de metano depende de la distancia a la costa y de la velocidad de transporte para llegar a ella. Una vez que las algas han llegado a la playa, empiezan a descomponerse. A modo de ejemplo, las algas cercanas a la costa pueden tener un rendimiento de metano de 0.12 a 0.15 m³ /kg de sólidos volátiles (VS), mientras que el rendimiento de metano de las algas recogidas en la playa es considerablemente inferior, de 0.036 a 0.056 m³ /kg de VS. La contaminación con arena es otro factor que contribuye a reducir el rendimiento de metano y debe eliminarse en una fase previa al tratamiento en la planta de biogás.

Las algas marinas también pueden producirse como materia prima. Según la Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura (FAO), la producción mundial de algas pardas, verdes y rojas alcanzó los 35.5 millones de toneladas en 2019⁵⁰, de las cuales Europa produjo alrededor del 1% (287 kt húmedas). En Europa, la producción de algas se desarrolla tanto a través de la recolección silvestre (68%) como del cultivo (32%), a través de 13 países. China es el líder mundial, con cerca del 56% del mercado (20 Mt húmedas), y se basa casi exclusivamente en el cultivo de algas. En la actualidad, la mayor parte de las algas cosechadas en el mundo se

⁴⁵ Según COASTAL Biogas, la planta de biogás de Solrød es la única conocida a escala industrial en la que se utilizan algas fundidas como materia prima para la producción de biogás.

⁴⁶ La capacidad total de la planta es de 226 kt de sustrato al año (proyecto Coastal Biogas).

⁴⁷ COASTAL Biogas. A report on operating biogas facilities utilising anaerobic digestion of cast seaweed, Deliverable 3.2, 2020. https://www.coastal-biogas.eu/resources/D32_Report_on_operating_biogas_facilities_utilising_anaerobic_digestion_of_cast_seaweed.pdf

⁴⁸ Jard G. et al., French Brittany macroalgae screening: composition and methane potential for potential alternative sources of energy and product, Bioresource Technology, Volume 144, September 2013, Pages 492-. 498. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0960852413010432?via%3Dihub>

⁴⁹ COASTAL Biogas, Pre-treatment and Biogas Yield, FINAL COASTAL Biogas Conference, 2021. https://www.coastal-biogas.eu/resources/Pre-treatment_and_biogas_yield.pdf

⁵⁰ Organización de las Naciones Unidas para la Agricultura y la Alimentación, Seaweeds and microalgae: an overview for unlocking their potential in global aquaculture development, FAO Fisheries and Aquaculture Circular No. 1229, 2021. <https://www.fao.org/documents/card/en?details=c5670en>

destinan a mercados no energéticos de alto valor, como fuentes comerciales de proteínas alternativas, aditivos alimentarios, suplementos dietéticos y cosméticos. Se espera que el cultivo de algas aumente en Europa, en consonancia con el crecimiento previsto de la demanda de productos de algas marinas⁵¹.

Varias iniciativas de investigación han probado el potencial del uso de algas cultivadas para la producción de biogás. Por ejemplo, el proyecto SeaGas⁵² en el Reino Unido (2015-2018) evaluó la viabilidad técnica y financiera del cultivo de algas azucareras para la producción de biogás. El proyecto probó con éxito el funcionamiento de dos recipientes reactores de 800 litros durante un periodo de doce meses. Sin embargo, a día de hoy no existen proyectos a escala comercial en Europa.

Los retos técnicos del cultivo de algas están relacionados con las posibles interferencias con los procesos naturales y antropogénicos, incluidas las consideraciones de sostenibilidad⁵³. Para minimizar el impacto en el ecosistema, es necesario seleccionar cuidadosamente los emplazamientos y llevar a cabo una gestión continua. El cultivo de algas marinas en Europa también plantea problemas económicos. Los costes de producción de algas marinas son un factor determinante para el éxito de la ampliación de la producción. Van den Burg (2019)⁵⁴ estimó que los costes del cultivo de algas marinas a gran escala en el Mar del Norte podrían reducirse de 5,200 a 1,200 euros por tonelada de materia seca si se obtienen aumentos de rendimiento combinados con un menor coste del material vegetal. En comparación, el uso de algas fundidas es una opción mucho más atractiva, ya que solo requiere la recogida y agregación del material.

Varias plantas han demostrado con éxito que las algas fundidas pueden ser una materia prima adecuada para la producción de biometano en Europa. Existe un gran potencial de futuro, ya que actualmente sólo se recoge una pequeña parte de las algas fundidas disponibles. Los próximos pasos deben centrarse en la mejora de los métodos de recogida y la selección de las algas fundidas de la costa, así como en la investigación continua para optimizar los procesos de conversión, reduciendo así los costes y mejorando el rendimiento operativo. Los responsables políticos pueden desempeñar un papel importante a la hora de ayudar a la industria a crecer, proporcionando financiación para la investigación y estableciendo un entorno normativo favorable que facilite un crecimiento sostenible.

3.2 Tecnologías

3.2.1 Gasificación hidrotérmica

La gasificación hidrotérmica (también conocida como gasificación con agua supercrítica), es un proceso de conversión termoquímica que tiene lugar a alta presión (210-350 bares) y alta temperatura (360-700 °C)⁵⁵ en presencia de agua. La tecnología es especialmente adecuada para el tratamiento de residuos orgánicos que contengan o puedan mezclarse fácilmente con agua, que actúa como reactivo. Existen dos variantes de la tecnología, cada una con unas condiciones operativas específicas: **gasificación hidrotérmica catalítica**⁵⁶ (360-450 °C y 210-300 bar) y la **gasificación hidrotérmica a alta temperatura** (550-700 °C y 221-350 bar).

⁵¹ CBI, The European market potential for seaweed, Última actualización: 14 de febrero de 2022. [El potencial del mercado europeo de algas marinas | CBI](#)

⁵² Proyecto Seagas: <https://seagas.co.uk/>

⁵³ La disminución de la diversidad del germoplasma, la degradación de los rasgos agronómicos, la presencia de entornos contaminados, el cambio de las condiciones oceánicas, la creciente interferencia antropológica, la contaminación genética cruzada entre poblaciones de algas silvestres y de cultivo, y los impactos del calentamiento y la acidificación de los océanos.

⁵⁴ Van den Burg S, Perspectivas económicas del cultivo de algas a gran escala en el Mar del Norte, Wageningen Economic Research, 2019. <https://edepot.wur.nl/470257>

⁵⁵ La gasificación hidrotérmica tiene lugar por encima o por debajo del punto crítico del agua (374 OC, 221 bar).

⁵⁶ El catalizador suele estar basado en el rutenio.

La gasificación hidrotérmica catalítica suele producir gas de síntesis con hasta un 60-70% de metano, 0-10% de hidrógeno y 20-35% de dióxido de carbono. En cambio, la gasificación hidrotérmica a alta temperatura produce un gas de síntesis con una menor proporción de metano, en torno al 20-40%, y una mayor proporción de hidrógeno, del 20-50%, y hasta un 12% de hidrocarburos⁵⁷.

La gasificación hidrotérmica ofrece varias ventajas. Entre ellas, una tasa de conversión del carbono muy elevada, de hasta el 99%, una temperatura de reacción y un aporte de calor reducidos, lo que se traduce en una eficiencia energética global de hasta el 85% y una fase de tratamiento del gas de síntesis simplificada (debido a la mayor proporción de metano). En el caso de la **gasificación hidrotérmica a alta temperatura**, las ventajas son un coste de inversión (potencialmente) más bajo (pero unos costes más elevados para el tratamiento del gas de síntesis) y la flexibilidad para adaptar la producción de manera que se dirija preferentemente al mercado del metano o del hidrógeno⁵⁸.

La gasificación hidrotérmica es una tecnología muy versátil, ya que puede procesar una amplia variedad de residuos y efluentes biogénicos y fósiles (húmedos o mojados). Una condición previa es que la materia prima sea bombeable. Las materias primas biogénicas incluyen residuos y efluentes agrícolas (por ejemplo, estiércol animal y purines), digestato de la digestión anaeróbica (como se discute en la sección 3.1.2), lodos de dragado y limpieza, residuos orgánicos urbanos (a menudo tratados en plantas incineradoras), lodos de plantas de tratamiento de aguas residuales, así como una amplia gama de residuos y efluentes de industrias de transformación (por ejemplo, producción de biocombustibles, licor negro, lodos industriales) y residuos de procesamiento de alimentos (por ejemplo, pulpa de remolacha, vinaza). Los residuos fósiles incluyen disolventes, plásticos y residuos de las industrias química y petroquímica.

La gasificación hidrotérmica puede aportar ventajas significativas con respecto a las tecnologías tradicionales de tratamiento de residuos, en particular la incineración. Una de las principales ventajas de esta tecnología es que los metales (por ejemplo, aluminio, cobre y hierro) y los compuestos minerales (por ejemplo, potasio y fósforo⁵⁹) contenidos en la materia prima se precipitan en forma de sales y se concentran en el fondo del reactor, donde pueden eliminarse. El nitrógeno también puede recuperarse por separado en la corriente de "residuo líquido" (el excedente de agua que no se recicla para el proceso de gasificación hidrotérmica). Esto proporciona potenciales flujos de ingresos adicionales, por ejemplo, para ser vendidos como alternativas a los fertilizantes inorgánicos. El residuo líquido tras la separación del nitrógeno tiene un nivel de calidad industrial y también puede recuperarse, para su reutilización. Y lo que es más importante, la tecnología elimina de forma segura patógenos y microcontaminantes y convierte microplásticos en el gas de síntesis. Por último, dado que la gasificación hidrotérmica trata específicamente materias primas húmedas o mojadas (entre un 20% y un 90% de contenido de humedad), no es necesario deshidratar la materia prima antes de procesarla, como ocurre con la incineración, lo que reduce enormemente la demanda de energía y la eficiencia energética general del sistema.

Existen iniciativas de gasificación hidrotérmica en varios países europeos, como Francia, Alemania, España, los Países Bajos y Suiza. La mayoría de los proyectos se encuentran actualmente a escala piloto (el Libro Blanco sobre la gasificación hidrotérmica ofrece un panorama completo). El proyecto más avanzado es la planta a escala industrial desarrollada por SCW Systems⁶⁰ en los Países Bajos, que entró en servicio en 2023⁶¹. La planta tiene una capacidad total de procesamiento de 10-16 toneladas/hora (basada en cuatro módulos de 4 toneladas/hora),

⁵⁷ GRTgaz, Libro Blanco de la Gasificación Hidrotérmica, Grupo de Trabajo Nacional Francés sobre Gasificación Hidrotérmica, 2023. <https://www.grtgaz.com/en/medias/press-releases/white-paper-hydrothermal-gasification>

⁵⁸ Esto también será posible en el futuro para la gasificación hidrotérmica catalítica con un catalizador de hidrógeno específico.

⁵⁹ Las plantas de tratamiento de aguas residuales y los lodos de dragado suelen tener un alto contenido en fósforo.

⁶⁰ Sistemas SCW: <https://scwsystems.com/en/>

⁶¹ Invest-NL y Gasunie New Energy son socios colaboradores.

lo que equivale a una producción de gas de 20 MW_{th} dependiendo del contenido energético y del tipo de materia prima. En 2023, SCW Systems se convirtió en la primera empresa del mundo en inyectar gas renovable en la red neerlandesa de gas a alta presión (a ~70 bares). Desde entonces, la empresa ha inyectado con éxito 60,000 m³ de gas de alto valor calorífico y ha producido más de 750,000 m³ de gas de síntesis. El proyecto ha contado con el apoyo del gobierno neerlandés a través del plan de subvenciones SDE, que garantiza un precio fijo del gas durante 12 años. SCW Systems y sus socios están desarrollando otros dos proyectos en los Países Bajos, en Delfzijl y cerca de Rotterdam, como parte del objetivo nacional holandés de 2 bcm de producción de gas verde para 2030⁶².

En 2023, el Grupo Nacional de Trabajo Hidrotérmico francés estimó el potencial de producción de gas renovable y con bajas emisiones de carbono en Francia en 2050 a partir de 18 flujos de residuos orgánicos. El grupo estimó un potencial de al menos 63 TWh (~6 bcm), con los mayores porcentajes procedentes de digestatos (21 TWh), efluentes de ganadería agrícola (16 TWh) y lodos de depuración de aguas residuales urbanas y lodos industriales (8 TWh)⁶³. Otro estudio de Roland Berger⁶⁴ publicado en 2023 estimaba un potencial de gasificación hidrotérmica en Europa de 110 bcm (suponiendo una eficiencia de conversión del 80%), de los cuales alrededor del 25% corresponde a materias primas biogénicas. Este potencial excluye todos los flujos que se reciclan actualmente y los flujos "no liberados" que se procesan in situ (como el estiércol y los lodos industriales). De este potencial, 5.7 bcm corresponden a los Países Bajos, de los cuales 1.5 bcm se basan en flujos de residuos biogénicos (excluyendo materias primas como el estiércol y los residuos alimentarios y agrícolas).

3.2.2 Gas de vertedero

El objetivo es que el vertido de residuos en Europa se reduzca al 10% en todos los Estados miembros para 2035, con la prohibición de los residuos biológicos en los vertederos para 2024, tal y como establece la Directiva de Vertederos de la UE.^{65,66} A pesar de ello, los vertederos existentes representarán una importante fuente de materia prima para la producción de biometano en el futuro, sobre todo si se tiene en cuenta la curva típica de producción de metano de una planta de vertido de 25-30 años. Es probable que el mayor potencial a largo plazo se observe en países con elevadas tasas de vertido (como los del este y el sur de Europa). Dado que el gas de vertedero es una de las fuentes de biometano de menor coste, constituye un candidato ideal para aumentar el potencial de biometano en Europa.

El gas de vertedero procede de la descomposición de residuos biodegradables dentro de un vertedero. En un vertedero moderno, el gas se captura mediante pozos de extracción conectados a un punto central de recogida creando un vacío en la red. El gas de vertedero capturado se quema a veces, pero lo más habitual es que se utilice para producir electricidad renovable in situ y se exporte a la red. El gas también puede convertirse en biometano. Según la EBA⁶⁷ los vertederos son la segunda fuente de producción de biogás en Europa, con una producción de 23 TWh en 2022, equivalente al 13% de la producción total de biogás. La producción de biometano a partir de gas de vertedero es inferior, en torno a 4 TWh en 2022, equivalente al 1% de la producción total de biometano. Francia es actualmente el país más avanzado en la conversión de gas de vertedero en biometano, con 18 plantas operativas en la actualidad y 9 más previstas para 2024. Se calcula que en 2030 habrá 65 instalaciones en funcionamiento. Otros países, como ser

⁶² Comunicación personal con Wout de Groot, Director de SCW Gas.

⁶³ Obsérvese que los potenciales se refieren a un valor calorífico superior (HHV).

⁶⁴ Roland Berger, Sustainable Gas Generation Potential in the Netherlands, 2023.

⁶⁵ Comisión Europea, Medio Ambiente, Landfill Waste. https://environment.ec.europa.eu/topics/waste-and-recycling/landfill-waste_en

⁶⁶ Según la Agencia Europea de Medio Ambiente, el porcentaje total de RSU depositados en vertederos en Europa se redujo del 23% al 16% entre 2010 y 2020. <https://www.eea.europa.eu/en/analysis/indicators/diversion-of-waste-from-landfill>

⁶⁷ EBA Statistical Report 2023, Tracking biogas and biomethane deployment across Europe, 2023.

España, Italia e Islandia, también producen biometano a partir de gas de vertedero, mientras que otros proyectos están en fase de desarrollo en estos países, así como en el Reino Unido y Portugal. Otros países como Grecia, Polonia y Eslovenia están estudiando esta oportunidad⁶⁸.

El interés por transformar el gas de los vertederos en biometano está creciendo rápidamente en Europa, sobre todo a medida que los incentivos a la producción de electricidad empiezan a desaparecer. Además, la conversión de gas de vertedero en biometano puede triplicar el contenido energético de la electricidad. El biometano de vertedero es actualmente una de las soluciones más competitivas para la producción de biometano.

Aunque la conversión del gas de vertedero en biometano con especificaciones de red es una opción prometedora, plantea varios retos técnicos. Uno de los principales es que la calidad del gas de los vertederos varía de un emplazamiento a otro (debido a la variabilidad de la calidad de los residuos gestionados) y, además, varía significativamente durante el día y la estación del año (ya que la producción de gas está vinculada a la temperatura, la presión atmosférica y la humedad). La composición y el volumen del gas de vertedero también varían a lo largo de la vida útil del vertedero, y la mayor parte del gas se produce en los primeros años de funcionamiento. Un segundo reto se debe a la presencia de aire en el gas de vertedero, que se debe al vacío creado para evitar las emisiones fugitivas. El resultado es una proporción elevada y variable de nitrógeno y oxígeno en el gas de vertedero (una media del 18%, pero potencialmente tan baja como el 2% y tan alta como el 48%). El gas de vertedero también incluye pequeñas cantidades de gases traza, como sulfuro de hidrógeno y compuestos orgánicos volátiles (COV)⁶⁹.

Sin embargo, estos retos pueden superarse mediante la aplicación de una combinación de diferentes tecnologías de mejora del gas que permitan la eliminación eficaz de todas las impurezas del gas de vertedero. Entre ellas se encuentran la absorción (agua/química), la adsorción (PSA), la permeabilización (separación por membranas) y la separación criogénica. Mientras que la adsorción, la absorción y la permeación han dominado el mercado de la mejora de los gases de vertedero, las tecnologías criogénicas están despegando en Europa y Norteamérica. La ventaja de la criogenización es que es la única tecnología capaz de tratar gases de vertedero con un contenido de aire elevado y volátil (hasta el 30%), frente a las demás tecnologías (que se limitan a un máximo del 10%). Varias empresas están implantando soluciones tecnológicas disponibles en el mercado para convertir el gas de vertedero en biometano⁷⁰.

Un estudio realizado en 2023 por las empresas de gestión de residuos Suez y Veolia, junto con WAGA Energy, estimó que la producción de biometano a partir de gas de vertedero en Francia podría pasar de unos 600 GWh/año en 2024 a entre 2.1 y 2.6 TWh/año en 2030 (reflejando las "prácticas francesas actuales" y las "buenas prácticas"). Esto representaría aproximadamente el 10% del objetivo de inyección de biometano para 2030 en Francia. Extrapolado a escala de la UE, podría alcanzarse un potencial de biometano de ~15-20 TWh, lo que equivale aproximadamente al 5% del objetivo para 2030⁷¹. Es importante destacar que los autores del informe también consideran que los vertederos que produzcan más de 1,000 Nm³ /hora podrían funcionar sin subvenciones si se tiene en cuenta el coste global de la recuperación de energía, como es el caso de PreZero (emplazamiento de Can Mata) en España⁷².

⁶⁸ Comunicación personal con Marco Venturini, asesor estratégico corporativo de WAGA Energy.

⁶⁹ ENEA, What are the best landfill gas upgrading technologies for grid injection?, Executive summary - Assessment of landfill gas upgrading technologies' relevance for grid injection, 2019.

⁷⁰ Entre ellas figuran Air Liquide, Guild Associate, Sysadvance y WAGA Energy. De ellos, WAGA Energy es actualmente el líder del mercado en Europa, con 21 vertederos que utilizan su tecnología WAGA Box y otros 10 proyectos en desarrollo. Esta tecnología es la más comercializada que utiliza la separación criogénica.

⁷¹ La extrapolación se hizo evaluando el volumen de residuos que se verterían a escala europea de 2024 y 2035 si todos los países disminuyeran el volumen de residuos vertidos de aquí a 2035 para respetar el objetivo del 10% de RSU vertidos en 2035. No se ha hecho ninguna suposición sobre la caracterización de los residuos a nivel europeo. El potencial de metano generado por una tonelada de residuos en Francia durante este periodo se ha extrapolado a escala europea.

⁷² El emplazamiento comenzó a funcionar en junio de 2023 y tiene una producción de biometano de ~70 GWh/año. El biometano se comercializa a través de un contrato de compraventa de biometano a largo plazo no subvencionado.

Un estudio independiente de SEDIGAS estimó que el potencial de producción de biometano en España es de unos 9 TWh⁷³.

3.2.3 Metano renovable

El metano renovable (también conocido como e-metano) es un gas renovable que se produce combinando hidrógeno renovable con una fuente de CO₂. Tiene el potencial de ser neutro en carbono si la electricidad es adicional y libre de emisiones y la fuente de CO₂ es biogénica. El gas producido es idéntico al gas natural fósil a nivel molecular, por lo que puede sustituir a los combustibles convencionales y utilizar la infraestructura actual de gas natural.

El proceso para producir metano renovable suele denominarse Power-to-Methane (PtM) y consta de dos pasos. En primer lugar, se produce hidrógeno renovable por electrólisis del agua utilizando electricidad renovable. En la UE, la producción de hidrógeno debe cumplir las normas establecidas en dos Reglamentos Delegados, ambos publicados en 2023. El Reglamento Delegado (UE) 2023/1184⁷⁴ establece las normas técnicas para la producción de RFNBO, y el Reglamento Delegado (UE) 2023/1185⁷⁵ especifica la metodología para calcular el ahorro de GEI de los RFNBO, como el metano renovable, (y los combustibles de carbono reciclado - RCF).

El segundo paso es la reacción de metanación, también conocida como reacción de Sabatier. En este proceso, el hidrógeno reacciona exotérmicamente con el CO₂, a menudo sobre un catalizador para mejorar la tasa de conversión. En la Figura 6 se muestra un resumen del proceso PtM.

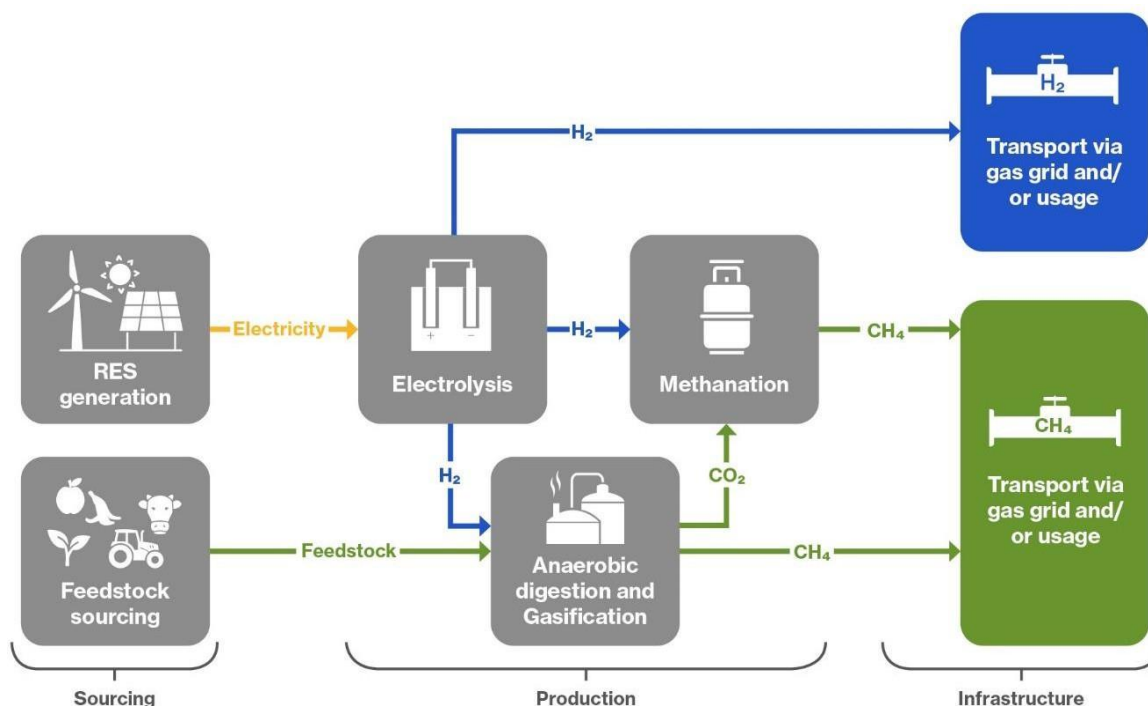


Figura 6. Esquema de la vía de producción de metano renovable⁷⁶

⁷³ SEDIGAS, Estudio de la capacidad de producción de biometano en España, 2023. <https://estudio-biometano.sedigas.es/wp-content/uploads/2023/03/sedigas-report-potential-biomethane-2023.pdf>

⁷⁴ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32023R1184&qid=1704969010792>

⁷⁵ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32023R1185&qid=1704969410796>

⁷⁶ Diseño: Annemiek Schellenbach y Guidehouse.

Varias fuentes de carbono pueden utilizarse potencialmente para producir metano renovable. En la UE, las fuentes de CO₂ incluyen actualmente las procedentes de **procesos naturales, procesos biogénicos y fuentes de combustibles fósiles**, siempre que se demuestre que los combustibles cumplen los criterios de sostenibilidad y gases de efecto invernadero de RED II, y que el CO₂ capturado no reciba créditos por ahorro de emisiones. El carbono no biogénico, como el procedente de emisiones de procesos, sólo podrá utilizarse hasta 2040 y únicamente si está cubierto por un régimen eficaz de fijación de precios del carbono. El carbono no biogénico procedente de la generación de electricidad sólo está permitido hasta 2035, y de nuevo sólo si está cubierto por un sistema eficaz de tarificación del carbono. En la UE, los combustibles renovables, como el metano renovable, deben cumplir un mínimo del 70% de reducción de gases de efecto invernadero durante todo su ciclo de vida. El CO₂ biogénico, el biogás y el gas de síntesis procedentes de la producción sostenible de biometano se consideran neutros en carbono y, por tanto, pueden constituir una fuente atractiva de CO₂ para producir metano renovable (u otros combustibles renovables o productos químicos). Según la EBA, el potencial teórico de CO₂ derivado de la producción de biometano de 35 bcm (como objetivo del Plan REPowerEU) sería de 46 Mt⁷⁷. Un mayor desarrollo del sector aumentará significativamente la cantidad disponible.

La producción de metano renovable puede ser beneficiosa en determinadas circunstancias. Sin embargo, tanto la producción de hidrógeno (~65% de eficiencia) como la reacción de metanización (~75% de eficiencia) conllevan pérdidas significativas, es clave priorizar el uso de electricidad e hidrógeno primero y en ese orden. Un ejemplo podría ser cuando el hidrógeno se produce en zonas congestionadas por la red, pero no hay infraestructura de hidrógeno disponible (todavía). Este hidrógeno se produce entonces con electricidad a bajo precio y podría combinarse con CO₂ de una fuente cercana, por ejemplo, de plantas de biometano. Esto podría ofrecer más flexibilidad al sistema energético. Otra forma de utilizar este hidrógeno podría ser introducirlo en el reactor de digestión anaerobia, lo que constituye una manera eficaz de aumentar el rendimiento de la instalación.

El nivel de preparación tecnológica de la metanización se sitúa actualmente entre 6 y 9, y en la última década se han llevado a cabo varios proyectos de demostración en toda Europa⁷⁸. La cantidad y el tamaño de las plantas de metanización han aumentado en los últimos años, con el anuncio de importantes plantas a gran escala en Francia y los Países Bajos. Ejemplos de dos proyectos de metanización punteros en Europa son:

- **BIOMETHAVERSE:** El proyecto BIOMETHAVERSE pretende diversificar la base tecnológica de la producción de biometano en Europa⁷⁹. En Francia, Grecia, Italia, Suecia y Ucrania se están demostrando cinco vías innovadoras de producción de biometano⁸⁰. En los demostradores de BIOMETHAVERSE, el CO₂ capturado procedente de la digestión anaerobia o de la producción por gasificación (en el caso del demostrador sueco) se combina con hidrógeno verde o energía renovable para aumentar el rendimiento global del biometano. Las vías de producción del proyecto abarcan una o varias de las siguientes: termoquímica, bioquímica, electroquímica y biológica. Cuatro de las plantas de demostración utilizan la digestión anaerobia y una la gasificación térmica. Según los socios del proyecto BIOMETHAVERSE, la aplicación de estas tecnologías tiene el potencial de aumentar la producción de biometano en un 66% y, además, reducir los costes de producción de biometano hasta en un 44%.

⁷⁷ Asociación Europea del Biogás, 2022, Biogenic CO₂ from the biogas industry. https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2022/10/Biogenic-CO2-from-the-biogas-industry_Sept2022-1.pdf

⁷⁸ Gasunie, GasTerra y DNV GL (2019). Metanización. <https://www.gasterra.nl/en/news/methanation-technology-enables-gas-system-decarbonization>.

⁷⁹ En el proyecto participan 22 socios de 9 países y durará 54 meses. La financiación total ronda los 10 millones de euros, de los que la Comisión Europea aporta el 70%.

⁸⁰ BIOMETHAVERSE Sitios de demostración: <https://www.biomethaverse.eu/demo-sites/>

- **Nature Energy:** En noviembre de 2023, Nature Energy y Andel pusieron en marcha la primera planta de metanización biológica a escala comercial del mundo. La planta, situada en Glansager on Als (Dinamarca), se construyó en tan solo un año. La planta de electrólisis de Andels convierte el exceso de electricidad renovable en hidrógeno que se introduce en la planta de metanización de Nature Energy, donde se combina con CO₂. Aquí forma metano renovable, aumentando así la producción de biogás de la planta de biogás existente. Una vez en pleno funcionamiento, se espera que el hidrógeno producido aumente la producción de biogás de Nature Energy en 12,000 m³ al día⁸¹.

Para seguir ampliando el metano renovable y aumentar el rendimiento de las instalaciones de biometano, son necesarias varias acciones. En primer lugar, es vital una integración inteligente entre las redes de gas y electricidad. El hidrógeno renovable se necesita en los lugares adecuados y en volúmenes significativos, y las infraestructuras de electricidad y gas tienen que estar disponibles. Para hacer posible esta integración, será necesario investigar y desarrollar la optimización de los lugares de producción en relación con las infraestructuras cercanas. Estos proyectos necesitarán la debida diligencia, incluido el análisis del modelo de negocio. Cuando los proyectos de metanización beneficien al contexto del sistema energético local, por ejemplo reduciendo la restricción de las energías renovables, deberán establecerse políticas de apoyo y mecanismos de financiación.

⁸¹ Nature Energy, puesta en funcionamiento de la central Power-to-X, 2023. <https://nature-energy.com/news/power-to-x-plant- puesta en funcionamiento>

Apéndice A. Potenciales de producción de biometano en 2030 y 2050

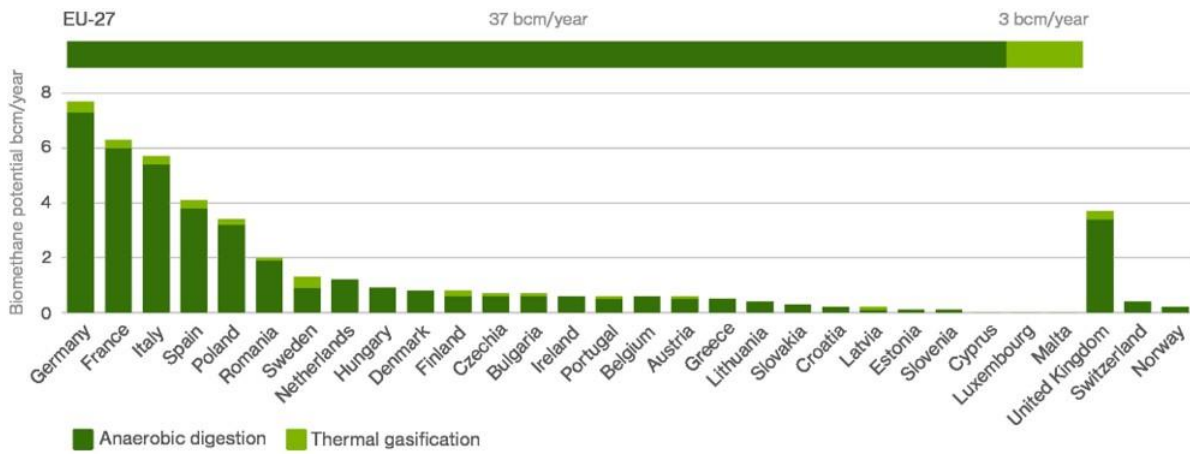


Figura A1. Potencial de biometano (bcm/año) en 2030 por país y tecnología

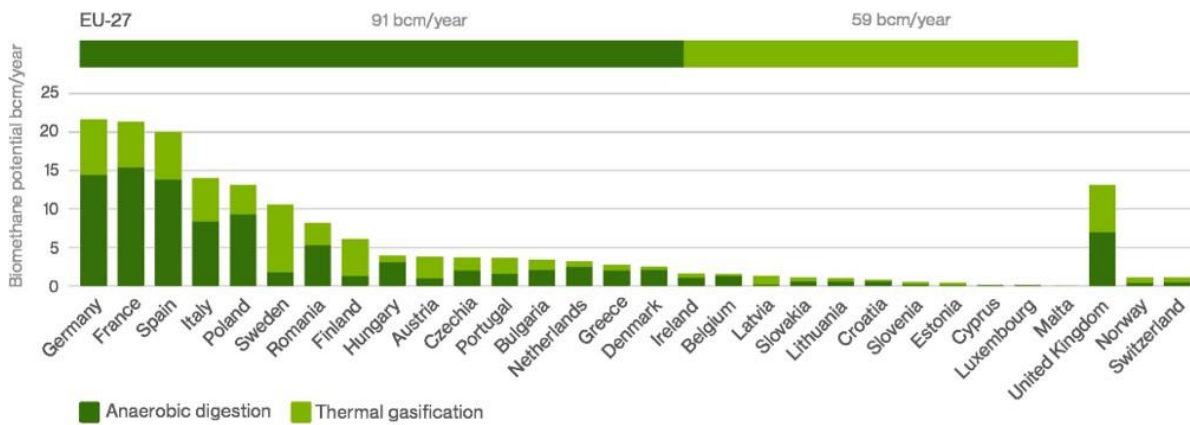


Figura A2. Potencial de biometano (bcm/año) en 2050 por país y tecnología

Apéndice B. Comparación con el estudio Gas for Climate

Tabla B1. Digestión anaerobia en Europa en 2030 (bcm/año)

Materia prima	Estudio Gas for Climate (2022)	Estudio de la Asociación Europea de Biogás (2024)
Residuos agrícolas	10.1	10.9
Estiércol animal	13.4	12.4
Residuos biológicos	1.9	1.9
Aguas residuales industriales	4.0	3.4
Pradera permanente	2.2	2.2
Césped de arcén	0.6	0.6
Cultivos secuenciales	8.6	8.5
Lodos de depuradora	1.0	1.0

Tabla B2. Digestión anaerobia en Europa en 2050 (bcm/año)

Materia prima	Estudio Gas for Climate (2022)	Estudio de la Asociación Europea de Biogás (2024)
Residuos agrícolas	16.3	18.1
Estiércol animal	19.1	17.0
Residuos biológicos	1.5	1.5
Aguas residuales industriales	11.5	11.3
Pradera permanente	2.2	2.2
Césped de arcén	0.6	0.6
Cultivos secuenciales	46.0	47.0
Lodos de depuradora	1.0	1.0

Tabla B3. Gasificación térmica en Europa en 2030 (bcm/año)

Materia prima	Estudio Gas for Climate (2022)	Estudio de la Asociación Europea de Biogás (2024)
Residuos forestales	1.0	0.8
Cuidado del paisaje madera	0.4	0.4
Residuos sólidos urbanos	0.8	1.1
Podas	0.1	0.1
Residuos de madera	1.0	1.0

Tabla B4. Gasificación térmica en Europa en 2050 (bcm/año)

Materia prima	Estudio Gas for Climate (2022)	Estudio de la Asociación Europea de Biogás (2024)
Residuos forestales	21.6	18.3
Cuidado del paisaje madera	7.3	7.3
Residuos sólidos urbanos	13.5	16.4
Podas	2.7	2.7
Residuos de madera	22.0	22.0



Biogases en el horizonte 2040

Un camino realista y resiliente
hacia la neutralidad climática

Abril 2024