



FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS Y  
EMPRESARIALES

**EL BIOMETANO COMO VECTOR EMERGENTE  
EN ESPAÑA: POTENCIAL Y PERSPECTIVAS  
HACIA 2030**

Autor: Pablo Fernández Andrés

5º E-3 A

Tutora: María Guadalupe Esteban Cerezo

Madrid

Marzo 2026

## ***Resumen***

El presente trabajo académico analiza el papel del biometano como vector energético emergente en España, evaluando su potencial de contribución a la descarbonización, la autonomía energética y la economía circular en el horizonte 2030. Para ello, se contextualiza el biometano dentro del marco regulatorio europeo y español, con especial atención al PNIEC 2023-2030, la Directiva RED III y la Hoja de Ruta del Biogás, y se examina la situación actual del sector tanto en Europa como en España, donde la brecha entre el potencial técnico estimado (163 TWh/año) y la producción real (inferior a 1 TWh/año) resulta especialmente significativa. El trabajo identifica las principales barreras que frenan el despliegue, como la tramitación administrativa, financiación e infraestructuras de conexión, y analiza las oportunidades derivadas de la valorización de residuos orgánicos, la producción de biofertilizantes y la generación de empleo rural. Como aportación diferencial, se incorpora un caso práctico basado en un modelo económico-financiero de una planta tipo de 100 GWh/año, cuyos resultados arrojan una TIR del proyecto del 12,7% y una TIR del accionista del 15,6%, demostrando la viabilidad económica y financiera del biometano en España donde los contratos de compraventa de biometano a largo plazo (BPAs) permitirán estructurar esquemas de Project Finance (sin recurso al accionista), replicando la financiación habitual en otras tecnologías renovables como la eólica o la fotovoltaica. Se concluye que España dispone de una oportunidad estratégica para liderar el mercado europeo del biometano, siempre que se agilice el entorno regulatorio y se establezcan señales de demanda obligatoria que transformen el amplio pipeline de proyectos en capacidad operativa real.

## ***Palabras clave***

Biometano; transición energética; descarbonización; economía circular; digestión anaerobia; PNIEC; garantías de origen

## ***Abstract***

This academic paper analyzes the role of biomethane as an emerging energy vector in Spain, evaluating its potential contribution to decarbonization, energy autonomy, and the circular economy by 2030. To this end, biomethane is contextualized within the European and Spanish regulatory framework, with particular attention to the PNIEC 2023–2030, the RED III Directive, and the Biogas Roadmap. The study also examines the current state of the sector both in Europe and in Spain, where the gap between the estimated technical potential (163 TWh/year) and the actual production (below 1 TWh/year) is particularly significant. The paper identifies the main barriers hindering the sector's development, such as administrative permitting processes, financing constraints, and grid connection infrastructure, and analyzes the opportunities derived from organic waste valorization, biofertilizer production, and rural job creation. As a distinctive contribution, the study includes a practical case based on a financial model of a reference plant with a capacity of 100 GWh/year. The results show a project IRR of 12.7% and an equity IRR of 15.6%, demonstrating the economic and financial feasibility of biomethane projects in Spain where long-term offtake biomethane purchase agreements (BPAs) will allow to close project finance structures, replicating the common financing structures of other renewable technologies such as wind or PV. The paper concludes that Spain has a strategic opportunity to become a leader in the European biomethane market, provided that the regulatory environment is streamlined and mandatory demand signals are established, enabling the large pipeline of projects to be converted into actual operational capacity.

## ***Keywords***

Biomethane; energy transition; decarbonization; circular economy; anaerobic digestion; PNIEC; guarantees of origin

## ÍNDICE

<b>I. INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>6</b>
1. Contexto y justificación del estudio .....	6
2. Objetivos del trabajo y preguntas de investigación.....	6
3. Metodología y fuentes de información.....	7
<b>II. LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA EN ESPAÑA: EVOLUCIÓN, RETOS Y METAS HACIA 2030</b> .....	<b>8</b>
1. Concepto y fundamentos de la transición energética .....	8
2. Políticas y marcos europeos: Pacto Verde Europeo, Agenda 2030 y Directiva RED III	10
3. Estrategia española: el PNIEC 2023-2030 .....	11
4. Objetivos por tecnología: panorama actual del mix energético .....	14
5. Oportunidades y desafíos del modelo español .....	16
<b>III. EL BIOMETANO: DEFINICIÓN, PROCESO Y PAPEL EN LA ECONOMÍA CIRCULAR</b> .....	<b>20</b>
1. Qué es el biometano y cómo se produce .....	20
2. Diferencias entre biogás y biometano .....	22
3. El biometano en el marco de la economía circular.....	23
4. Beneficios medioambientales y sociales: valorización de residuos, fertilizantes sostenibles, empleo rural.....	26
5. Principales tecnologías y tendencias de innovación.....	30
<b>IV. SITUACIÓN ACTUAL DEL BIOMETANO EN EUROPA Y EN ESPAÑA</b>	<b>31</b>
1. Panorama europeo: países líderes, incentivos y modelos de éxito .....	31
2. España: capacidad instalada, potencial técnico y producción actual.....	33
3. Principales actores del sector en España: empresas y organismos.....	36
4. Barreras actuales: tramitación, financiación, infraestructuras.....	37
<b>V. MARCO REGULATORIO Y POLÍTICAS DE APOYO</b> .....	<b>40</b>
1. El marco legal europeo: Directivas RED II y RED III.....	40

2.	El marco español: PNIEC, Hoja de Ruta del Biogás y normativa de residuos ..	42
3.	Mecanismos de incentivo y ayudas existentes .....	44
<b>VI. ANÁLISIS ECONÓMICO Y ESTRATÉGICO DEL BIOMETANO EN ESPAÑA .....</b>		<b>46</b>
1.	Cadena de valor y estructura de costes .....	46
2.	Modelos de negocio y financiación .....	48
<b>VII. CASO PRÁCTICO: ANÁLISIS FINANCIERO DE UNA PLANTA TIPO DE BIOMETANO.....</b>		<b>49</b>
1.	Descripción del proyecto base .....	49
2.	Supuestos del modelo financiero: inversión, costes operativos, ingresos por venta de biometano y subproductos .....	51
3.	Estructura de financiación .....	55
4.	Cuenta de resultados .....	57
5.	Flujos de caja y rentabilidad del proyecto y del accionista .....	59
6.	Análisis de sensibilidad .....	60
<b>CONCLUSIONES .....</b>		<b>61</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>		<b>63</b>

# **I. INTRODUCCIÓN**

## **1. Contexto y justificación del estudio**

La transición energética constituye uno de los principales retos económicos, ambientales y estratégicos a los que se enfrenta España en el horizonte 2030, en un contexto marcado por la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, disminuir la dependencia energética exterior y avanzar hacia un modelo más sostenible y competitivo.

En este escenario, el biometano emerge como una excelente opción con un elevado potencial de cara a futuro, al tratarse de un gas de origen autóctono que puede integrarse directamente en las infraestructuras gasistas existentes y contribuir tanto a la descarbonización del sistema energético como al desarrollo de la economía circular mediante la valorización de residuos orgánicos. Diversos estudios sectoriales señalan que España dispone de uno de los mayores potenciales de producción de biometano de Europa, estimando en torno a 163 TWh anuales, lo que permitiría cubrir hasta el 45% de la demanda nacional de gas natural, situando a este vector como una alternativa real y estratégica frente a otras renovables más consolidadas (Sedigas, 2024).

No obstante, su grado de implantación actual sigue siendo limitado en comparación con otros países europeos, debido a barreras regulatorias, financieras y, sobre todo, administrativas, que condicionan su desarrollo (EY, 2024). En este contexto, el presente trabajo se justifica por la necesidad de analizar de forma integral el papel que puede desempeñar el biometano en el sistema energético español, evaluando su viabilidad económica, su encaje en el marco normativo vigente y su contribución a los objetivos climáticos y de sostenibilidad, con especial atención a su potencial crecimiento hacia 2030 desde una perspectiva empresarial y estratégica.

## **2. Objetivos del trabajo y preguntas de investigación**

El objetivo general de este trabajo es analizar el papel que puede desempeñar el biometano en España, siendo una de las fuentes de energía emergentes dentro del proceso

de transición energética hacia 2030. Por ello, se hará una evaluación de por qué puede ser una alternativa con valor estratégico para descarbonizar la economía, reforzar la autonomía energética y aportar soluciones de economía circular.

En línea con este enfoque, el trabajo persigue:

- Contextualizar el biometano dentro de las metas energéticas y climáticas a 2030 y su potencial contribución a reducir la dependencia energética.
- Dimensionar el potencial de desarrollo del biometano y comparar la brecha entre dicho potencial y la realidad actual del sector.
- Identificar las principales barreras que frenan su despliegue, especialmente las regulatorias, administrativas y de mercado, y las palancas que podrían acelerarlo.
- Evaluar su viabilidad económica desde una óptica empresarial tras el aprendizaje obtenido al trabajar con un modelo financiero de una planta tipo en mis prácticas de julio de 2025 en una empresa del sector renovable.
- Proponer conclusiones y recomendaciones realistas para compañías del sector.

A partir de estos objetivos, se plantean como preguntas de investigación:

- ¿Qué valor diferencial aporta el biometano frente a otras vías de descarbonización en España en el horizonte 2030?
- ¿Qué magnitud de despliegue sería razonable y qué condiciones deberían cumplirse para alcanzarla?
- ¿Qué barreras están siendo más determinantes y cómo deberían priorizarse los cambios para reducir la incertidumbre y facilitar inversión?
- Y desde un punto de vista estrictamente económico, ¿bajo qué supuestos de costes, ingresos e incentivos una planta tipo resulta viable y competitiva en España?

### **3. Metodología y fuentes de información**

La metodología de este trabajo se basa en un enfoque mixto (cualitativo-cuantitativo), coherente con un análisis económico, regulatorio y ambiental del biometano en España.

En primer lugar, se realiza una revisión documental de los principales marcos de planificación energética y climática y de las estrategias específicas relacionadas con gases

renovables, utilizando como columna vertebral tanto el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2023-2030 (en adelante, PNIEC) y su actualización de 2024, como la Hoja de Ruta del Biogás, ambos elaborados y aprobados por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) de España, con el fin de identificar objetivos, prioridades y medidas que condicionan el despliegue del biometano.

En paralelo, se recopilan y comparan fuentes sectoriales para dimensionar el potencial de producción y situar a España en el contexto europeo, apoyándose en estimaciones de asociación sectorial.

A continuación, se incorpora un análisis regulatorio aplicado centrado en elementos clave para el desarrollo del mercado a partir de documentos de organismos reguladores.

Por último, el trabajo integra un caso práctico con un enfoque empresarial; un modelo financiero de una planta con el que se evalúa la viabilidad bajo distintos supuestos y se conecta la parte “macro” (objetivos y regulación) con la realidad de inversión. Como complemento, se utiliza bibliografía de apoyo a través de informes, artículos de consultoría y prensa económica especializada para contrastar tendencias, proyectos y barreras percibidas por los actores del sector, priorizando siempre las fuentes institucionales y técnicas frente a las divulgativas.

## **II. LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA EN ESPAÑA: EVOLUCIÓN, RETOS Y METAS HACIA 2030**

### **1. Concepto y fundamentos de la transición energética**

La transición energética designa el cambio progresivo y deliberado del modelo con el que se genera, se transporta y se utiliza la energía, de modo que el conjunto del sistema resulte compatible con las restricciones climáticas y ambientales. En la práctica, esto implica reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, disminuir la dependencia de los combustibles fósiles y atenuar los riesgos económicos que conlleva un modelo basado en el carbono.

A escala internacional, el principal referente normativo es el Acuerdo de París (2015), cuyo articulado establece la meta de contener la subida de la temperatura media del planeta «muy por debajo» de los 2 °C con respecto a la era preindustrial, con la aspiración adicional de no superar los 1,5 °C. El propio Acuerdo incluye también el compromiso de orientar los flujos financieros hacia trayectorias de bajas emisiones y, a más largo plazo, el propósito de lograr un balance neto entre las emisiones antropogénicas y la capacidad de absorción de los sumideros durante la segunda mitad del siglo XXI (UNFCCC Paris Agreement, 2015).

En el ámbito de la Unión Europea (UE), esa ambición climática se concreta en el Pacto Verde Europeo, que la Comisión presentó en 2019 como una estrategia de crecimiento renovada. Su propósito es convertir a la UE en una economía competitiva y eficiente en el empleo de recursos, capaz de alcanzar la neutralidad climática en 2050 y de desvincular la actividad económica del consumo de materias primas. El documento subraya, además, que la transformación ha de ser socialmente equitativa, de manera que ningún ciudadano ni territorio quede al margen del proceso (Comisión Europea, Pacto Verde Europeo, 2019).

En el caso español, la Ley 7/2021, de cambio climático y transición energética, incorpora esta visión al ordenamiento interno al reconocer la descarbonización como un eje vertebrador de la economía y la sociedad. La norma insiste en que el éxito de la transición depende de un marco predecible y estable que evite sobrecostes y la aparición de activos varados, de señales regulatorias que den certidumbre a la inversión privada y de instrumentos de acompañamiento dirigidos a los colectivos más expuestos a los efectos del cambio de modelo.

Conviene subrayar que la transición energética va mucho más allá de la mera instalación de capacidad renovable. Su lógica descansa en la combinación de varios pilares: la eficiencia energética, entendida como la capacidad de satisfacer las mismas necesidades con un menor consumo; la electrificación de los usos finales allí donde resulte técnicamente viable; y la utilización de vectores renovables alternativos (como el hidrógeno verde o el biometano) en aquellos sectores cuya electrificación directa es difícil o inviable. A ello hay que sumar la modernización de las redes de transporte y

distribución, el despliegue de sistemas de almacenamiento y la digitalización del sistema, tres elementos imprescindibles para gestionar un parque de generación más distribuido y variable. La finalidad última de este proceso es configurar un sistema energético más autónomo y resiliente, apoyado en recursos propios, que contribuya simultáneamente a la modernización del tejido productivo, la creación de empleo de calidad y la mejora de la salud pública y el medio ambiente, todo ello articulado mediante una gobernanza que coordine las distintas políticas sectoriales y permita un seguimiento riguroso de los avances (MITECO, 2020).

## **2. Políticas y marcos europeos: Pacto Verde Europeo, Agenda 2030 y Directiva RED III**

En el plano europeo, la transición energética se articula a través de un marco político multinivel que combina: una estrategia de crecimiento y descarbonización, a través del Pacto Verde Europeo; un compromiso global de sostenibilidad, gracias a la Agenda 2030; y una norma sectorial que concreta objetivos y reglas de cómputo, como es la Directiva RED III.

En primer lugar, el Pacto Verde Europeo (2019) se presenta como una “nueva estrategia de crecimiento” orientada a transformar la Unión Europea en una economía moderna y eficiente en recursos, con el objetivo de llegar a cero emisiones netas en 2050 y con una transición “justa e integradora”; además, la propia Comisión lo conecta explícitamente con la Agenda 2030 y con la idea de situar los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) en el centro de la elaboración de políticas. Esta conexión se entiende mejor si se recuerda que la Agenda 2030, aprobada por la Asamblea General de la Organización de las Naciones Unidas (ONU) en 2015, es un marco universal, “integrado e indivisible”, que conjuga las dimensiones económica, social y ambiental del desarrollo y que, en materia energética y climática, fija como horizonte tanto el acceso a una energía “asequible, fiable y sostenible” (ODS 7) como la acción urgente frente al cambio climático (ODS 13).

Sobre esta base, la Directiva (UE) 2023/2413 (RED III) actualiza el marco de renovables para acelerar el despliegue, ya que eleva el objetivo vinculante de renovables al 42,5% del consumo final bruto de la UE en 2030 y plantea un esfuerzo colectivo hacia el 45%,

en un contexto explícito de REPowerEU y seguridad de suministro; y, de forma especialmente relevante para gases renovables, reconoce que sus modificaciones también buscan apoyar el objetivo de 35.000 millones de m<sup>3</sup> anuales de biometano sostenible en 2030.

**Figura 1. Objetivos cuantitativos de la Directiva (UE) 2023/2413 – RED III**

Objetivos Cuantitativos de la Directiva (UE) 2023/2413 – RED III		
Sector / Área	Objetivo 2030	Unidad / Notas
Participación de renovables en consumo final bruto	≥ 42,5 %	Porcentaje sobre el consumo final bruto de energía
Renovables en calefacción y refrigeración	≥ 1,1 % aumento anual hasta 2030	Porcentaje de incremento anual
Hidrógeno renovable en la industria	≥ 42 %	Porcentaje del hidrógeno usado en procesos industriales
Energía renovable en transporte	≥ 29 % de energía renovable o Reducción de emisiones ≥ 14,5 %	Elección del Estado miembro entre energía o emisiones
Renovables en edificios	≥ 49 %	Porcentaje del uso final de energía en edificios

*Fuente: Objetivos cuantitativos de la Directiva (UE) 2023/2413, (RED III) (2023)*

Finalmente, más allá de los porcentajes, RED III refuerza el “cómputo” de la huella de carbono al condicionar la contabilización de determinados combustibles a una reducción mínima del 70% de gases de efecto invernadero (GEI), y a una metodología de evaluación basada en el ciclo de vida evitando dobles créditos, además de exigir auditorías independientes y un sistema de balance de masa para trazar y verificar las características de sostenibilidad y de reducción de GEI a lo largo de la cadena de custodia; en el transporte, concreta que la reducción de intensidad de GEI se calcula aplicando reglas que combinan cantidades de energía con valores de referencia fósiles definidos en el Anexo V de la Directiva.

### 3. Estrategia española: el PNIEC 2023-2030

En España, la estrategia “marco” que ordena la política energética y climática hasta 2030 se concreta en la actualización del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC 2023-2030), aprobada mediante el Real Decreto 986/2024, de 24 de septiembre, que lo define como la herramienta de orientación estratégica nacional que integra energía y

clima de acuerdo con la normativa nacional y europea (incluido el Reglamento (UE) 2018/1999) y que, además, se elabora incorporando participación pública y evaluación ambiental estratégica.

En coherencia con el aumento de ambición europea tras los paquetes “Fit for 55” y REPowerEU, y con una agenda interna de electrificación y despliegue renovable, el PNIEC actualizado plantea múltiples resultados para 2030, como por ejemplo una reducción del 55% de emisiones de gases de efecto invernadero respecto a 2005, junto con un salto general en renovables y eficiencia que busca transformar el mix y reducir la dependencia exterior.

En la práctica, el Plan concreta objetivos medibles que sirven de “norte” para el resto de las políticas. **Respecto a la generación**, se fijan los siguientes objetivos:

- alcanzar un 81% de generación renovable;
- impulsar hasta 160 GW de potencia renovable dentro de un total cercano a 214 GW;
- desplegar 22,5 GW de almacenamiento;
- multiplicar casi por 2 la generación solar fotovoltaica, incluyendo metas complementarias como 19 GW de autoconsumo;
- multiplicar por 1,5 la capacidad de generación eólica, incluyendo 3GW de eólica marina
- desplegar 12 GW de electrolizadores vinculados al hidrógeno renovable, y
- instalar plantas de biometano para llegar a producir 20TWh/año

**Figura 2. Objetivos del PNIEC 2023-2030 y comparación con los valores actuales**

Área	Indicador	Valor actual aproximado	Objetivo 2030 PNIEC		
1	Clima	Reducción de emisiones GEI	≈ -23% vs 1990	32%	Reducción respecto a 1990
2	Renovables	Participación renovables en consumo final	≈ 23-25%	48%	Porcentaje del consumo final de energía
3	Renovables	Electricidad renovable	≈ 56-58%	81%	Porcentaje de generación eléctrica
4	Capacidad instalada	Eólica total	33,3 GW	62 GW	Incluye 3 GW eólica marina
5	Capacidad instalada	Solar fotovoltaica	50,4 GW	76 GW	Incluye 19 GW autoconsumo
6	Capacidad instalada	Biomasa eléctrica	≈ 1.1 GW	1,4 GW	Capacidad instalada
7	Capacidad instalada	Almacenamiento energético	3,3GW (sólo 0,1GW baterías)	22,5 GW	Baterías y otros sistemas (bombeo)
8	Hidrógeno	Electrolizadores renovables	≈ 0.3 GW	12 GW	Capacidad instalada
9	Gases renovables	Producción biogás/biometano	≈ 0.3-0.4 TWh/año	20 TWh/año	Producción anual prevista
10	Eficiencia energética	Mejora eficiencia energética	≈ 35%	43%	Respecto a escenario base
11	Edificación	Viviendas rehabilitadas	≈ 500.000 viviendas	1,38 millones	Rehabilitación energética acumulada
12	Movilidad	Vehículos eléctricos	≈ 500.000 vehículos	5,5 millones	Parque estimado en 2030
13	Independencia energética	Reducción dependencia energética	≈ 68%	50%	Producción nacional sobre consumo

*Fuente: Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC 2023-2030) (2024); REE;  
Elaboración propia*

**Respecto a la demanda**, el enfoque combina eficiencia y electrificación:

- se eleva el parque de vehículos eléctricos a 5,5 millones;
- se refuerzan actuaciones como la rehabilitación de 1.377.000 viviendas;
- se proyecta un 48% de renovables sobre la energía final, y
- una reducción del 43% del consumo de energía final

El resultado esperado es **bajar la dependencia energética hasta el 50%** en 2030 (desde niveles próximos al 73% en 2019).

**Desde el punto de vista económico**, el documento defiende que esta senda no es solo climática, sino también industrial y de competitividad. Se estima una inversión total acumulada de 308.000 millones de euros hasta 2030, siendo un 82% de esta privada; repartida principalmente entre renovables, eficiencia, electrificación y redes, y la asocia a impactos macroeconómicos positivos (PIB y empleo) y a co-beneficios en salud por menor contaminación.

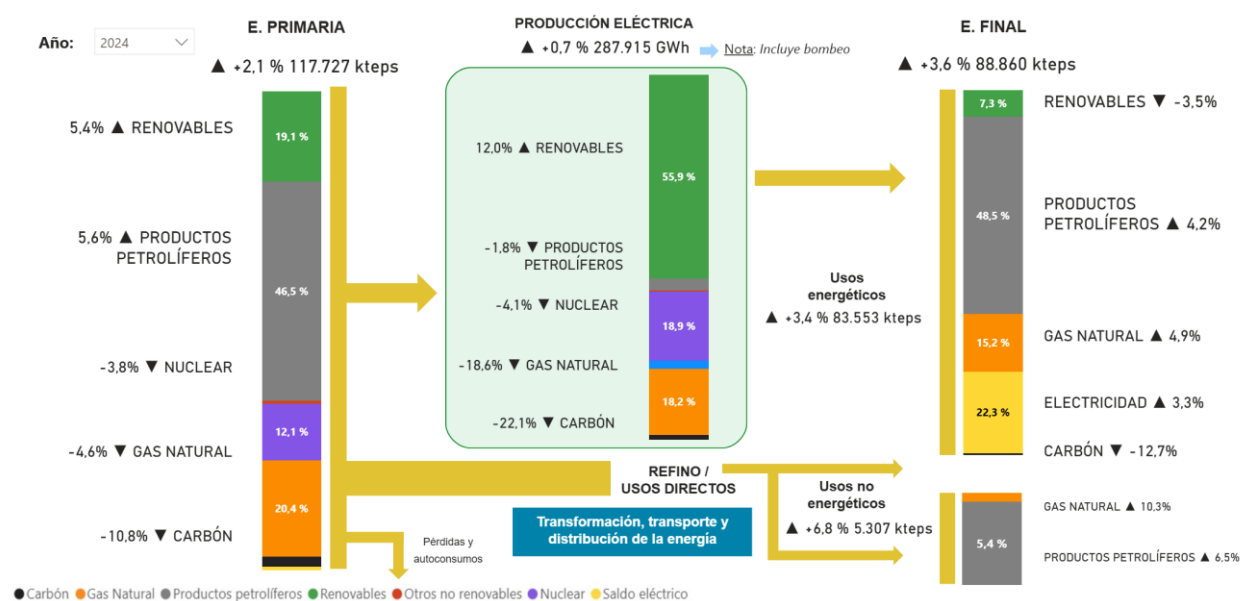
Además, el PNIEC también se entiende en diálogo con Europa, ya que la Comisión evaluó el borrador español remitido el 28 de junio de 2023, destacando elementos positivos, como las trayectorias para renovables, gases renovables y almacenamiento, pero señalando áreas de mejora como por ejemplo la eficiencia energética o el LULUCF (uso de la tierra, cambio de uso de la tierra y silvicultura), lo que ayuda a interpretar el PNIEC

definitivo como un instrumento de cumplimiento europeo y, a la vez, de planificación económica nacional.

#### 4. Objetivos por tecnología: panorama actual del mix energético

En 2024, el Balance Energético de España muestra que el consumo de energía primaria fue de 117.727 ktep (kilotonelada equivalente de petróleo) y que los productos petrolíferos siguen siendo el pilar del sistema (54.784 ktep), por delante del gas natural (24.065 ktep); las renovables alcanzan 22.840 ktep y su peso sube al 19,1%, mientras que el petróleo representa el 46,5% del mix primario, con una dependencia energética todavía elevada (68,4%) (MITECO, 2024).

Figura 3. Balance energético de España, 2024

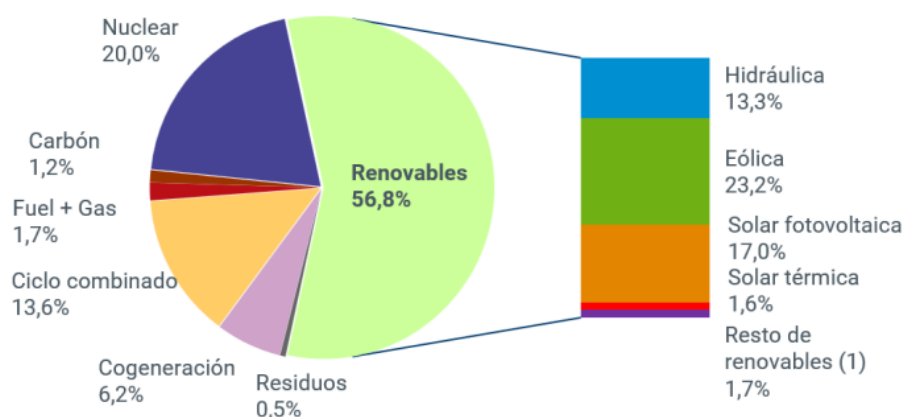


Fuente: IDAE

En energía final, con un total de 88.860 ktep, siguen mandando el petróleo y el gas. En ese contexto, el biometano puede ser clave porque permite sustituir parte del gas natural en usos difíciles de electrificar y, además, lo hace aprovechando la infraestructura gasista existente y valorizando residuos, uniendo descarbonización y economía circular.

Sin embargo, donde más se nota el avance tecnológico es en el sistema eléctrico: a cierre de 2024, España cuenta con 85 GW renovables (el 66,0% de la potencia instalada) y la generación renovable marca récord con el 56,8% del total (148.999 GWh); por tecnologías, la eólica lidera la producción con el 23,2%, seguida de nuclear (20,0%) y solar fotovoltaica (17,0%), mientras que el ciclo combinado aún aporta 13,6% y la hidráulica 13,3% (Redeia, 2025). Esta penetración creciente de eólica y fotovoltaica (VRES) hace que el reto ya no solo sea “instalar MW”, sino asegurar flexibilidad a través de almacenamiento, respuesta de demanda y respaldo, porque la variabilidad obliga a equilibrar el sistema casi en tiempo real (Chaves, Huclin y Ramos, 2025).

**Figura 4. Estructura de generación de energía eléctrica (%) en 2024 en España**



(1) Incluye biogás, biomasa, geotérmica, hidráulica marina, hidroeólica y residuos renovables.

*Fuente: Red Eléctrica – Informe del Sistema Eléctrico. Informe resumen de energías renovables 2024 25*

Con este punto de partida, el PNIEC 2023-2030 eleva la ambición planteando +105 GW renovables hasta 160 GW, 81% de generación eléctrica renovable, 22,5 GW de almacenamiento y 12 GW de electrolizadores para 2030. En objetivos por tecnología, fija hitos como 62 GW eólicos (incluida eólica marina), 76 GW solares fotovoltaicos, incluyendo autoconsumo, 20 TWh de biogás y el refuerzo del almacenamiento, y además dibuja un mix de potencia en 2030 donde la fotovoltaica (76.277 MW) y la eólica terrestre (59.054 MW) ganan mucho peso, el carbón desaparece y la nuclear baja a 3.181 MW.

## 5. Oportunidades y desafíos del modelo español

España llega a 2030 con una posición muy competitiva para liderar la transición energética en Europa, pero también con aspectos clave a mejorar que, si no se corrigen, pueden frenar la rentabilidad del despliegue renovable y su aceptación social.

Por un lado, el PNIEC plantea un salto muy ambicioso: 214 GW de potencia instalada en 2030, de los cuales 160 GW serían renovables y 22,5 GW de almacenamiento, y asume que la demanda eléctrica crecerá un 34% respecto a 2019, precisamente para absorber más generación renovable y electrificar usos finales (MITECO, 2025).

En paralelo, el propio PNIEC estima una movilización de inversión acumulada de 308.000 millones de euros hasta 2030 (con un peso mayoritariamente privado) y defiende que el “cambio energético” reduce la dependencia exterior al sustituir combustibles fósiles importados por recursos autóctonos, lo que en teoría mejora competitividad y seguridad de suministro (MITECO, 2025).

El problema es que el punto de partida todavía es altamente dependiente de los combustibles convencionales: el Balance Energético 2024 muestra que el petróleo mantiene un peso dominante en energía primaria (46,5%), que la dependencia energética sigue siendo elevada (68,4%) y que el transporte explica gran parte del consumo final por su vínculo con los productos petrolíferos (MITECO, 2025).

Esto abre una oportunidad enorme en cuanto a la posible reducción de importaciones y la volatilidad de precios, pero también un desafío estructural, ya que no basta con instalar renovables, sino que hay que “mover” demanda hacia electricidad y combustibles renovables.

En la práctica, ya estamos viendo el efecto de ese desajuste oferta-demanda: APPA Renovables alerta, mediante una nota de prensa, de que en 2024 los vertidos renovables (por falta de demanda y por restricciones de red) superaron el 8% de la electricidad renovable, y que, si no se impulsa electrificación, almacenamiento y redes, seguiremos perdiendo energía limpia.

En la misma línea, el sector eólico presenta importantes oportunidades impulsadas por la senda de la descarbonización, que proyecta que las renovables alcancen el 81% de la producción eléctrica para 2030, con un ambicioso objetivo de elevar la potencia instalada de los 33,3 GW (a febrero de 2026) a 62 GW. Sin embargo, este crecimiento conlleva desafíos técnicos críticos, como la gestión de restricciones técnicas (RRTT), que actualmente representan cerca del 1,8% de la energía producida. Además, el sector enfrenta el reto de un marco normativo que, a diferencia de otros países europeos, no compensa financieramente una gran parte de la pérdida de ingresos por redespacho, lo que eleva la percepción de riesgo para los inversores en el mercado español (Asociación Empresarial Eólica, 2024).

En este sentido, el modelo español tiene una baza importante a través de la planificación y refuerzo de red, con un volumen de inversiones relevante y modificaciones puntuales para atender nueva demanda, almacenamiento y renovables, incluyendo actuaciones y financiación asociada.

Sin embargo, uno de los principales retos que afronta actualmente el sector energético es de carácter social y territorial, ya que la implantación acelerada de infraestructuras renovables está generando conflictos vinculados al impacto paisajístico, a los usos del suelo y a la percepción de un reparto desigual de los costes y beneficios de la transición. En este sentido, D. Emilio Querol ya advertía en su intervención *“Transición energética sostenible: sostenibilidad económica, seguridad de suministro y estabilidad ecológica”* que uno de los problemas estructurales del modelo español reside en el reparto de competencias: mientras que las Comunidades Autónomas son responsables de la ordenación del territorio, la planificación y operación del sistema eléctrico (a cargo de Red Eléctrica) se realiza a escala nacional. Esta dualidad genera tensiones entre la gestión territorial y las necesidades energéticas del conjunto del país, dando lugar a situaciones en las que determinados territorios asumen el impacto ambiental y social asociado a estas infraestructuras, mientras otros se benefician de la energía generada sin soportar directamente dichos costes.

## El caso específico del biometano en España: oportunidades y desafíos

Dentro del contexto energético español, el biometano emerge como un vector con un potencial muy relevante, cuyas magnitudes concretas se detallan en el análisis DAFO (Figura 5) y se desarrollan en el punto IV.

No obstante, el sector identifica barreras significativas en los planos administrativo, regulatorio y logístico, que se analizan en detalle en los puntos IV y V y se sintetizan en el análisis DAFO (Sedigas, 2023).

En la práctica, esa tensión entre el impulso inversor y la contestación territorial ya es visible y se analiza con detalle más adelante.

La Figura 5 sintetiza, en formato DAFO, las fortalezas, debilidades, oportunidades y amenazas del biometano en España que se han ido apuntando a lo largo de este apartado y que se desarrollarán en los capítulos siguientes.

**Figura 5. Análisis DAFO del biometano en España con perspectiva hacia 2030.**

ANÁLISIS INTERNO	
FORTALEZAS	DEBILIDADES
<ul style="list-style-type: none"><li>● <b>Recurso autóctono abundante</b> Potencial estimado de 163 TWh/año (Sedigas, 2023), equivalente al 45% de la demanda nacional de gas natural, gracias a la amplia base agroganadera y de residuos orgánicos.</li><li>● <b>Compatibilidad con la red gasista</b> El biometano es indistinguible del gas natural, lo que permite inyectarlo directamente sin invertir en nuevas infraestructuras de consumo final.</li><li>● <b>Energía gestionable y almacenable</b> A diferencia de la eólica o fotovoltaica, puede almacenarse y distribuirse por una red muy capilar, aportando flexibilidad al sistema.</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>● <b>Producción muy por debajo del potencial</b> Menos de 1 TWh/año en red frente a 20 TWh objetivo PNIIEC para 2030 y 163 TWh de producción potencial. Solo 27 plantas en explotación (Gasnam, 2026).</li><li>● <b>Tramitación lenta y desigual</b> Procedimientos ambientales y de permisos distintos por CC.AA., largos y que encarecen proyectos al alargar plazos y aumentar incertidumbre.</li><li>● <b>Coste superior al gas fósil</b> Inversiones intensivas en CAPEX (digestor, upgrading, conexión) hacen que el coste de producción sea más elevado que el del gas natural convencional.</li><li>● <b>Logística del residuo limitante</b></li></ul>

<ul style="list-style-type: none"> <li>● <b>Doble producto: energía + subproductos</b> Genera biometano y digestato (biofertilizante), diversificando ingresos: gas, garantías de origen, cánones de tratamiento y fertilizantes orgánicos.</li> <li>● <b>Tecnología madura</b> La digestión anaerobia y el upgrading presentan alto grado de madurez, con opciones consolidadas: membranas, PSA, water scrubbing.</li> <li>● <b>Encaje con la economía circular</b> Transforma residuos (purines, FORSU, lodos EDAR) en energía y nutrientes, cerrando ciclos de materiales y reduciendo dependencia de fertilizantes importados.</li> </ul>	<p>El alto contenido en humedad de los residuos agroganaderos restringe radios competitivos a 10-15 km (IEA; SUBPGAN), condicionando ubicación y dimensionamiento de plantas.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● <b>Incentivos puntuales, no estructurales</b> Ayudas por convocatorias (IDAE/PRTR), sin régimen retributivo continuo ni señal obligatoria de demanda que dé visibilidad a largo plazo.</li> <li>● <b>Regulación del digestato incompleta</b> Las reglas de valorización como fertilizante no están plenamente consolidadas, dificultando su comercialización y restando valor al modelo de negocio.</li> </ul>
---	---

ANÁLISIS EXTERNO	
OPORTUNIDADES	AMENAZAS
<ul style="list-style-type: none"> <li>● <b>Marco europeo favorable</b> RED III eleva metas renovables (42,5-45%), REPowerEU fija 35 bcm de biometano en 2030 y se refuerzan GdO y zonas de aceleración de permisos.</li> <li>● <b>Primer destino europeo de inversión</b> La EBA sitúa a España como el país con mayor inversión prevista en biometano (4.800 M€), reflejando confianza del mercado en su potencial.</li> <li>● <b>Interés corporativo creciente</b> Repsol, Moeve, Naturgy y Ence construyen carteras de proyectos con objetivos de varios TWh, señalando una demanda industrial real y emergente.</li> <li>● <b>Sectores difíciles de electrificar</b> Industria, transporte pesado y usos térmicos necesitan alternativas al gas fósil; el biometano las cubre sin cambiar equipos de consumo.</li> <li>● <b>Reducción de dependencia energética exterior</b> Con dependencia del 68,4% (2024), sustituir gas importado por biometano autóctono mejora balanza comercial y seguridad de suministro.</li> <li>● <b>Desarrollo territorial</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● <b>Contestación social y moratorias</b> Rechazo vecinal por olores, tráfico y riesgos ambientales ya frena proyectos en territorios concretos, pudiendo generar bloqueos generalizados.</li> <li>● <b>Competencia por el sustrato</b> El crecimiento de la demanda de residuos orgánicos puede encarecer la materia prima por competencia entre plantas y con otros usos (compostaje).</li> <li>● <b>Riesgo de incumplimiento 2030</b> Brecha enorme entre pipeline (106 en proyecto) y operativas (27); sin acelerar tramitación, el objetivo de 20 TWh puede quedar sin materialización.</li> <li>● <b>Volatilidad del precio del gas</b> Caídas del gas fósil amplían el diferencial de coste, restando atractivo inversor salvo que existan primas o mandatos de mezcla estables.</li> <li>● <b>Incertidumbre regulatoria</b> Falta de transposición completa de RED III, ausencia de objetivos obligatorios de consumo y dispersión normativa entre CC.AA.</li> <li>● <b>Fugas de metano y riesgo reputacional</b></li> </ul>

Más de 21.700 empleos directos y 40.200 indirectos (Sedigas) en zonas rurales, contribuyendo a fijar población y combatir la despoblación.	La IEA advierte que fugas en la cadena pueden recortar el beneficio climático; sin estándares exigentes, el argumento ambiental se debilita.
--	--

Fuente: Elaboración propia.

### III. EL BIOMETANO: DEFINICIÓN, PROCESO Y PAPEL EN LA ECONOMÍA CIRCULAR

#### 1. Qué es el biometano y cómo se produce

El biometano puede entenderse como la versión “purificada” del biogás, es decir, un gas renovable cuya composición es muy parecida a la del gas natural, porque está formado casi por completo por metano (CH<sub>4</sub>). Es por ello, que el biometano puede emplearse como sustituto directo en usos habituales como combustible para calderas de agua caliente y calefacción, procesos industriales o el transporte, e incluso inyectarse en la red gasista cuando cumple las especificaciones de calidad marcadas por el operador del sistema gasista.

Para llegar a ese punto, el proceso suele dividirse en dos etapas:

- La primera etapa consiste en la generación de biogás mediante digestión anaerobia, es decir, a través de la descomposición de materia orgánica por microorganismos en ausencia de oxígeno (por ejemplo, purines ganaderos, residuos hortofrutícolas, lodos de depuradora o fracciones orgánicas de residuos urbanos). El resultado es una mezcla gaseosa donde predominan el metano (CH<sub>4</sub>) y el dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), y cuya proporción varía según el tipo de residuo y la tecnología empleada. Junto con ese gas aparece un coproducto relevante desde una perspectiva de economía circular, el digestato, un residuo del que puede separarse una fracción sólida y una líquida, que conserva nutrientes como el nitrógeno, el fósforo y el potasio, que, con el tratamiento y el encaje normativo adecuados, puede valorizarse como fertilizante, cerrando parte del ciclo de materiales y reduciendo la dependencia de insumos sintéticos.
- En la segunda etapa, el biogás se somete a una depuración o *upgrading*, que elimina CO<sub>2</sub>, el sulfuro de hidrógeno (H<sub>2</sub>S) causante del mal olor y otras impurezas para concentrar el metano y convertirlo en biometano “de calidad gas”. Una vez obtenido el biometano, puede inyectarse directamente a la red de gas, puede comprimirse

(bioGNC – Gas Natural Comprimido) o licuarse (bioGNL – Gas Natural Licuado) para adaptarse a distintos usos y logística.

**Figura 6. Cadena de valor del biogás**



*Fuente: Hoja de Ruta del Biogás, MITECO (2022)*

Desde mi punto de vista, las bondades del biometano se pueden resumir en los siguientes puntos:

- es una **energía renovable gestionable, almacenable y distribuible** en una red de gas natural extensa y muy capilar en España y el resto de Europa;
- **valoriza los residuos orgánicos** evitando la contaminación de las aguas, los malos olores y las emisiones de GEI (gases de Efecto Invernadero);
- **produce biofertilizantes** a partir del digestato;
- **crea empleo en el entorno rural**, dinamizando la economía en zonas en proceso de despoblación, fijando la población al medio rural y favoreciendo el relevo generacional en el sector agrícola y ganadero.

Además, ya se ven ejemplos en España que aterrizan esta idea en proyectos concretos: en 2024, Waga Energy, junto con PreZero España, pusieron en marcha una instalación de flujo inverso (*reverse flow*) para poder inyectar y transportar biometano desde redes de distribución a redes de mayor capacidad, lo que ilustra que parte del salto del biometano

no es solo tecnológico, sino que también aborda integración con infraestructuras. El proyecto supone una capacidad de producción de hasta 70 GWh de gas renovable al año, lo que equivale al consumo de 14.000 hogares o 200 camiones (PreZero España, 2024). Con todo, si España quiere capturar un potencial relevante, teniendo en cuenta que las estimaciones sectoriales sitúan el orden de magnitud en decenas o incluso más de 100 TWh anuales, mi impresión es que el despliegue debería priorizar proyectos bien dimensionados, ligados a polos agroindustriales y a puntos de conexión viables, porque en biometano “más grande” no siempre significa “mejor”: la disponibilidad real de residuo, la aceptación local, la logística y la coordinación de tiempos con los Ayuntamientos, pueden marcar la diferencia entre un activo rentable y uno inviable.

## **2. Diferencias entre biogás y biometano**

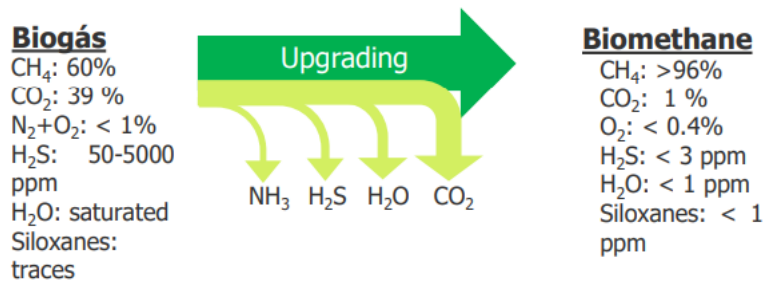
Aunque a veces se mencionan juntos como “gases renovables”, biogás y biometano no son lo mismo ni cumplen exactamente la misma función en el sistema energético, lo cual podemos ver en la definición que se da sobre estos en la Hoja de Ruta del Biogás del MITECO.

El biogás es una mezcla de gases generada por la digestión anaerobia de materia orgánica, en la que predominan metano ( $\text{CH}_4$ ) y dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), con presencia en pequeñas proporciones de otras sustancias, y cuyo poder calorífico es claramente inferior al del gas natural, lo que explica que muchas instalaciones lo utilicen directamente para generar calor o electricidad cerca del punto de producción, sin grandes exigencias de transporte.

En cambio, el biometano es el “salto” de calidad del biogás: como se mencionaba en el punto anterior, éste se obtiene al depurarlo (*upgrading*) para retirar  $\text{CO}_2$  y contaminantes, quedando un gas casi puro en metano que resulta indistinguible del gas natural en términos de uso, de modo que puede transportarse, almacenarse e incluso circular por infraestructuras gasistas y alimentar los mismos consumos finales (hogares, servicios e industria), lo cual le da una ventaja competitiva evidente desde el punto de vista de despliegue, porque no exige cambiar de cero toda la base de equipos del consumidor final.

Aun así, es importante matizar que esta facilidad tiene un coste: el *upgrading*, la conexión a red y los controles de calidad y trazabilidad añaden inversión y operación, y por eso el biometano tiene sentido sobre todo cuando el objetivo es sustituir gas fósil en red o abastecer demanda con continuidad; en cambio, si el proyecto se plantea únicamente para autoconsumo térmico local, muchas veces el biogás sin el *upgrading* ya puede ser suficiente.

**Figura 7. Diferencias de biogás y biometano**



*Fuente: Curso de verano – Universidad Rey Juan Carlos (2024)*

### 3. El biometano en el marco de la economía circular

En el marco de la economía circular, entendida como un modelo de producción y consumo que mantiene el valor de los productos, materiales y recursos durante el mayor tiempo posible y reduce al mínimo la generación de residuos, el biometano encaja de forma bastante natural porque transforma corrientes orgánicas que hoy suelen ser un coste de gestión (purines, lodos, gallinaza, fracción orgánica municipal o ciertos residuos industriales biodegradables) en energía y en coproductos valorizables.

Esta lógica, además, debe leerse desde la jerarquía de residuos: la valorización energética no debería ser un atajo para tratar como energía lo que podría prevenirse, reutilizarse o reciclarse, sino una opción que cobra sentido cuando se apoya en recogida separada y en una gestión que prioriza la prevención y el reciclado de alta calidad.

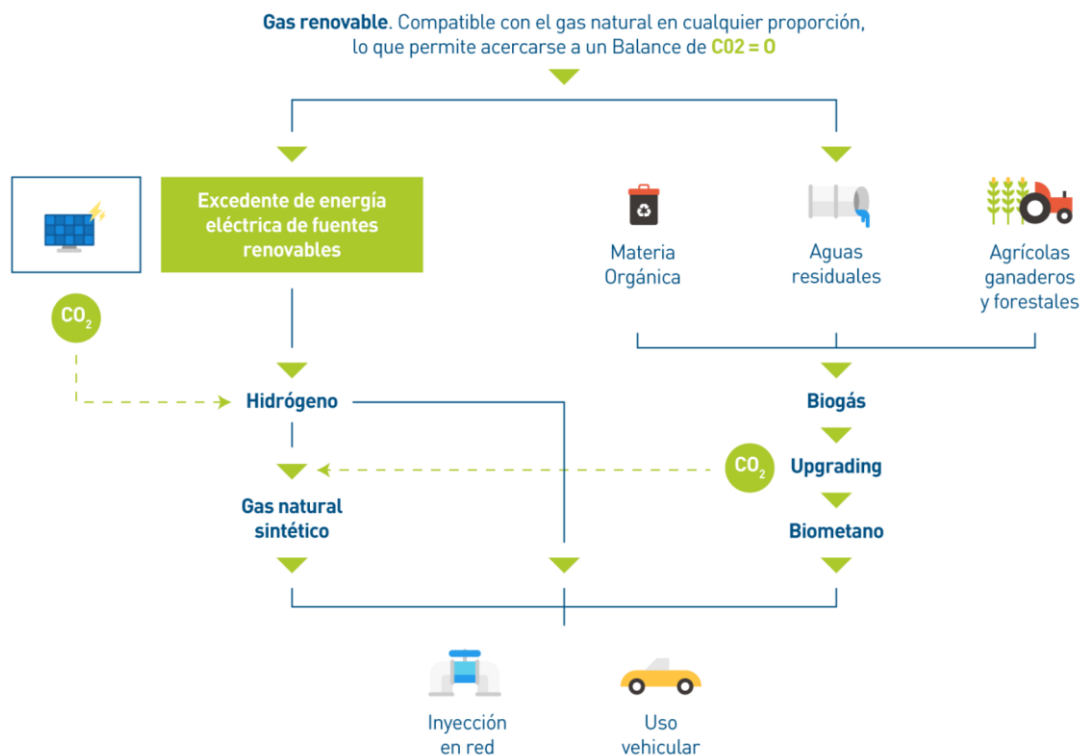
De hecho, la Hoja de Ruta del Biogás del MITECO subraya que el biometano producido por digestión anaerobia de residuos orgánicos constituye un caso muy destacable de economía circular y que su despliegue presenta sinergias con políticas transversales (por

ejemplo, el reto demográfico), siempre que se respeten los principios de gestión de residuos.

En términos climáticos, la IEA (International Energy Agency) recuerda que producir biogás o biometano a partir de ciertos sustratos puede evitar emisiones de metano que, de otro modo, se liberarían en el almacenamiento de estiércoles, en vertederos o en el tratamiento de aguas residuales, llegando incluso a balances climáticos “negativos” en el ciclo de vida. Además, también advierte de que fugas a lo largo de la cadena pueden recortar de forma material ese beneficio, lo que obliga a estándares ambientales exigentes y a buenas prácticas operativas (IEA, 2025).

Precisamente ahí, aparece el vínculo circular más económico para España: el digestato. En el enfoque europeo que recoge el MITECO, la digestión anaerobia se considera una operación de reciclado cuando el digestato se utiliza como fertilizante, porque devuelve nutrientes al suelo y cierra ciclos biológicos, reforzando la lógica de sustitución de insumos. En esa misma línea, la European Biogas Association estima que, si se escala la producción, el digestato puede aportar cantidades relevantes de nitrógeno, fósforo y potasio, y cubrir una parte apreciable de la demanda de nutrientes, lo que es especialmente valioso en un sector agrario muy expuesto a la volatilidad y la dependencia exterior de fertilizantes minerales.

**Figura 8. Esquema de producción de biometano**



*Fuente: Esquema de producción de biometano, Gasnam-Neutral Transport (2024)*

Ahora bien, para que este “círculo” funcione, la materia prima tiene que llegar en condiciones: la Ley 7/2022 obliga a implantar la recogida separada de biorresiduos con plazos concretos según el tamaño del municipio y, además, fija límites máximos de impuros, porque sin separación y control de calidad se disparan costes de pretratamiento y se degrada tanto el gas obtenido como la valorización del digestato.

La prensa española también apunta que esta “primera milla” (recogida y calidad del residuo) sigue siendo un cuello de botella en España, con municipios que aún no han desplegado bien la fracción orgánica y con presión para cumplir objetivos europeos de reciclaje (El País, 2025). En este sentido, esto afecta directamente al ritmo al que se puede escalar el biometano basado en fracción orgánica municipal, por un motivo casi empresarial, ya que sin un suministro estable y “limpio”, el modelo se vuelve más caro y arriesgado. Además, el relato circular no puede olvidar la licencia social: aunque el biometano se presente como un gas limpio, el rechazo vecinal por olores y tráfico generado por el transporte de residuos y digestato ya está apareciendo en algunos territorios, lo que obliga a diseñar proyectos con tecnología adecuada, transparencia y un

reparto local de beneficios si no quieren convertirse en un problema de reputación y de costes administrativos.

En paralelo, el sector empieza a demostrar que la circularidad puede ampliarse más allá de lo agroganadero y lo municipal; por ejemplo, Veolia anunció recientemente la primera producción de biometano a partir de residuos industriales en España, lo que sugiere oportunidades de simbiosis industrial siempre que se garantice trazabilidad y sostenibilidad.

#### **4. Beneficios medioambientales y sociales: valorización de residuos, fertilizantes sostenibles, empleo rural**

A continuación, se analizan los principales beneficios medioambientales y sociales asociados al desarrollo del biometano en España, más allá de su contribución energética.

##### **A. Valorización de residuos**

La valorización energética de residuos orgánicos mediante digestión anaerobia permite, en condiciones controladas, integrar purines, lodos o fracción orgánica en una cadena de valor que produce energía y reduce los impactos ambientales asociados a su manejo convencional.

A nivel climático, esto es relevante porque el tratamiento en condiciones controladas ayuda a evitar emisiones que, de otro modo, se liberarían de forma difusa, especialmente en el caso de residuos con potencial de generar metano. Recordemos que el metano es un gas de efecto invernadero mucho más potente que el CO<sub>2</sub>, con un potencial de calentamiento más de 80 veces mayor en 20 años, aunque persiste menos tiempo en la atmósfera (12 años) frente a siglos o milenios del CO<sub>2</sub>. El metano causa cerca del 30% del calentamiento global actual (CCAC-UNEP, 2026).

Además, desde la lógica empresarial, la valorización no es solo ambiental, sino que crea incentivos para profesionalizar la gestión del residuo (contratos de suministro, logística o trazabilidad), y eso, en mi opinión, puede traducirse en nuevos ingresos

para actores locales (explotaciones, cooperativas o gestores) si el mercado se estructura bien.

En España, se está empezando a reflejar que existe esta tracción empresarial precisamente por esa lógica de convertir residuos en energía y productos con valor, aunque también pone sobre la mesa que el despliegue debe hacerse con planificación para no generar rechazo social, lo cual termina siendo un riesgo reputacional y financiero del proyecto.

## **B. Fertilizantes sostenibles**

El segundo beneficio, muchas veces infravalorado, es el papel del digestato como coproducto. Como ya venimos diciendo, es el material que queda tras la digestión anaerobia y que conserva nutrientes y materia orgánica que pueden volver al suelo, siempre que se gestione con criterios agronómicos y dentro del marco normativo aplicable. Esto encaja con la idea clave de circularidad: cerrar el ciclo de nutrientes y reducir, al menos parcialmente, la dependencia de fertilizantes minerales.

En esa línea, Sedigas, mediante su *Estudio de la capacidad de producción de biometano en España (2023)*, resume el efecto “triple” del biometano señalando que:

- se evitan emisiones del residuo al tratarlo en un entorno controlado;
- desplaza combustibles fósiles como fuente de energía;
- el digestato puede usarse como fertilizante, reduciendo la demanda de fertilizantes minerales y devolviendo carbono orgánico al suelo.

A escala europea, la European Biogas Association (EBA), destaca que el uso de digestato puede aportar beneficios para el suelo, y también recoge evidencia de menores impactos en emisiones en comparación con la gestión directa de ciertas deyecciones sin tratamiento, lo que refuerza la idea de bioenergía y biofertilizantes como paquete conjunto. Desde mi punto de vista, esto es crucial para que el biometano sea competitivo, ya que, si el proyecto solo “vende gas”, es más vulnerable a ciclos de precios; si además optimiza y monetiza, o al menos asegura la salida del digestato, mejora su estabilidad económica y su aceptación local.

### C. Empleo rural y reto demográfico

Socialmente, el biometano tiene un componente territorial bastante directo: la materia prima está distribuida en residuos agrarios, ganaderos y urbanos, y eso favorece que parte de la inversión y del empleo se anclen en zonas rurales. El propio MITECO vincula el despliegue del biometano con retos transversales como la reactivación económica, el reto demográfico y la economía circular, reforzando la idea de que no es solo una política energética, sino también territorial.

El impacto laboral estimado por Sedigas (2023), que incluye más de 21.700 empleos directos y 40.200 indirectos en un escenario de despliegue amplio, se desglosa por comunidad autónoma a continuación:

**Figura 9. Principales impactos socioeconómicos del biometano por CC.AA.**

Principales impactos socioeconómicos por CC.AA.

Fuente: análisis de PwC y Biovic

CC.AA.	Número de plantas	Inversión estimada en plantas (M€)	Inversión necesaria en redes de gas (M€)	Empleo directo O&M estimado	Empleo indirecto O&M estimado
Castilla y León	520	10.112	749,9	5.156	10.915
Andalucía	334	5.476	469,4	3.148	5.315
Castilla-La Mancha	305	5.058	487,5	2.828	5.340
Cataluña	248	3.616	319,6	2.128	3.260
Aragón	238	4.422	341,5	2.296	4.605
Extremadura	164	3.224	338,5	1.592	3.150
Galicia	121	2.086	186,2	1.084	1.770
Comunidad Valenciana	106	1.413	134,6	880	1.275
Navarra	62	1.186	52,3	600	1.195
País Vasco	41	818	42,1	376	605
Murcia	40	666	38,2	356	580
Comunidad de Madrid	31	594	25,7	296	565
Principado de Asturias	27	364	27,8	224	330
Islas Baleares	25	420	25,3	220	395
Islas Canarias	23	340	69	192	305
Cantabria	21	324	19,9	172	255
La Rioja	20	376	21,3	188	345
<b>TOTAL</b>	<b>2.326</b>	<b>40.495</b>	<b>3.349</b>	<b>21.736</b>	<b>40.205</b>

Fuente: Estudio de la capacidad de producción de biometano en España, Sedigas (2023)

Hay varios aspectos a destacar de la lectura de la Figura 9. En primer lugar, la concentración territorial, donde Castilla y León lidera claramente con 520 plantas (alrededor del 22% total) y 10.112 M€ de inversión en plantas (alrededor del 25% total), además de 5.156 empleos directos y 10.915 indirectos. Esto muestra como el despliegue potencial se apoya especialmente en regiones con mayor base agroganadera y disponibilidad de sustratos.

En segundo lugar, podemos observar como el “Top 3” que domina el mapa: Castilla y León, Andalucía y Castilla-La Mancha sumarían 1.159 plantas, prácticamente la mitad del total (50%) y alrededor del 51% de la inversión en plantas. Esto tiene bastante sentido si nos ponemos a analizar densidad y clima de las tres comunidades.

Por último, destaca el efecto multiplicador de empleo: el total de empleo indirecto (40.205) es casi 1,85 veces el empleo directo (21.736). Esto es interesante, ya que refuerza lo que veníamos diciendo acerca del impacto del biometano, el cual no solo debe enfocarse en la operación de la planta, sino en la logística, mantenimiento, servicios auxiliares y cadena local de ésta.

En este sentido, la IEA, en su *Outlook for Biogas and Biomethane* (mayo 2025), añade un matiz interesante, diciendo que “para maximizar el beneficio socioeconómico, es clave que una parte significativa del gasto se quede en la economía local (ingenierías, operación, gestión de feedstock), porque ahí es donde el biometano se convierte de verdad en palanca de desarrollo y no solo en infraestructura energética”. Ahora bien, aquí cobra una importancia extrema el hecho de desarrollar proyectos bien ubicados, transparentes y con retornos locales creíbles, donde se realicen acuerdos con el sector primario o medidas de control de emisiones u olores. Un ejemplo útil para aterrizar esta doble cara es el caso de Ence, que presentó su estrategia de biometano ligada a la fabricación de fertilizantes orgánicos y a la autonomía energética, mostrando cómo el valor social del proyecto se construye alrededor de varios outputs, no solo del gas.

#### **D. Otros beneficios y una condición clave: aceptación social y permisos**

Además de lo anterior, hay beneficios “macro”, como la seguridad energética, la reducción de importaciones de gas fósil y la descarbonización de sectores que no se electrifican fácilmente, que hacen que el biometano tenga un atractivo especial en el corto plazo.

Pero, si tuviera que quedarme con una condición de éxito, sería la velocidad y calidad del desarrollo de proyectos: un informe del *Biomethane Industrial Partnership* (BIP) señala que el desarrollo de nuevos proyectos puede requerir varios años (incluyendo permisos) y subraya que acortar plazos manteniendo calidad y sostenibilidad es crítico para cumplir objetivos, precisamente porque las demoras se traducen en incertidumbre y costes. Esto conecta muy bien con lo que estamos viendo en España, si el despliegue se percibe como “impuesto” o mal planificado, la contestación social o las demoras en la obtención de permisos (Autorización Ambiental Integrada por parte de la Consejería de Medio Ambiente de la Comunidad Autónoma, o la licencia de obra por parte del Ayuntamiento) pueden frenar proyectos incluso aunque la tecnología sea sólida.

En mi opinión, el biometano solo va a consolidarse como solución socialmente valiosa si se diseña como infraestructura de proximidad, con gobernanza local, control ambiental exigente y un reparto claro de beneficios: empleo, contratos locales, mejora en gestión de residuos, fertilización, etc.

## **5. Principales tecnologías y tendencias de innovación**

En términos tecnológicos, la producción de biometano se apoya en etapas relativamente consolidadas, como la digestión anaerobia y la depuración, pero el salto hacia 2030 está viniendo sobre todo de innovaciones que reducen costes, aumentan rendimientos y facilitan la integración con redes y mercados; de hecho, *Hoja de Ruta del Biogás* del MITECO subraya que la cadena de valor presenta un alto grado de madurez tecnológica y que la activación del mercado puede ser inmediata.

A escala global, la mayor parte del biogás sigue usándose sin purificar y solo alrededor del 20% se somete a depuración para convertirlo en biometano, aunque la proporción

crece cada año, lo que explica por qué la tecnología clave hoy no es tanto “hacer biogás” como convertirlo en un gas que cumpla especificaciones y pueda venderse y transportarse como el gas natural. Esa depuración o *upgrading*, consistente en eliminar CO<sub>2</sub>, agua y otras impurezas, industrialmente se realiza, sobre todo, mediante lavado con agua (*water scrubbing*), separación por membranas o adsorción por cambio de presión (PSA). En Europa, la separación por membranas destaca por ser la opción más habitual; aun así, la innovación no se queda en el equipo de *upgrading*, porque la conexión a red y la logística pesan cada vez más en la economía del proyecto.

Por eso están ganando relevancia soluciones de integración que, sin cambiar el biometano en sí, amplían su mercado potencial: la IEA identifica, entre otras, el mallado de redes, las instalaciones de flujo inverso (*reverse flows*) para llevar gas de baja a alta presión y los “gasoductos virtuales”, consistentes en transportar biometano comprimido o licuado por camión hasta el punto de inyección. En España ya se ha visto un ejemplo claro de esta tendencia y mencionado con anterioridad en el punto III: el Proyecto de CAN Mata. Nedgia activó en Capellades (Barcelona) su primera instalación de *reverse flow* para inyectar en red el biometano procedente de la unidad Wagabox de Can Mata, con una capacidad de hasta 70 GWh/año, lo que ilustra que parte de la innovación es de infraestructura y operación (cómo y dónde se inyecta) más que de “laboratorio”.

#### **IV. SITUACIÓN ACTUAL DEL BIOMETANO EN EUROPA Y EN ESPAÑA**

##### **1. Panorama europeo: países líderes, incentivos y modelos de éxito**

En el marco energético europeo, el biometano ha pasado de ser una tecnología de nicho a una palanca bastante concreta para dos prioridades que, desde 2022, se han vuelto centrales en la Unión Europea: reducir emisiones sin comprometer al suministro y rebajar la dependencia de combustibles fósiles importados.

En la presentación del EBA *Statistical Report 2025*, la European Biogas Association recuerda que la UE importó el 90% del gas que consumió en 2024, un dato que explica por qué los gases renovables han ganado tanto peso en la agenda energética. A partir de ahí, la misma fuente sitúa la dimensión actual del sector en cifras ya relevantes: hoy se

producen entre biogás y biometano un total de 19 bcm en la UE-27, lo que equivale aproximadamente al 6% del consumo de gas natural de la UE en 2024, y el número de instalaciones supera las 21.000 plantas si se cuentan biogás y biometano.

Si nos centramos solo en biometano, el EBA *Statistical Report 2025* indica que en 2024 se produjeron 50 TWh (= 4,3 bcm) en la UE-27, y que la capacidad instalada ya alcanzaba alrededor de 81 TWh/año (7 bcm/año) en Europa a Q1 2025; además, identifica como países líderes en producción y escalado a **Alemania, Reino Unido, Dinamarca y Francia.**

Todo esto se está intentando empujar desde arriba con una señal política muy clara: la Comisión Europea mantiene como referencia el objetivo de 35 bcm anuales (= 400 TWh/año) de biometano en 2030 dentro del marco de REPowerEU.

La tasa de crecimiento anual compuesto (CAGR) ha superado el 20% anual desde 2011 para el conjunto de la UE-27.

La clave para el crecimiento tan elevado, especialmente en los 4 países líderes mencionados, ha sido una mezcla de primas a la producción (esquema Feed-in-tariff), incentivos fiscales, incentivos para inyección a la red gasista, incentivos para uso del biometano en movilidad, así como el fomento de las garantías de origen (GdO, o certificado electrónico que acredita el carácter renovable del gas producido).

Estos modelos de incentivos y apoyos regulatorios han hecho que el biometano sea financiable y vendible. Han hecho posible convertir un gas renovable, con un coste de producción más caro que el fósil, en un producto financiable porque reduce la incertidumbre de ingresos, promueven un mercado de atributos (GdO) suficientemente líquido y aclaran el acceso físico a la red.

En definitiva, Europa está demostrando que el biometano puede crecer rápido porque encaja con infraestructuras existentes y aporta flexibilidad al sistema, pero el salto definitivo depende de que la regulación y el mercado eliminen las fricciones prácticas que se vienen mencionando (permisos, red, GdO, financiación). Si no se hace, los objetivos

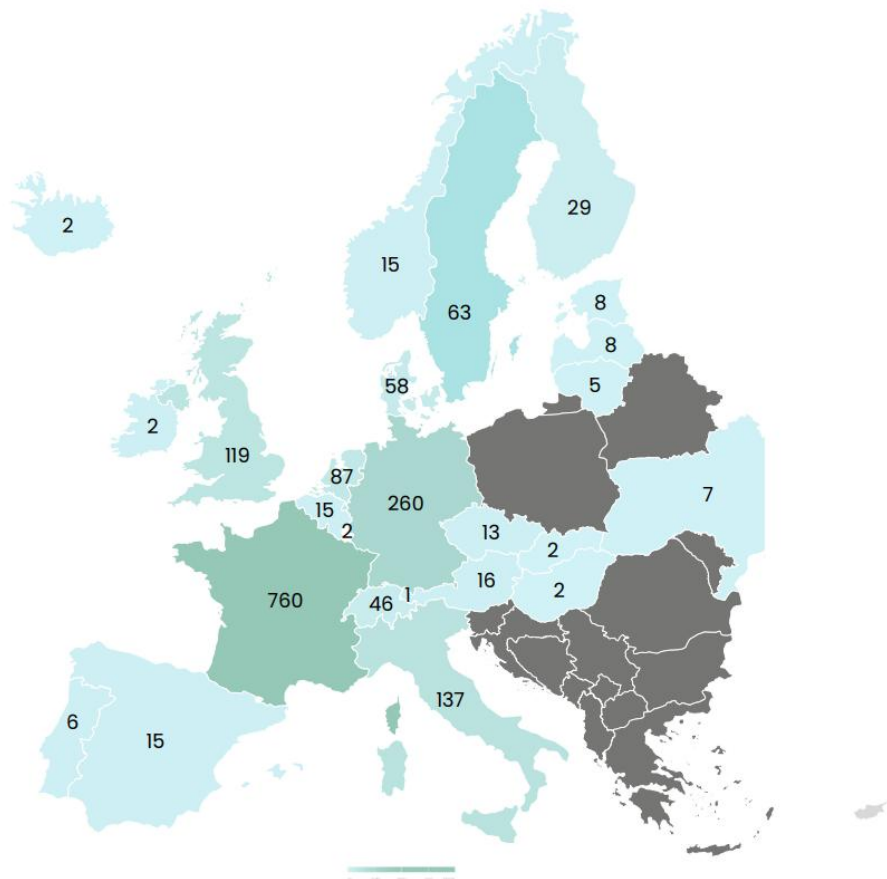
de 2030 corren el riesgo de quedarse como un horizonte político más que como una trayectoria realista.

## 2. España: capacidad instalada, potencial técnico y producción actual

En España, el biometano sigue siendo un mercado pequeño si se mira la producción real, pero el salto potencial es tan grande que obliga a distinguir bien entre lo que ya está instalado, lo que está en cartera y lo que sería técnicamente alcanzable.

En el *EBA Statistical Report 2025*, se muestra un mapa que indica el número de plantas de biometano en 2024 en producción:

**Figura 10. Número de plantas de biometano (1.620) por país en Europa, 2024**



*Fuente: EBA Statistical Report (2025)*

Gracias a esto, podemos ver el verdadero potencial que tiene España de cara a futuro, ya que países vecinos como Francia o Italia van muy por delante en cuanto a número de plantas instaladas.

Como se anticipaba en el análisis DAFO, Sedigas estima un potencial técnico de 163 TWh/año (aproximadamente 45% de la demanda de gas natural), cuyo aprovechamiento requeriría 2.326 plantas y una inversión de unos 40.500 millones de euros, lo que da idea del tamaño industrial del reto.

Frente a esa cifra máxima, la planificación pública es más conservadora, ya que el PNIEC 2023-2030 del MITECO fija como objetivo para 2030 una producción de 20 TWh anuales, lo que en la práctica marca un primer paso para el desarrollo, pero deja claro que entre objetivo político y potencial todavía hay un recorrido enorme.

El mapa más útil para aterrizar el momento actual la aporta el mapa interactivo de Gasnam adjuntado a continuación, el cual está actualizado a fecha de hoy (febrero de 2026):

**Figura 11. Mapa de plantas de producción de biometano en España y Portugal, 2026**



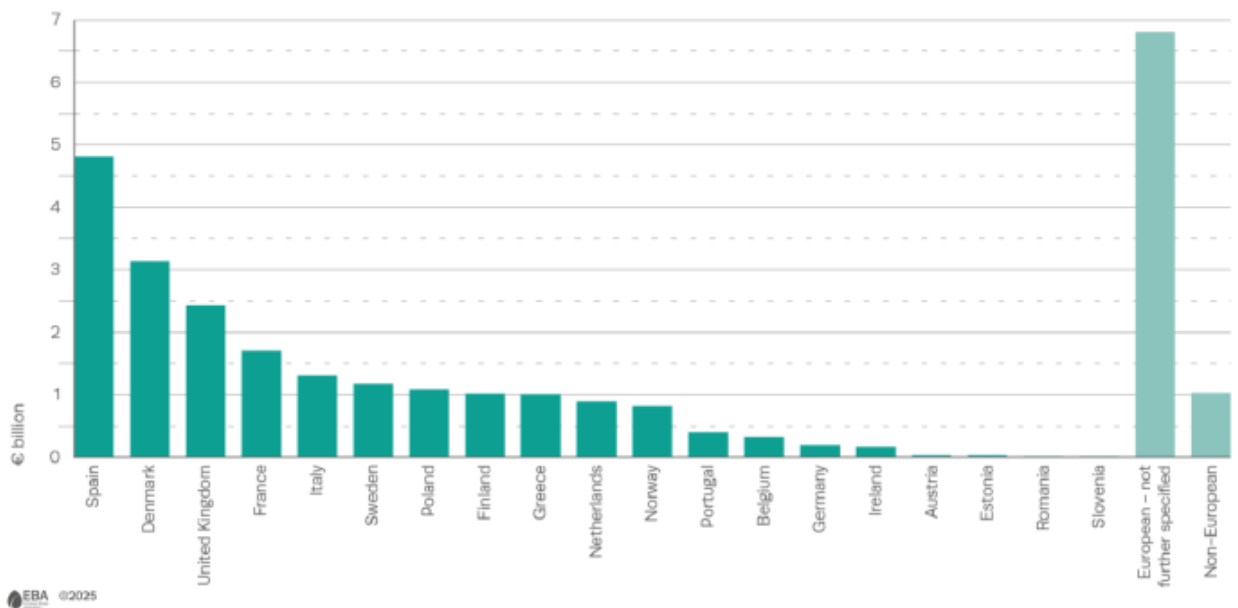
*Fuente: Mapa de plantas de producción de biometano, Gasnam-Neutral Transport (2026)*

Este mapa no solo localiza las instalaciones sobre el territorio, sino que ordena el sector por grado de madurez: en España figuran 27 plantas en explotación, 19 plantas en ejecución, 106 plantas en proyecto y 13 proyectos piloto (símbolo azul), lo que refleja que el problema ya no es la falta de iniciativas, sino el ritmo al que se convierten en plantas operativas.

En definitiva, el reto ya no es la falta de proyectos, sino la velocidad a la que se convierten en plantas operativas, cuestión que se aborda en el apartado 4 (Barreras actuales: tramitación, financiación e infraestructuras).

Por último, cabe destacar cómo la EBA considera a **España como el país con mayor volumen de inversión esperado para plantas de producción de biometano**, con un total esperado de 4.800 millones de euros.

**Figura 12. Distribución geográfica del volumen de inversión (en millardos de €)**



*Fuente: EBA Statistical Report 2025*

### **3. Principales actores del sector en España: empresas y organismos**

En España, el biometano se está configurando como un sector de alianzas, donde los actores que avanzan más rápido son los que controlan alguna pieza crítica de la cadena y saben asociarse para completar el resto.

En cuanto a plataformas de promoción e inversión, se observa un movimiento claro hacia carteras para ganar escala. **Repsol** entró en 2024 en el biometano con la adquisición del 40% de Genia Bioenergy, y la operación se apoya en una cartera de plantas en desarrollo y acuerdos asociados, lo que indica una estrategia más parecida a construir plataforma que a lanzar proyectos aislados. En el mismo sentido, la antigua Cepsa, hoy **Moeve**, anunció en octubre de 2023 una alianza con Kira Ventures para desarrollar hasta 15 plantas y fijó un objetivo de gestionar 4 TWh al año en 2030 para sustituir gas natural en consumos industriales propios, un ejemplo muy claro de cómo la demanda industrial puede empujar el mercado si se traduce en objetivos y contratos.

En el ámbito de desarrollo corporativo, **Naturgy** reforzó su apuesta con adquisiciones de proyectos y carteras, como la compra de 20 desarrollos a ID Energy con una inversión prevista relevante, lo que sugiere que el mercado empieza a madurar hacia un modelo donde pocas plataformas concentran pipeline y capacidad de ejecución.

Por último, también han aparecido compañías especializadas como Aurea Green Gas, que ha protagonizado operaciones de venta de carteras de proyectos en desarrollo a **Verdalia Bioenergy**, participada por Goldman Sachs.

El reto principal de estos actores es conseguir acelerar la tramitación administrativa que suponen los proyectos de biometano para poder financiar, construir y operar las plantas posteriormente. Las ventajas competitivas vendrán por la capacidad que tengan los actores en (i) asegurar sustrato y logística con estabilidad, (ii) conseguir un punto de inyección realista en plazo, y (iii) cerrar una salida comercial con garantías de origen para que el gas renovable tenga precio y no dependa únicamente del mercado spot, así como la producción y venta de subproductos como los fertilizantes.

Por último cabe mencionar la existencia de dos asociaciones con las que cuenta el sector del biometano: **Gasnam** y **AEBIG** (Asociación Española del Biogás). Estas asociaciones tienen como objetivos (i) representar y defender los intereses del sector y de sus asociados; (ii) fomentar la unión y colaboración de los asociados en temas de interés común y (iii) promover y divulgar el sector en todos los ámbitos.

#### **4. Barreras actuales: tramitación, financiación, infraestructuras**

Si el biometano en España avanza más lento de lo que sugieren su potencial y el volumen de proyectos anunciados, es fundamentalmente por tres barreras de ejecución: tramitación, financiación e infraestructuras; aspectos que el análisis DAFO (Figura 5) sitúa como debilidades y amenazas principales.

En primer lugar, la tramitación sigue siendo un freno serio, ya que los proyectos atraviesan procedimientos ambientales y administrativos muy largos y desiguales según cada Comunidad Autónoma, y esto, además de retrasar la entrada en operación, encarece

el proyecto al alargar plazos y aumentar, por ende, el riesgo. Esta idea es también compartida por el Council of European Energy Regulators (CEER), al identificar los procesos de permisos como un obstáculo típico del sector junto con los costes iniciales y la falta de marcos armonizados.

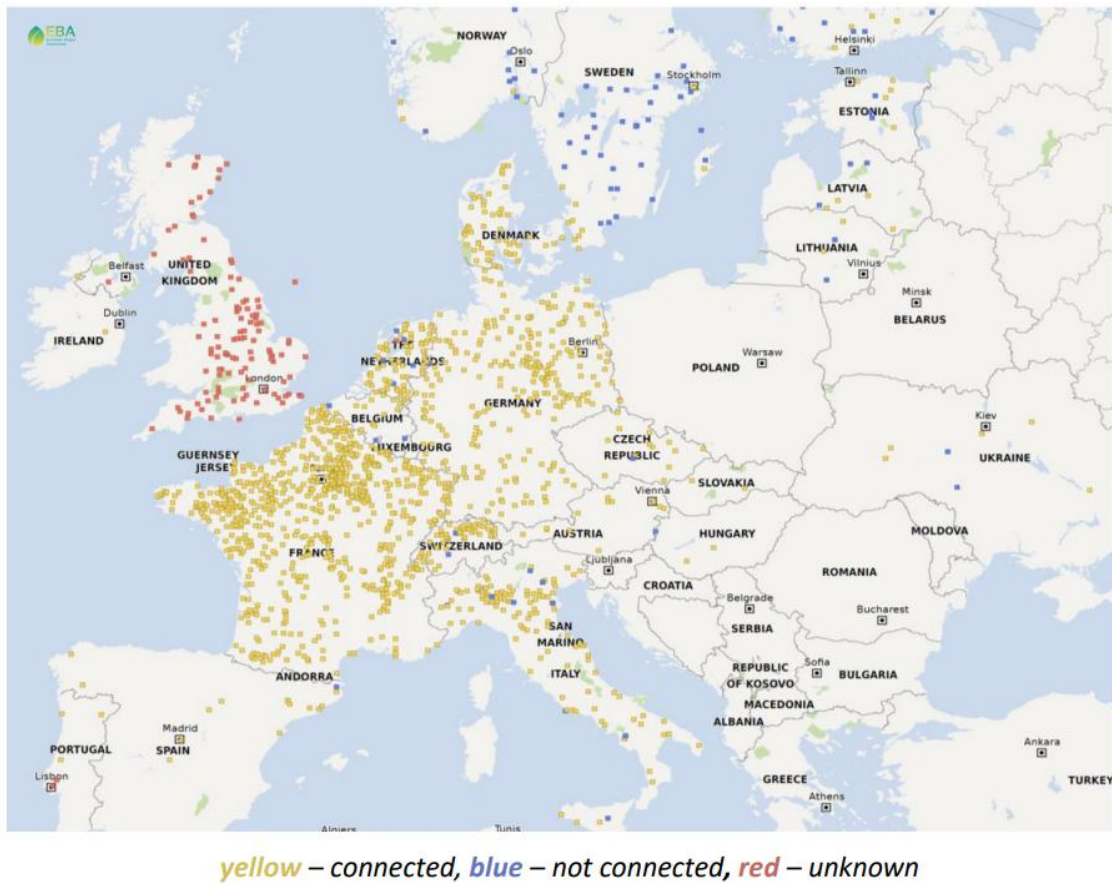
En España, ya se ha advertido sobre este asunto, en particular Gonzalo Cañete (CEO de PreZero), dijo que: *“La falta de agilidad administrativa, de incentivos y cuotas al consumidor final y la compleja regulación del digestato lastran la inversión”*.

Además, la tramitación se complica cuando entra en juego la licencia social, y aquí es donde se ven casos muy ilustrativos, por ejemplo, en Cuenca, donde se han publicado denuncias y contestación social vinculadas a macroplantas proyectadas, con preocupaciones por olores, tráfico de camiones y riesgos sobre agua, lo que obliga a entender que, aunque el biometano sea renovable, la implantación territorial no se gana solo con un buen argumento climático, sino con diseño, transparencia y control de impactos (Cadena SER, 2026)

En segundo lugar, la financiación depende de reducir incertidumbre, aunque el interés inversor está creciendo y la propia EBA sitúa a España como el principal destino europeo de inversión planificada en biometano hacia 2030, eso no significa que el capital entre de forma automática. La realidad es que la inversión exige contratos y señales de ingresos estables para soportar un CAPEX elevado y plazos largos. De hecho, desde la perspectiva regulatoria europea se insiste en que los altos costes iniciales siguen siendo un freno, y en España consultoras como EY apuntan que, para acelerar, no basta con anunciar objetivos, sino que hace falta una coordinación administrativa, incentivos de mercado y un entorno que reduzca el riesgo regulatorio.

Por último, la infraestructura es la barrera más tangible, porque sin unas reglas claras de conexión el proyecto puede estar listo técnicamente y aun así quedarse parado. A escala europea, la EBA muestra que la mayoría de las plantas ya están conectadas a la red (86%) y, sobre todo, a las redes de distribución, lo que confirma que la integración técnica es viable cuando existe capacidad y procedimientos claros.

**Figura 13. Plantas de biometano conectadas a la red gasista en Europa, 2025**



*Fuente: Webinar EBA Statistical Report (2025)*

En España, la consecuencia práctica de estas tres barreras es bastante reconocible, ya que se acumulan muchas plantas en proyecto y esa conversión a plantas operativas avanza más despacio de lo deseable. Las soluciones en este caso no pasan solo por tener más ambición en objetivos, sino por medidas concretas y medibles, como ventanillas y plazos administrativos reales, criterios homogéneos para el digestato, acuerdos de conexión más predecibles y mecanismos de mercado que permitan cerrar contratos a largo plazo con trazabilidad, porque es ahí donde se decide si el biometano será una industria escalable o un conjunto de casos aislados.

## **V. MARCO REGULATORIO Y POLÍTICAS DE APOYO**

### **1. El marco legal europeo: Directivas RED II y RED III**

En la Unión Europea, el marco jurídico central para impulsar energías renovables, y, dentro de ellas, los gases renovables como el biometano, es la Directiva (UE) 2018/2001, conocida como RED II, que posteriormente ha sido revisada y endurecida por la Directiva (UE) 2023/2413 (RED III).

#### **RED II**

La RED II se publicó en el DOUE el 21 de diciembre de 2018 y entró en vigor a los tres días; a efectos prácticos, la RED II obligó a los Estados miembros a adaptar su Derecho interno a partir del 30 de junio de 2021 en la parte principal de la norma, fijando así un calendario claro de transposición para que sus reglas empezaran a desplegarse de forma homogénea en la UE.

Para empresas y promotores de biometano, una de las novedades estructurales de la RED II es que normaliza el biometano como energía renovable comerciable. Esto lo hace mediante un sistema de garantías de origen (GO) con requisitos de supervisión, expedición, transferencia, cancelación electrónica, estándares antifraude y contenido mínimo de la garantía, lo que es clave para poder vender gas con atributo renovable verificable (y no solo como gas genérico). En paralelo, la RED II vincula el acceso al mercado a la sostenibilidad, exigiendo que los agentes económicos aporten información fiable y auditable, y además prevé el uso de regímenes voluntarios reconocidos para demostrar el cumplimiento, lo que en la práctica empuja al sector a trabajar con certificación y trazabilidad si quiere que su biometano compute para objetivos o pueda recibir apoyo público. Además, se introducen umbrales mínimos de reducción de emisiones GEI para biogás empleado en transporte.

En cuanto a la integración del sistema gasista, la RED II ya pedía a los Estados miembros evaluar si era necesario una ampliación de infraestructura para facilitar la integración del gas renovable. Además, exigía que los gestores de redes publicasen tarifas de conexión

del gas procedente de fuentes renovables con criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios, lo cual tiene un impacto directo en la viabilidad de proyectos que quieren inyectar biometano a la red.

### **RED III**

La RED III (Directiva (UE) 2023/2413) es el siguiente salto, aunque no sustituye por completo a la anterior, modifica la RED II y actualiza objetivos y herramientas. Entró en vigor a los veinte días de su publicación en el DOUE, lo que sitúa su entrada en vigor el 20 de noviembre de 2023, y fijó como fecha límite general de transposición el 21 de mayo de 2025.

La RED III eleva el listón del sistema energético europeo al exigir que, para 2030, la cuota de renovables en el consumo final bruto de energía alcance al menos el 42,5%, con un objetivo indicativo adicional del 45%, lo que en la práctica hace que tecnologías como el biometano pasen de ser una opción interesante a ser una pieza casi necesaria para cerrar objetivos en sectores donde electrificar es más lento. En cuanto al transporte, el cambio es todavía más directo para este tipo de proyectos, ya que se obliga a conseguir para 2030, o bien un 29% de renovables en el consumo final de energía del transporte o bien una reducción del 14,5% de la intensidad de GEI. Esto puede traducirse en una señal de demanda más estable para biometano “avanzado” (residuos, estiércoles, lodos, fracción orgánica, etc.), porque el regulador europeo está empujando a que el cumplimiento no se haga solo con biocombustibles convencionales, sino con materias primas más alineadas con la economía circular.

En cuanto a cómo se va a operar ese mercado, la RED III también endurece el marco de trazabilidad y acreditación, que es donde muchas empresas van a notar el cambio en costes y procesos internos. Por un lado, se impulsa una simplificación de permisos mediante zonas de aceleración renovable y plazos máximos; a modo de ejemplo, en proyectos situados en zona de aceleración, el procedimiento de concesión de autorizaciones no debería exceder de 12 meses, frente a 2 años fuera de esas zonas, con reglas adicionales para la repotenciación y pequeña escala. Esto puede mejorar la aceptación de proyectos al reducir la incertidumbre temporal, aunque su aplicación

concreta dependerá de cómo cada Estado defina esas zonas y de si incluye o excluye determinadas instalaciones. Por otro lado, para asegurar que lo que se declara como “renovable” es verificable y comparable entre países, se refuerzan herramientas comunes como la base de datos de la UE. En la práctica, para empresas de biometano esto implica que ya no basta con producir y cumplir especificaciones de red: cada vez será más importante dominar el back-office regulatorio (sostenibilidad, datos, garantías, certificados y auditorías), porque es lo que permite que el biometano compute en objetivos y acceda a primas o mercados de cumplimiento.

Finalmente, es relevante mencionar que, aunque el objetivo de alcanzar los 35 bcm de biometano no aparece como una obligación jurídica dentro de la RED III, sí funciona como una señal política y de planificación muy potente: la Comisión lo ha colocado en el centro de REPowerEU y lo acompaña de estimaciones de inversión, lo que ayuda a explicar por qué la UE está reforzando instrumentos de trazabilidad y de mercado para acelerar el despliegue del biometano.

En España, este marco europeo se traduce en un efecto doble:

- Por un lado, abre oportunidades al ampliar los espacios donde el biometano puede aportar valor, sobre todo en transporte y en usos térmicos e industriales difíciles de electrificar. Además, también abre estas oportunidades al facilitar que el producto sea comparable y comerciable a escala europea.
- Por otro lado, endurece las exigencias para los promotores, porque cada vez será más necesario que los proyectos nazcan con un cumplimiento regulatorio completo si quieren monetizar el atributo renovable en mercados de cumplimiento o en contratos corporativos.

## **2. El marco español: PNIEC, Hoja de Ruta del Biogás y normativa de residuos**

En España, el despliegue del biometano se está apoyando en unos tres elementos claves: en primer lugar, la planificación energética (PNIEC), en segundo lugar, la estrategia sectorial (Hoja de Ruta del Biogás), y por último, la regulación de residuos (Ley 7/2022), que en conjunto están intentando convertir un problema ambiental (los residuos orgánicos

y las emisiones de metano) en una oportunidad energética y potenciadora de economía circular.

### **PNIEC 2023-2030**

La actualización del PNIEC 2023-2030 (septiembre de 2024) incluye de forma expresa al biogás y al biometano como herramientas para avanzar en la descarbonización, y lo desarrolla en la Medida 1.15. En esa medida, el documento viene a decir que para que los proyectos realmente despeguen no basta con que la tecnología funcione o haya residuos disponibles, sino que hace falta que el marco administrativo y regulatorio deje de ser un freno.

Por eso identifica como prioridades, primero, coordinar y simplificar los trámites entre administraciones (sobre todo entre comunidades autónomas), porque ahora mismo los procedimientos pueden ser largos y muy distintos según el territorio.

Segundo, aclarar qué normativa aplica y cómo se interpreta en cada fase del proyecto (energía, medio ambiente, gestión de residuos, permisos industriales o requisitos del sector agroganadero), ya que esa superposición de reglas genera incertidumbre y retrasa inversiones.

Y tercero, agilizar la conexión e inyección a la red gasista, porque si el biometano no puede entrar en la red en plazos razonables, el modelo de negocio pierde sentido. Finalmente, el PNIEC también destaca la importancia de reforzar instrumentos como las garantías de origen, ya que son las que permiten demostrar que ese gas es renovable y, por tanto, venderlo con ese atributo y capturar mejor su valor en el mercado.

### **Hoja de Ruta del Biogás**

En segundo lugar, la Hoja de Ruta del Biogás (MITECO, 2022) fija como objetivo mínimo alcanzar una producción anual de 10,41 TWh de biogás en 2030, a partir del potencial de residuos y subproductos disponible, lo que supone multiplicar por 3,8 la producción estimada en 2020 (2,74 TWh).

Además, prevé que al menos el 1% del gas consumido a través de la red de gas natural en 2030 sea biometano, apoyándose en un modelo que combina consumo directo de biogás cuando sea eficiente y upgrading para movilidad e inyección a la red.

### **Ley 7/2022, de residuos y suelos contaminados**

En paralelo, la Ley 7/2022, de residuos y suelos contaminados para una economía circular, refuerza la base “material” del biometano al incidir directamente en la disponibilidad y calidad de la fracción orgánica: por un lado, generaliza la recogida separada de biorresiduos, estableciendo plazos e hitos y requisitos para reducir la presencia de impropios, lo que mejora la viabilidad de su valorización; por otro, exige que las instalaciones de tratamiento biológico —incluida la digestión anaerobia— cumplan prescripciones técnicas y ambientales orientadas a minimizar impactos y asegurar una correcta gestión del material obtenido. A ello se añade el impuesto estatal sobre el vertido, la incineración y la co-incineración, concebido como señal económica para desincentivar la eliminación y favorecer que la fracción orgánica se desvíe hacia opciones de valorización con mayor valor ambiental y energético.

### **3. Mecanismos de incentivo y ayudas existentes**

En España, los incentivos al biometano se están articulando hoy con una lógica mixta: por un lado, ayudas públicas puntuales a la inversión (CAPEX) y, por otro, mecanismos de mercado para acreditar el carácter renovable y poder vender el gas con prima.

El principal instrumento de ayudas directas es el programa gestionado por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR) del Gobierno, cuyas bases se fijan en la Orden TED/706/2022. En esta, se parte de una dotación inicial de 150 millones de euros y configura subvenciones en concurrencia competitiva para proyectos vinculados al aprovechamiento energético de residuos orgánicos, incluyendo inversiones de producción de biogás, upgrading a biometano y el tratamiento del digestato.

En la primera convocatoria del “Programa de incentivos 1” se habilitó una cuantía de 75 millones de euros, con ámbito nacional y una ventana de solicitud definida entre septiembre y octubre de 2022; lo que confirma esto es que, de momento, el apoyo público opera por convocatorias y no como un régimen estable de retribución. Además, estas ayudas incorporan condiciones técnicas que influyen en cómo se diseñan los proyectos (por ejemplo, umbrales mínimos de reducción de GEI) y, de forma relevante, limitan las subvenciones de la parte de biometano destinada a transporte cuando vaya ligada a un mecanismo obligatorio de mezcla o suministro, exigiendo compromisos para evitar el “doble incentivo”. En la práctica, esto empuja a muchos promotores a estructurar su caso de negocio más alrededor de contratos voluntarios que de mercados de cumplimiento.

El segundo pilar es la creación del sistema de garantías de origen (GdO) para gases renovables. El RD 376/2022 lo establece y define, asignando su gestión de forma transitoria al Gestor Técnico del Sistema y permitiendo que el biometano se monetice comercialmente gracias a la trazabilidad (clave para comparadores corporativos y para comparabilidad dentro de la UE), mientras que la Orden TED/1026/2022 aprueba el procedimiento de gestión para dar seguridad jurídica al funcionamiento del sistema.

En la práctica, Enagás GTS activó en 2023 la plataforma del sistema, haciendo operativa esa trazabilidad, y esto está ayudando a crear demanda verificable de gas verde. Aun así, la prensa económica y el propio sector vienen señalando que España sigue teniendo un déficit de incentivos estructurales (más allá de convocatorias) y que la burocracia y la falta de señales de demanda obligatoria frenan el ritmo, lo que puede explicar por qué el pipeline avanza, pero la materialización es más lenta que en otros países; AEBIG, por ejemplo, señala que las futuras líneas de apoyo previstas no bastarían para movilizar todo el potencial (AEBIG, 2025).

En definitiva, las ayudas a la inversión y las garantías de origen son un primer paso necesario, pero no resuelven por sí solos la estabilidad de ingresos a largo plazo. Si España quiere que el biometano escale de forma sostenida, el foco debería desplazarse de las convocatorias puntuales hacia mecanismos continuos que consoliden demanda y aporten la previsibilidad que convierte un proyecto viable en un proyecto bancable.

## VI. ANÁLISIS ECONÓMICO Y ESTRATÉGICO DEL BIOMETANO EN ESPAÑA

### 1. Cadena de valor y estructura de costes

La cadena de valor del biometano se compone de los siguientes eslabones:

- (i) aprovisionamiento del residuo,
- (ii) su conversión en planta (digestión + *upgrading*),
- (iii) conexión o inyección a red, y
- (iv) comercialización (gas + atributos ambientales + subproductos).

De forma que el margen se produce de la diferencia entre (i) los ingresos por la venta del biometano, compensado por ingresos adicionales como cánones de tratamiento del residuo de entrada, así como de garantías de origen (GdO) y venta del digestato y (ii) los costes necesarios para cubrir logística, operación y costes regulados.

En primer lugar, la economía manda que el residuo viaje poco. La IEA señala que, por su alto contenido de humedad, los estiércoles y purines suelen ser competitivos solo con radios de recogida cortos (en torno a 10 km), mientras que residuos agrícolas más secos pueden tolerar distancias mayores (en torno a 50 km), porque el coste logístico por unidad de energía se dispara mucho antes en sustratos acuosos.

Aun bajándolo a números de transporte por carretera en condiciones españolas, un estudio técnico, realizado por el grupo SUBPGAN, sobre la gestión de subproductos ganaderos calcula costes del orden de 0,062 €/t-km para llevar purín en camión cisterna (30 m<sup>3</sup>) y 0,055 €/t-km para estiércol en camión articulado (25 t), y avisa de que, por encima de ciertos radios, la viabilidad se resiente precisamente por el peso del transporte. En esta misma línea, este trabajo explica que, si el transporte lo asumen los propios ganaderos (en vez de la planta) el proyecto respira financieramente, y por eso plantea análisis por debajo de 15 km de influencia porque, por encima, imponer ese coste logístico resulta económicamente muy difícil.

El segundo punto donde se reparte el valor es en la propia planta: la inversión fuerte se concentra en la instalación de biogás (digestores, obra civil, etc.), y la IEA estima que el digestor anaerobio puede suponer aproximadamente un 20-40% del coste total de la inversión, lo que ayuda a entender por qué el CAPEX y su financiación pesan tanto en el “net back” del productor.

El *upgrading* es el tercer gran elemento de la inversión, porque no es solo una mejora tecnológica, sino que además es un peaje técnico para poder vender en red, ya que hay que retirar CO<sub>2</sub> y otras impurezas hasta cumplir el estándar de inyección. AEBIG resume que lo habitual es elevar el metano por encima del 96% para poder inyectar o usar como carburante conforme a la calidad del gas natural. En España, además, las condiciones de calidad y control en el punto de inyección pueden ser exigentes, y, por ende, caras en los equipos y operaciones.

El cuarto punto relevante en cuanto a inversión es la infraestructura de conexión e inyección. Sedigas estima, a efectos de despliegue, unos 800.000 € por planta cuando ya existe red de gas en el municipio (asumiendo que hay alrededor de 2 km hasta el punto de inyección y el módulo de inyección) y hasta 3.000.000 € por planta cuando no haya red (asumiendo alrededor de 12 km), con posibles extras si se requiere *reverse flow*. Por tanto, la localización de la red no es un detalle menor.

Una vez inyectado, el productor suele vender el gas (vía *offtaker* o comercializadora) y, de forma cada vez más importante, monetiza el atributo renovable mediante garantías de origen.

Finalmente, los peajes y reglas de acceso influyen porque determina cuánto se descuenta al productor por usar la red y con qué certeza puede planificar. En la *Memoria justificativa de Peajes de gas natural (2025)*, de la CNMC, se recoge la preocupación del MITERD de que aplicar metodologías estrictas puede generar peajes de entrada muy dispares para cada planta de inyección de biometano, lo cual da lugar a incertidumbre y puede penalizar proyectos. Como capa operativa, la CNMC ha ido aterrizando procedimientos específicos para tramitar acceso y conexión de instalaciones de producción de “otros gases” al sistema

gasista, lo que afecta tanto al calendario (riesgo de retrasos) como a los costes previos al “día 1” de ingresos, y por tanto a la rentabilidad financiera.

## **2. Modelos de negocio y financiación**

En España, los modelos de negocio del biometano se están construyendo, sobre todo, alrededor de un doble producto: el gas físico y su atributo ambiental, que se acredita con garantías de origen (GdO) emitidas por un volumen estándar de 1MWh, con reglas de validez, caducidad y transferibilidad recogidas en el marco regulatorio vigente (BOE, Real Decreto 376/2022, de 17 de mayo). El diseño español permite expedir GdO también para gas renovable no inyectado (vendido por logística fuera de red) y para gas renovable autoconsumido, aunque en autoconsumo la GdO queda autocancelada y no se puede transferir; por eso, en autoconsumo industrial el retorno suele venir más del ahorro de coste energético y de huella que de un ingreso adicional por certificados. En línea con esto, la IEA describe tres vías típicas para la industria: producir y consumir de manera instantánea, asegurar acuerdos de offtake (largo plazo) con un productor cercano, o comprar desde la red respaldando el consumo con certificados. En España, esa segunda y tercera vía son las que más se parecen a los PPA (Power Purchase Agreement, o contrato de compraventa de electricidad) del mercado eléctrico, pero adaptadas a gas.

La lógica económica del BPA (Biomethane Purchase Agreement) es hacer viable el proyecto con un volumen y una fórmula de precio a varios años, porque los compradores suelen exigir contratos largos (de 10 a 15 años) y, si el sector quiere escalar, la clave es asegurar la estabilidad del residuo e inputs durante toda la vida del activo. En España ya se observan ejemplos cercanos a esa idea, en la prensa económica se menciona que la planta de La Galera (Ence) contaba con un contrato de venta a 15 años, precisamente para dar estabilidad comercial al proyecto.

En cuanto a la movilidad, los acuerdos a cliente final suelen apoyarse en GdO para trasladar el atributo renovable a flotas (algo que Gasnam presenta como palanca de escalabilidad), y su propia casuística muestra cómo la demanda puede venir de operadores públicos y privados de transporte pesado. En paralelo, también aparecen esquemas contractuales explícitos tipo PPA ligados a vertederos y a la inyección en redes de

distribución, además de acuerdos de suministro a flotas que refuerzan el papel del biometano como vector comercializable. La financiación depende mucho de que ese paquete (contrato, trazabilidad y permisos) reduzca la incertidumbre, por eso no sorprende que, en el ejemplo de la planta de la Galera, Ence y BBVA comuniquen su financiación bajo un esquema de project finance, que es el formato típico de financiación de renovables, cuando la garantía del banco para el cobro de su deuda descansa en propios flujos del proyecto, sin recurso adicional al accionista.

En este sentido, si España quiere pasar de proyectos “uno a uno” a un despliegue masivo, el mercado necesitará cada vez más contratos de largo plazo (BPA/PPA) y una señal regulatoria de demanda. La propia Hoja de Ruta del Biogás plantea estudiar objetivos anuales de penetración en la venta o consumo de gas natural, incluso con posibles obligaciones a medio plazo, lo que, en caso de concretarse, reduciría el riesgo de demanda y abarataría el coste de capital.

## **VII. CASO PRÁCTICO: ANÁLISIS FINANCIERO DE UNA PLANTA TIPO DE BIOMETANO**

### **1. Descripción del proyecto base**

Se presenta a continuación un caso práctico de una planta de producción de biometano que procesa **400.000 t/año de residuo ganadero** para producir e inyectar a la red de gas un total de **100 GWh/año de biometano**.

Los datos de entrada al modelo financiero son estimaciones basadas en la experiencia que tuve en mis prácticas de verano de 2025, utilizando proyectos similares que está desarrollando Aurea Capital Partners, la compañía que me facilitó dichas prácticas. Con este análisis se pretende **demostrar la viabilidad económica y financiera de un proyecto tipo de biometano** tramitado, construido y operado en **España**.

La composición del residuo de entrada a los digestores sería la siguiente:

Composición del residuo de entrada	t/año
Estiércol de terneros	15.000
Gallinaza	5.000
Lodo de cárnicas (sólido)	50.000
Purín de cerdo	300.000
Purín vacuno	30.000
<b>Total</b>	<b>400.000</b>

Fuente: Aurea Capital Partners

La planta de digestión anaerobia operará en régimen termofílico, es decir, a altas temperaturas (50-60 °C), acelerando la descomposición de materia orgánica de los residuos ganaderos para maximizar la producción de metano y reducir tiempos de retención del residuo en los digestores. Además, la alta temperatura inactiva patógenos en el digestato, facilitando su uso como fertilizante.

Parámetros Operativos - Producción	
Inicio construcción	ene-27
Inicio de operación	jul-28
Regimen de digestión	Termofílico
Caldera	Caldera de Biogás
Energía producida	110 GWh/año
Autoconsumo	10 GWh/año
Energía vendida	100 GWh/año
Fertilizante	10.000 t/año de sulfato de amonio
Consumo eléctrico	11,3 GWh/año
Inyección de gas	Inyección a distribuidora de gas

Fuente: Aurea Capital Partners

La producción bruta de biogás producido es de 110 GWh/año, de los cuales 10 GWh/año se autoconsumirán como combustible de una caldera de biogás utilizada como aporte de calor para el proceso de digestión, de modo que la producción neta de biometano disponible para venta será de 100 GWh/año.

La construcción de esta planta de biometano se estima en 18 meses.

## 2. Supuestos del modelo financiero: inversión, costes operativos, ingresos por venta de biometano y subproductos

### 2.1. Inversión

La **inversión total** asciende a **38,0 millones de euros**, con el siguiente desglose estimado:

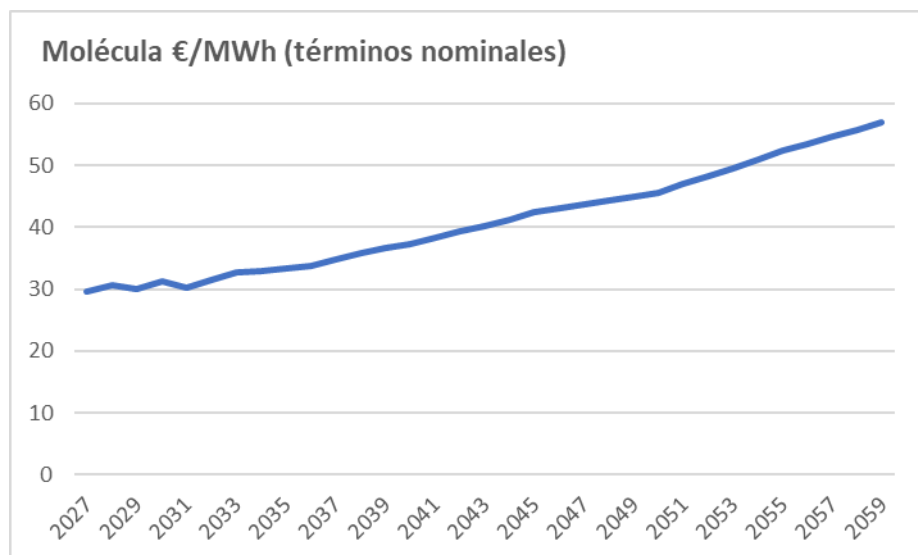
Inversión (capex)	000 €
Gastos de desarrollo y tramitación del proyecto	1.100
Planta de pretratamiento, digestión y tratamiento de digestato	16.500
Planta de upgrading y punto de inyección	8.000
Obra civil	5.000
Honorarios EPC (llave en mano)	4.500
Terreno	2.900
<b>Total</b>	<b>38.000</b>

*Fuente: Aurea Capital Partners*

### 2.2. Ingresos

Los **ingresos** proceden de cuatro elementos principales:

- **Gestión de residuos de entrada:** en concreto, los ingresos por la gestión los lodos cárnicos que entran en la dieta de entrada a los digestores suponen 12,0 €/t para el total de 50.000 t/año, es decir, un total de 600.000 € anuales.
- **Venta de fertilizantes** (sulfato amónico) por un total de 10.000 t/año, a un precio estimado de 75€/t, es decir, un total de 750.000 € anuales.
- **Venta del biometano** producido, que a su vez tiene dos componentes principales:
  - **Molécula de biometano** (CH<sub>4</sub>), que sigue una curva de precios de mercado como sigue:



*Fuente: Aurea Capital Partners*

- **BPA (Biomethane Purchase Agreement)**

**Durante los 12 primeros años de operación** de la planta se estima cerrar un BPA con algún offtaker de primer nivel.

Un Biomethane Purchase Agreement (BPA) es un contrato a largo plazo entre un productor de biometano y un comprador (empresa) para suministrar gas renovable, permitiendo a las empresas reducir su huella de carbono y cumplir objetivos de sostenibilidad. La relación con la Carbon Intensity (intensidad de carbono) es directa: el biometano, al provenir de residuos, tiene una huella significativamente inferior al gas natural fósil, ayudando a descarbonizar la energía.

El biometano es un combustible renovable que reduce las emisiones de carbono en comparación con el gas natural convencional. Al firmar un BPA, la empresa cliente certifica el uso de una fuente con menor CI (Carbon Intensity). Los compradores obtienen garantías de origen (GOs) y mejoran sus informes de sostenibilidad al reemplazar el gas de origen fósil por un gas renovable procedente de residuos ganaderos, agrícolas u orgánicos.

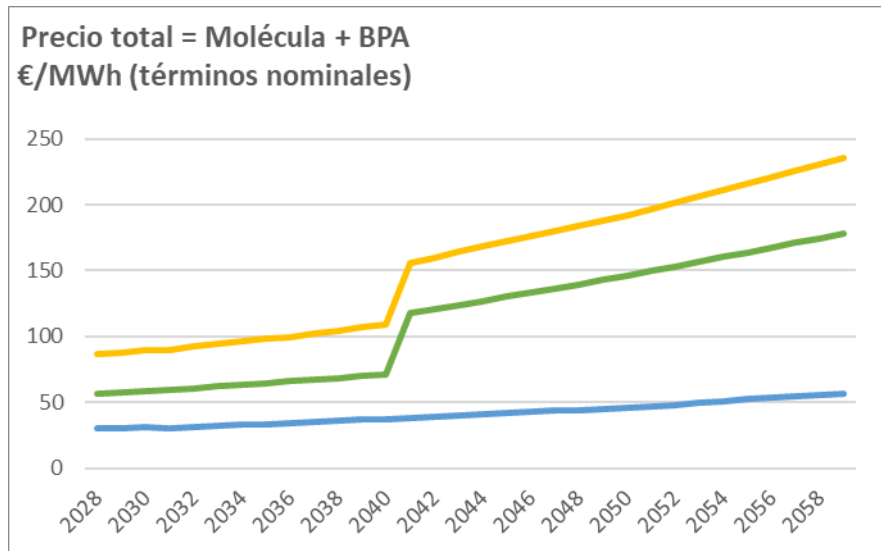
En resumen, un BPA es la herramienta contractual que conecta la producción de energía renovable de bajo impacto (baja intensidad de carbono) con la demanda industrial para la descarbonización efectiva.

**A partir del año 13** se estima la curva media de precios de biometano esperada por un conjunto de empresas de servicios de consultoría dedicadas a la previsión de precios de distintos productos.



*Fuente: Aurea Capital Partners*

El precio total que se ha estimado para cada MWh de biometano producido por la planta es la suma de la molécula a precio de mercado y la estimación del precio de BPA:

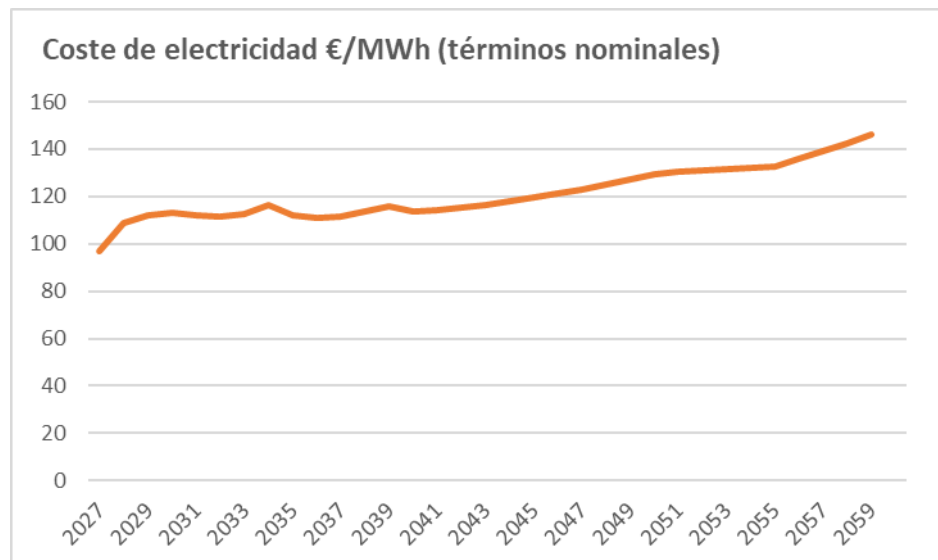


Fuente: Aurea Capital Partners

### 2.3. Costes operativos

Los principales costes operativos son los siguientes:

- **Consumo eléctrico:** la necesidad anual de consumo eléctrico es de 11.300 MWh, y la evolución del precio de electricidad en términos nominales se estima según la siguiente curva:



Fuente: Aurea Capital Partners

En el primer año operativo el coste del consumo eléctrico ascendería a 1,264 millones de €.

- **Costes logísticos por la gestión del residuo de entrada:** se estima que el coste logístico es de 2,15 €/t y aplica a las 400.000 t/año de residuos de entrada en la planta, lo que supone un total de 860.000 € anuales.
- **Resto de costes operativos:** la estimación del resto de costes operativos se presenta a continuación:

Costes operativos	€/año
Pretratamiento	125.000
Digestión anaerobia	500.000
Upgrading	180.000
Inyección a red	16.000
Compresores inyecc.a red	100.000
Gestión digestato y prod.fertilizantes	950.000
Personal	450.000
Administración y seguros	185.000
<b>Total costes operativos (exc. consumo eléctrico)</b>	<b>2.506.000</b>

*Fuente: Aurea Capital Partners*

### 3. Estructura de financiación

Se describe a continuación el cuadro de origen y aplicación de fondos:

Cuadro de origen y aplicación de fondos (k€)			
Aplicación de fondos		Origen de fondos	
Inversión	38.000	24.489	Deuda Senior
Intereses durante construcción	1.266	8.898	Préstamo de accionistas
Fees banco	367	8.898	Capital
RCSD	2.651		
<b>Total Aplicación</b>	<b>42.284</b>	<b>42.284</b>	<b>Total Origen</b>

La **Deuda Senior** sería aportada por un banco comercial de primer nivel en la modalidad de financiación de proyectos (o Project Finance), con las siguientes características:

- Apalancamiento del 57,9% (24.489/42.284). En otras tecnologías renovables más implantadas como la solar fotovoltaica o la eólica, el apalancamiento puede

incluso superar el 80%, pero de momento, los bancos están siendo prudentes en las ofertas de Project Finance que están ofreciendo a los promotores de biometano.

- Comisión de apertura: 1,5% sobre el total de la deuda
- Duración: 12 años
- Ratio de Cobertura del Servicio de la Deuda (DSCR): 1,75x
- DSRA (Debt Service Reserve Account, o Cuenta de Reserva del Servicio de la Deuda): dotación de 1 año de cobertura de deuda (principal + intereses)
- Tipo de interés: 5,50%

El resto de la financiación (17,8 millones de euros) será aportada por los accionistas del siguiente modo:

- Un **50% por un préstamo de accionistas** (SHL – Shareholder Loan), al 7,0% de interés
- El restante **50% por capital** puro.

#### 4. Cuenta de resultados

		2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
<b>Ingresos</b>																
Gestión de lodos cármicos	t/año		25.137	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000
Precio por t	€/tn		13,0	13,2	13,5	13,8	14,1	14,3	14,6	14,9	15,2	15,5	15,8	16,2	16,5	16,8
<b>Ingresos por gestión de lodos</b>	<b>k€</b>		<b>327</b>	<b>662</b>	<b>676</b>	<b>689</b>	<b>703</b>	<b>717</b>	<b>731</b>	<b>746</b>	<b>761</b>	<b>776</b>	<b>792</b>	<b>808</b>	<b>824</b>	<b>840</b>
Fertilizante	t/año		5.027	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000
Precio por t	€/tn		81,2	82,8	84,5	86,2	87,9	89,6	91,4	93,3	95,1	97,0	99,0	100,9	103,0	105,0
<b>Ingresos por fertilizante</b>	<b>k€</b>		<b>408</b>	<b>828</b>	<b>845</b>	<b>862</b>	<b>879</b>	<b>896</b>	<b>914</b>	<b>933</b>	<b>951</b>	<b>970</b>	<b>990</b>	<b>1.009</b>	<b>1.030</b>	<b>1.050</b>
Producción de biometano	MWh/año		50.273	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
Precio de molécula	€/MWh		30,6	29,9	31,2	30,2	31,5	32,8	32,9	33,4	33,8	34,8	35,7	36,7	37,3	38,3
<b>Ingresos por venta de molécula</b>	<b>k€</b>		<b>1.541</b>	<b>2.993</b>	<b>3.117</b>	<b>3.024</b>	<b>3.148</b>	<b>3.276</b>	<b>3.294</b>	<b>3.343</b>	<b>3.385</b>	<b>3.477</b>	<b>3.574</b>	<b>3.669</b>	<b>3.730</b>	<b>3.827</b>
Precio BPA	€/MWh		56,3	57,4	58,6	59,7	60,9	62,1	63,4	64,7	65,9	67,3	68,6	70,0	71,4	
<b>Ingresos por BPA (12 años)</b>	<b>k€</b>		<b>2.830</b>	<b>5.741</b>	<b>5.856</b>	<b>5.973</b>	<b>6.093</b>	<b>6.214</b>	<b>6.339</b>	<b>6.466</b>	<b>6.595</b>	<b>6.727</b>	<b>6.861</b>	<b>6.999</b>	<b>3.569</b>	
Precio biometano desde año 13	€/MWh														114,9	117,8
<b>Ingresos por biometano (desde año 13)</b>	<b>€</b>														<b>5.747</b>	<b>11.784</b>
<b>Ingresos por venta de biometano</b>	<b>k€</b>		<b>4.370</b>	<b>8.734</b>	<b>8.973</b>	<b>8.998</b>	<b>9.241</b>	<b>9.490</b>	<b>9.632</b>	<b>9.809</b>	<b>9.980</b>	<b>10.204</b>	<b>10.436</b>	<b>10.667</b>	<b>13.046</b>	<b>15.611</b>
<b>Total ingresos</b>	<b>k€</b>		<b>5.105</b>	<b>10.225</b>	<b>10.494</b>	<b>10.548</b>	<b>10.823</b>	<b>11.104</b>	<b>11.278</b>	<b>11.488</b>	<b>11.692</b>	<b>11.950</b>	<b>12.217</b>	<b>12.484</b>	<b>14.899</b>	<b>17.502</b>
<b>Costes operativos</b>																
Consumo eléctrico	MWh/año		5.681	11.300	11.300	11.300	11.300	11.300	11.300	11.300	11.300	11.300	11.300	11.300	11.300	11.300
Coste de electricidad	€/MWh		108,8	111,8	113,1	112,3	111,4	112,6	116,4	112,0	111,0	111,3	113,6	115,7	113,6	114,0
<b>Coste de electricidad</b>	<b>k€</b>		<b>618</b>	<b>1.264</b>	<b>1.278</b>	<b>1.269</b>	<b>1.258</b>	<b>1.272</b>	<b>1.316</b>	<b>1.266</b>	<b>1.254</b>	<b>1.258</b>	<b>1.284</b>	<b>1.308</b>	<b>1.283</b>	<b>1.288</b>
Residuo de entrada	t/año		201.093	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000
Coste logístico	€/t		2,32	2,36	2,41	2,46	2,51	2,56	2,61	2,66	2,71	2,77	2,82	2,88	2,94	3,00
<b>Coste logístico del residuo</b>	<b>k€</b>		<b>466</b>	<b>945</b>	<b>964</b>	<b>983</b>	<b>1.003</b>	<b>1.023</b>	<b>1.043</b>	<b>1.064</b>	<b>1.086</b>	<b>1.107</b>	<b>1.129</b>	<b>1.152</b>	<b>1.175</b>	<b>1.199</b>
Otros costes operativos	k€		1.364	2.767	2.822	2.879	2.936	2.995	3.055	3.116	3.178	3.242	3.307	3.373	3.440	3.509
<b>Otros costes operativos</b>	<b>k€</b>		<b>1.364</b>	<b>2.767</b>	<b>2.822</b>	<b>2.879</b>	<b>2.936</b>	<b>2.995</b>	<b>3.055</b>	<b>3.116</b>	<b>3.178</b>	<b>3.242</b>	<b>3.307</b>	<b>3.373</b>	<b>3.440</b>	<b>3.509</b>
<b>Total costes operativos</b>	<b>k€</b>		<b>2.448</b>	<b>4.976</b>	<b>5.065</b>	<b>5.131</b>	<b>5.197</b>	<b>5.290</b>	<b>5.414</b>	<b>5.446</b>	<b>5.518</b>	<b>5.607</b>	<b>5.720</b>	<b>5.833</b>	<b>5.899</b>	<b>5.996</b>
<b>Cuenta de resultados</b>																
Total ingresos	k€		5.105	10.225	10.494	10.548	10.823	11.104	11.278	11.488	11.692	11.950	12.217	12.484	14.899	17.502
(-) Total costes operativos	k€		(2.448)	(4.976)	(5.065)	(5.131)	(5.197)	(5.290)	(5.414)	(5.446)	(5.518)	(5.607)	(5.720)	(5.833)	(5.899)	(5.996)
<b>EBITDA</b>	<b>k€</b>		<b>2.657</b>	<b>5.249</b>	<b>5.429</b>	<b>5.418</b>	<b>5.625</b>	<b>5.814</b>	<b>5.864</b>	<b>6.042</b>	<b>6.174</b>	<b>6.343</b>	<b>6.497</b>	<b>6.652</b>	<b>9.001</b>	<b>11.506</b>
% EBITDA Margin	k€		52%	51%	52%	51%	52%	52%	52%	53%	53%	53%	53%	53%	60%	66%
(-) Depreciación	k€		(616)	(1.224)	(1.224)	(1.224)	(1.224)	(1.224)	(1.224)	(1.224)	(1.224)	(1.224)	(1.224)	(1.224)	(1.224)	(1.224)
<b>EBIT</b>	<b>k€</b>		<b>2.042</b>	<b>4.025</b>	<b>4.204</b>	<b>4.193</b>	<b>4.401</b>	<b>4.589</b>	<b>4.640</b>	<b>4.817</b>	<b>4.950</b>	<b>5.119</b>	<b>5.272</b>	<b>5.427</b>	<b>7.776</b>	<b>10.281</b>
(-) Intereses de la Deuda Senior	k€	0	(679)	(1.319)	(1.245)	(1.164)	(1.081)	(984)	(883)	(776)	(662)	(537)	(404)	(260)	(53)	-
(-) Intereses del Préstamo de accionistas	k€		(505)	(660)	(704)	(564)	(461)	(354)	(236)	(103)	-	-	-	-	-	-
<b>EBT</b>	<b>k€</b>		<b>(505)</b>	<b>703</b>	<b>2.002</b>	<b>2.395</b>	<b>2.569</b>	<b>2.966</b>	<b>3.369</b>	<b>3.654</b>	<b>4.041</b>	<b>4.287</b>	<b>4.582</b>	<b>4.869</b>	<b>5.167</b>	<b>7.723</b>
(-) Impuesto de Sociedades	k€		-	(134)	(613)	(644)	(642)	(741)	(842)	(914)	(1.010)	(1.072)	(1.145)	(1.217)	(1.292)	(1.931)
<b>Ingreso neto</b>	<b>k€</b>		<b>(505)</b>	<b>568</b>	<b>1.389</b>	<b>1.751</b>	<b>1.927</b>	<b>2.224</b>	<b>2.527</b>	<b>2.741</b>	<b>3.031</b>	<b>3.215</b>	<b>3.436</b>	<b>3.651</b>	<b>3.875</b>	<b>5.792</b>

		2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058
<b>Ingresos</b>																		
Gestión de lodos cármicos	t/año	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	24.795
Precio por t	€/tn	17,1	17,5	17,8	18,2	18,6	18,9	19,3	19,7	20,1	20,5	20,9	21,3	21,7	22,2	22,6	23,1	23,5
<b>Ingresos por gestión de lodos</b>	<b>k€</b>	<b>857</b>	<b>874</b>	<b>892</b>	<b>909</b>	<b>928</b>	<b>946</b>	<b>965</b>	<b>984</b>	<b>1.004</b>	<b>1.024</b>	<b>1.045</b>	<b>1.066</b>	<b>1.087</b>	<b>1.109</b>	<b>1.131</b>	<b>1.153</b>	<b>583</b>
Fertilizante	t/año	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000
Precio por t	€/tn	107,1	109,3	111,4	113,7	115,9	118,3	120,6	123,0	125,5	128,0	130,6	133,2	135,9	138,6	141,3	144,2	147,1
<b>Ingresos por fertilizante</b>	<b>k€</b>	<b>1.071</b>	<b>1.093</b>	<b>1.114</b>	<b>1.137</b>	<b>1.159</b>	<b>1.183</b>	<b>1.206</b>	<b>1.230</b>	<b>1.255</b>	<b>1.280</b>	<b>1.306</b>	<b>1.332</b>	<b>1.359</b>	<b>1.386</b>	<b>1.413</b>	<b>1.442</b>	<b>729</b>
Producción de biometano	MWh/año	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	49.589
Precio de molécula	€/MWh	39,3	40,3	41,3	42,4	43,0	43,7	44,3	45,0	45,7	46,9	48,2	49,6	51,0	52,4	53,5	54,6	55,8
<b>Ingresos por venta de molécula</b>	<b>k€</b>	<b>3.926</b>	<b>4.027</b>	<b>4.131</b>	<b>4.238</b>	<b>4.302</b>	<b>4.366</b>	<b>4.433</b>	<b>4.499</b>	<b>4.567</b>	<b>4.694</b>	<b>4.824</b>	<b>4.960</b>	<b>5.097</b>	<b>5.238</b>	<b>5.350</b>	<b>5.465</b>	<b>2.768</b>
Precio BPA	€/MWh																	
<b>Ingresos por BPA (12 años)</b>	<b>k€</b>																	
Precio biometano desde año 13	€/MWh	120,8	123,9	127,0	130,2	133,2	136,3	139,5	142,8	146,1	149,5	153,0	156,6	160,2	163,9	167,8	171,1	174,5
<b>Ingresos por biometano (desde año 13)</b>	<b>€</b>	<b>12.081</b>	<b>12.385</b>	<b>12.696</b>	<b>13.015</b>	<b>13.319</b>	<b>13.631</b>	<b>13.950</b>	<b>14.276</b>	<b>14.610</b>	<b>14.950</b>	<b>15.299</b>	<b>15.656</b>	<b>16.021</b>	<b>16.393</b>	<b>16.775</b>	<b>17.111</b>	<b>8.655</b>
<b>Ingresos por venta de biometano</b>	<b>k€</b>	<b>16.007</b>	<b>16.412</b>	<b>16.827</b>	<b>17.253</b>	<b>17.621</b>	<b>17.997</b>	<b>18.383</b>	<b>18.774</b>	<b>19.176</b>	<b>19.644</b>	<b>20.123</b>	<b>20.616</b>	<b>21.118</b>	<b>21.631</b>	<b>22.126</b>	<b>22.576</b>	<b>11.423</b>
<b>Total ingresos</b>	<b>k€</b>	<b>17.935</b>	<b>18.379</b>	<b>18.833</b>	<b>19.299</b>	<b>19.708</b>	<b>20.126</b>	<b>20.554</b>	<b>20.989</b>	<b>21.435</b>	<b>21.948</b>	<b>22.473</b>	<b>23.013</b>	<b>23.564</b>	<b>24.125</b>	<b>24.670</b>	<b>25.171</b>	<b>12.736</b>
<b>Costes operativos</b>																		
Consumo eléctrico	MWh/año	11.300	11.300	11.300	11.300	11.300	11.300	11.300	11.300	11.300	11.300	11.300	11.300	11.300	11.300	11.300	11.300	5.604
Coste de electricidad	€/MWh	115,2	116,6	118,2	119,6	121,3	123,0	125,2	127,4	129,4	130,2	130,9	131,5	132,2	132,7	133,5	134,2	135,2
<b>Coste de electricidad</b>	<b>k€</b>	<b>1.302</b>	<b>1.317</b>	<b>1.336</b>	<b>1.351</b>	<b>1.370</b>	<b>1.390</b>	<b>1.414</b>	<b>1.439</b>	<b>1.462</b>	<b>1.472</b>	<b>1.479</b>	<b>1.486</b>	<b>1.493</b>	<b>1.500</b>	<b>1.536</b>	<b>1.573</b>	<b>799</b>
Residuo de entrada	t/año	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	198.356
Coste logístico	€/t	3,06	3,12	3,18	3,24	3,31	3,37	3,44	3,51	3,58	3,65	3,73	3,80	3,88	3,95	4,03	4,11	4,20
<b>Coste logístico del residuo</b>	<b>k€</b>	<b>1.223</b>	<b>1.247</b>	<b>1.272</b>	<b>1.297</b>	<b>1.323</b>	<b>1.350</b>	<b>1.377</b>	<b>1.404</b>	<b>1.432</b>	<b>1.461</b>	<b>1.490</b>	<b>1.520</b>	<b>1.551</b>	<b>1.582</b>	<b>1.613</b>	<b>1.645</b>	<b>832</b>
Otros costes operativos	k€	3.579	3.651	3.724	3.798	3.874	3.952	4.031	4.111	4.194	4.277	4.363	4.450	4.539	4.630	4.723	4.817	2.437
<b>Otros costes operativos</b>	<b>k€</b>	<b>3.579</b>	<b>3.651</b>	<b>3.724</b>	<b>3.798</b>	<b>3.874</b>	<b>3.952</b>	<b>4.031</b>	<b>4.111</b>	<b>4.194</b>	<b>4.277</b>	<b>4.363</b>	<b>4.450</b>	<b>4.539</b>	<b>4.630</b>	<b>4.723</b>	<b>4.817</b>	<b>2.437</b>
<b>Total costes operativos</b>	<b>k€</b>	<b>6.104</b>	<b>6.215</b>	<b>6.332</b>	<b>6.447</b>	<b>6.568</b>	<b>6.692</b>	<b>6.822</b>	<b>6.955</b>	<b>7.088</b>	<b>7.210</b>	<b>7.333</b>	<b>7.457</b>	<b>7.583</b>	<b>7.711</b>	<b>7.872</b>	<b>8.035</b>	<b>4.067</b>
<b>Cuenta de resultados</b>																		
Total ingresos	k€	17.935	18.379	18.833	19.299	19.708	20.126	20.554	20.989	21.435	21.948	22.473	23.013	23.564	24.125	24.670	25.171	12.736
(-) Total costes operativos	k€	(6.104)	(6.215)	(6.332)	(6.447)	(6.568)	(6.692)	(6.822)	(6.955)	(7.088)	(7.210)	(7.333)	(7.457)	(7.583)	(7.711)	(7.872)	(8.035)	(4.067)
<b>EBITDA</b>	<b>k€</b>	<b>11.831</b>	<b>12.163</b>	<b>12.501</b>	<b>12.853</b>	<b>13.141</b>	<b>13.434</b>	<b>13.732</b>	<b>14.034</b>	<b>14.348</b>	<b>14.738</b>	<b>15.141</b>	<b>15.557</b>	<b>15.981</b>	<b>16.414</b>	<b>16.798</b>	<b>17.136</b>	<b>8.668</b>
% EBITDA Margin	k€	66%	66%	66%	67%	67%	67%	67%	67%	67%	67%	67%	68%	68%	68%	68%	68%	68%
(-) Depreciación	k€	(1.224)	(1.224)	(1.224)	(1.224)	(1.224)	(1.224)	(1.224)	(1.224)	(1.224)	(1.224)	(1.224)	(1.224)	(1.224)	(1.224)	(1.224)	(1.224)	(607)
<b>EBIT</b>	<b>k€</b>	<b>10.607</b>	<b>10.939</b>	<b>11.277</b>	<b>11.628</b>	<b>11.916</b>	<b>12.210</b>	<b>12.507</b>	<b>12.810</b>	<b>13.123</b>	<b>13.513</b>	<b>13.916</b>	<b>14.332</b>	<b>14.756</b>	<b>15.190</b>	<b>15.574</b>	<b>15.911</b>	<b>8.061</b>
(-) Intereses de la Deuda Senior	k€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Intereses del Préstamo de accionistas	k€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>EBT</b>	<b>k€</b>	<b>10.607</b>	<b>10.939</b>	<b>11.277</b>	<b>11.628</b>	<b>11.916</b>	<b>12.210</b>	<b>12.507</b>	<b>12.810</b>	<b>13.123</b>	<b>13.513</b>	<b>13.916</b>	<b>14.332</b>	<b>14.756</b>	<b>15.190</b>	<b>15.574</b>	<b>15.911</b>	<b>8.061</b>
(-) Impuesto de Sociedades	k€	(2.652)	(2.735)	(2.819)	(2.907)	(2.979)	(3.052)	(3.127)	(3.203)	(3.281)	(3.378)	(3.479)	(3.583)	(3.689)	(3.797)	(3.893)	(3.978)	(2.015)
<b>Ingreso neto</b>	<b>k€</b>	<b>7.955</b>	<b>8.204</b>	<b>8.458</b>	<b>8.721</b>	<b>8.937</b>	<b>9.157</b>	<b>9.381</b>	<b>9.608</b>	<b>9.842</b>	<b>10.135</b>	<b>10.437</b>	<b>10.749</b>	<b>11.067</b>	<b>11.392</b>	<b>11.680</b>	<b>11.933</b>	<b>6.046</b>

## 5. Flujos de caja y rentabilidad del proyecto y del accionista

		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
<b>Flujos de caja del proyecto</b>																		
(-) Capex durante construcción	k€	(4.000)	(18.700)	(15.300)														
(+) EBITDA	k€				2.657	5.249	5.429	5.418	5.625	5.814	5.864	6.042	6.174	6.343	6.497	6.652	9.001	11.506
Variación de capital circulante	k€				(434)	3	(15)	1	(17)	(15)	(4)	(15)	(11)	(14)	(13)	(13)	(193)	(206)
(-) Impuesto sobre EBIT	k€				(510)	(1.006)	(1.051)	(1.048)	(1.100)	(1.147)	(1.160)	(1.204)	(1.237)	(1.280)	(1.318)	(1.357)	(1.944)	(2.570)
<b>Flujo de caja del proyecto</b>	<b>k€</b>	<b>(4.000)</b>	<b>(18.700)</b>	<b>(15.300)</b>	<b>1.712</b>	<b>4.246</b>	<b>4.363</b>	<b>4.370</b>	<b>4.508</b>	<b>4.651</b>	<b>4.700</b>	<b>4.823</b>	<b>4.926</b>	<b>5.050</b>	<b>5.166</b>	<b>5.282</b>	<b>6.864</b>	<b>8.730</b>
<b>TIR del proyecto</b>	<b>12,7%</b>																	
<b>Flujos de caja para el accionista</b>																		
(-) Capital invertido	k€	(2.000)	(3.935)	(1.301)	(1.661)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) SHL invertido	k€	(2.000)	(3.935)	(1.301)	(1.661)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(+) SHL intereses	k€	-	-	-	-	704	564	461	354	236	103	-	-	-	-	-	-	-
(+) SHL repago del principal	k€	-	-	-	-	2.005	1.477	1.535	1.681	1.893	1.473	-	-	-	-	-	-	-
(+) Repago del capital	k€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(+) Dividendos	k€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	504	2.107	2.129	2.174	2.211	3.382	6.877	8.730
<b>Flujo de caja para los accionistas</b>	<b>k€</b>	<b>(4.000)</b>	<b>(7.870)</b>	<b>(2.603)</b>	<b>(3.323)</b>	<b>2.709</b>	<b>2.041</b>	<b>1.995</b>	<b>2.035</b>	<b>2.129</b>	<b>2.080</b>	<b>2.107</b>	<b>2.129</b>	<b>2.174</b>	<b>2.211</b>	<b>3.382</b>	<b>6.877</b>	<b>8.730</b>
<b>TIR del accionista</b>	<b>15,6%</b>																	

		2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058
<b>Flujos de caja del proyecto</b>																		
(-) Capex durante construcción	k€																	
(+) EBITDA	k€	11.831	12.163	12.501	12.853	13.141	13.434	13.732	14.034	14.348	14.738	15.141	15.557	15.981	16.414	16.798	17.136	8.668
Variación de capital circulante	k€	(27)	(27)	(28)	(29)	(24)	(24)	(24)	(25)	(26)	(32)	(33)	(34)	(35)	(36)	(32)	(28)	(28)
(-) Impuesto sobre EBIT	k€	(2.652)	(2.735)	(2.819)	(2.907)	(2.979)	(3.052)	(3.127)	(3.203)	(3.281)	(3.378)	(3.479)	(3.583)	(3.689)	(3.797)	(3.893)	(3.978)	(2.015)
<b>Flujo de caja del proyecto</b>	<b>k€</b>	<b>9.153</b>	<b>9.401</b>	<b>9.654</b>	<b>9.917</b>	<b>10.138</b>	<b>10.357</b>	<b>10.581</b>	<b>10.807</b>	<b>11.041</b>	<b>11.327</b>	<b>11.629</b>	<b>11.939</b>	<b>12.257</b>	<b>12.581</b>	<b>12.873</b>	<b>13.130</b>	<b>6.625</b>
<b>TIR del proyecto</b>	<b>12,7%</b>																	
<b>Flujos de caja para el accionista</b>																		
(-) Capital invertido	k€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) SHL invertido	k€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(+) SHL intereses	k€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(+) SHL repago del principal	k€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(+) Repago del capital	k€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	920	1.190	1.189	1.193	1.197	-
(+) Dividendos	k€	9.153	9.401	9.654	9.917	10.138	10.357	10.581	10.807	11.041	11.327	11.629	11.019	11.067	11.392	11.680	11.933	6.625
<b>Flujo de caja para los accionistas</b>	<b>k€</b>	<b>9.153</b>	<b>9.401</b>	<b>9.654</b>	<b>9.917</b>	<b>10.138</b>	<b>10.357</b>	<b>10.581</b>	<b>10.807</b>	<b>11.041</b>	<b>11.327</b>	<b>11.629</b>	<b>11.939</b>	<b>12.257</b>	<b>12.581</b>	<b>12.873</b>	<b>13.130</b>	<b>6.625</b>
<b>TIR del accionista</b>	<b>15,6%</b>																	

Como indica el resultado del modelo financiero, la **rentabilidad del proyecto es del 12,7%** y **la rentabilidad del accionista es del 15,6%**. Por tanto, se puede concluir que esta planta de biometano de 400.00 t/año de residuos ganaderos y 100 GWh/año de producción es viable económicamente y rentable para los accionistas.

## 6. Análisis de sensibilidad

Se ha analizado la sensibilidad de la TIR del proyecto y la TIR del accionista a la variación de los parámetros más críticos de la planta como son la producción, la inversión, los costes operativos y el precio del BPA.

Cada parámetro se ha modificado manteniendo el resto inalterado, ofreciendo los siguientes resultados, que seguirían haciendo atractiva la inversión:

Análisis de sensibilidad			
	Variación	TIR proyecto	TIR accionista
<b>Producción</b>	-10%	11,3%	13,2%
	-20%	9,8%	11,0%
<b>Capex</b>	+10%	12,0%	14,3%
	+20%	11,3%	13,3%
<b>Costes operativos</b>	+10%	12,2%	14,6%
	+20%	11,6%	13,6%
<b>BPA</b>	-10%	11,1%	12,8%
	-20%	10,7%	12,3%

Si consideramos una situación de estrés del modelo, variando a la vez varios parámetros, el resultado, aunque menos atractivo, seguiría haciendo viable la inversión:

Análisis de sensibilidad			
	Variación	TIR proyecto	TIR accionista
Producción	-10%	9,1%	10,1%
Capex	+10%		
Costes operativos	+10%		
BPA	-10%		

## CONCLUSIONES

A lo largo de este trabajo se ha analizado el biometano no solo como una solución tecnológica, sino como un vector estratégico, de momento infrautilizado, que resulta determinante para la autonomía energética y la descarbonización de España hacia 2030. Tras el estudio llevado a cabo, se desprenden las siguientes conclusiones fundamentales que sostienen la tesis de esta investigación:

En primer lugar, existe una brecha crítica entre el potencial técnico y la realidad operativa. Mientras que fuentes sectoriales estiman un potencial de 163 TWh/año (capaz de cubrir el 45% de la demanda nacional de gas), la producción actual ni siquiera alcanza el 1% de ese potencial. Esta divergencia se vuelve más trascendente al considerar visiones estratégicas más ambiciosas que elevan el potencial hasta los 260 TWh/año si se integran tecnologías innovadoras como la gasificación y el *Power-to-Methane*. La principal conclusión crítica es que España está sufriendo un “coste de oportunidad” energético y ambiental por no alinear su ritmo administrativo con su capacidad de recurso autóctono.

En segundo lugar, el análisis económico y financiero realizado en el caso práctico demuestra que el biometano es una inversión viable económicamente y rentable financieramente para el inversor. Con una TIR del proyecto del 12,7% y una TIR del accionista del 15,6% para una planta tipo, se confirma que la producción de biometano mediante la digestión anaerobia de residuos agroganaderos, la valorización del digestato para la producción de fertilizantes y la venta del biometano es un negocio competitivo. No obstante, la viabilidad no depende solo de la tecnología, sino de la estabilidad contractual a través de acuerdos de compraventa de biometano a largo plazo (BPA) con offtakers de primer nivel que mitiguen la volatilidad del mercado *spot* y moneticen el valor de las Garantías de Origen (GdO).

Desde una perspectiva crítica de gestión, se identifica que la burocracia y la dispersión normativa son los verdaderos obstáculos del sector. Los largos plazos de tramitación y la falta de homogeneidad entre Comunidades Autónomas encarecen los proyectos y ahuyentan el capital hacia otros mercados europeos más ágiles como Francia o Dinamarca. En este trabajo se sostiene que no basta con ayudas puntuales al CAPEX; es

imprescindible una reforma estructural que agilice los permisos y proporcione señales de demanda obligatoria para evitar que España siga siendo un exportador neto de “valor ambiental” hacia el norte de Europa.

Asimismo, el biometano representa el máximo exponente de la economía circular aplicada al entorno rural. Su capacidad para transformar un pasivo ambiental (residuos orgánicos y emisiones de metano) en un activo energético y biofertilizante (digestato) genera un impacto socioeconómico directo en la “España Vacía”, con un potencial de creación de más de 60.000 empleos entre directos e indirectos. El biometano debe entenderse como una infraestructura de proximidad que hace más accesible la transición energética y devuelve valor al sector primario.

Por último, se concluye que España debe evolucionar desde un modelo de incentivos a la producción hacia un marco impulsado por la demanda. Siguiendo las tendencias de los líderes europeos, la introducción de objetivos obligatorios de mezcla y el fortalecimiento de un sistema de certificación transparente son las palancas necesarias para que el biometano deje de ser un proyecto nicho y se convierta en una industria de escala que descarbonice sectores de difícil electrificación.

En definitiva, este Trabajo de Fin de Grado defiende que España tiene ante sí una oportunidad histórica para liderar el mercado europeo del biometano. El éxito no vendrá dado por la abundancia del recurso, sino por la capacidad de la administración para crear un entorno regulatorio predecible que transforme el enorme *pipeline* de proyectos en realidades productivas integradas en la red nacional.

## BIBLIOGRAFÍA

APPA Renovables, Nota de prensa – Estudio del Impacto Macroeconómico de las Energías Renovables en España 2024: “Estancamiento del sector renovable...” (31/10/2025). p. 1 (PDF p. 1). [https://www.appa.es/wp-content/uploads/2025/10/NdP-Estudio-Macro-2024-Estancamiento-del-sector-renovable-a-la-espera-del-despertar-de-la-demanda-y-nueva-regulacion\\_vf-1.pdf](https://www.appa.es/wp-content/uploads/2025/10/NdP-Estudio-Macro-2024-Estancamiento-del-sector-renovable-a-la-espera-del-despertar-de-la-demanda-y-nueva-regulacion_vf-1.pdf)

Asamblea General de las Naciones Unidas, Transformar nuestro mundo: la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible (Resolución A/RES/70/1), 2015, p. 2. [https://unctad.org/system/files/official-document/ares70d1\\_es.pdf](https://unctad.org/system/files/official-document/ares70d1_es.pdf)

Asociación Empresarial Eólica (AEE), Sesión 1: “Proceso de Restricciones Técnicas a Bajar (RTB): Nueva realidad...” (documento de ponencia, 2024). pp. 3, 7, 13-15. [https://aeeolica.org/wp-content/uploads/2024/10/SESION-1\\_AEE-RWE-REDEIA-AFRY-VESTAS.pdf](https://aeeolica.org/wp-content/uploads/2024/10/SESION-1_AEE-RWE-REDEIA-AFRY-VESTAS.pdf)

Biomethane Industrial Partnership (BIP Europe), Biomethane incentives and their effectiveness – Final (Task Force 1), enero 2024, p. 5. Disponible en: [https://bip-europe.eu/wp-content/uploads/2024/04/BIP-TF1\\_Biomethane-incentives-and-their-effectiveness-Final.pdf](https://bip-europe.eu/wp-content/uploads/2024/04/BIP-TF1_Biomethane-incentives-and-their-effectiveness-Final.pdf)

BOE, Ley 7/2022, de 8 de abril, de residuos y suelos contaminados para una economía circular, art. 25.2.b y art. 25.4. <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2022-5809>

Cadena SER, “Ecologistas alertan sobre una macro planta de biometano en Huelves (Cuenca), junto al río Riánsares” (10/02/2026). Disponible en: <https://cadenaser.com/castillalamancha/2026/02/10/ecologistas-alertan-sobre-una-macro-planta-de-biometano-en-huelves-cuenca-junto-al-rio-riansares-ser-cuenca/>

Chaves, Huclin y Ramos, El rol de las tecnologías de almacenamiento... (Mediterráneo Económico 39), pp. 63–64. [file:///C:/Users/pferr/Downloads/Dialnet-ElRolDeLasTecnologiasDeAlmacenamientoParaLaIntegra-10374179%20\(1\).pdf](file:///C:/Users/pferr/Downloads/Dialnet-ElRolDeLasTecnologiasDeAlmacenamientoParaLaIntegra-10374179%20(1).pdf)

Climate and Clean Air Coalition (CCAC) - UNEP (UN Environment Programme).  
Disponible en: <https://www.unep.org/topics/energy/methane/climate-and-clean-air-coalition-ccac>

Comisión Europea, Biometano. [https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/bioenergy/biomethane\\_en](https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/bioenergy/biomethane_en)

Comisión Europea, El Pacto Verde Europeo (COM (2019) 640 final, Bruselas, 11/12/2019). p. 2 (PDF). [https://eur-lex.europa.eu/resource.html?format=PDF&uri=cellar%3Ab828d165-1c22-11ea-8c1f-01aa75ed71a1.0004.02%2FDOC\\_1](https://eur-lex.europa.eu/resource.html?format=PDF&uri=cellar%3Ab828d165-1c22-11ea-8c1f-01aa75ed71a1.0004.02%2FDOC_1)

Comisión Europea, Spain's draft updated national energy and climate plan – Highlights of the Commission's assessment (factsheet, 12/2023), p. 1–2. [https://commission.europa.eu/system/files/2023-12/Factsheet\\_Commissions\\_assessment\\_NECP\\_Spain\\_2023.pdf](https://commission.europa.eu/system/files/2023-12/Factsheet_Commissions_assessment_NECP_Spain_2023.pdf)

Council of European Energy Regulators, Regulators' reflections on enabling the injection and access to the wholesale market of biomethane (C25-RGS-01-03), 13/11/2025. p. 5, pp. 15-23. Disponible en: <https://www.ceer.eu/wp-content/uploads/2025/11/Regulators-Reflections-on-Enabling-the-Injection-and-Access-to-the-Wholesale-Market-of-Biomethane.pdf>

El País, “La rebelión de los pueblos contra las plantas de biometano: el gas limpio que asusta por el mal olor” (2 noviembre 2025). <https://elpais.com/clima-y-medio-ambiente/2025-11-02/la-rebelion-de-los-pueblos-contra-las-plantas-de-biometano-el-gas-limpio-que-asusta-por-el-mal-olor.html>

Enagás GTS, Nota de prensa: “Enagás GTS lanza nueva plataforma del Sistema GdO” (24/01/2023). Disponible en: <https://www.enagas.es/es/sala-comunicacion/actualidad/notas-prensa/2023-01-24-np-plataforma-gdo/>

Ence, “Ence cierra con BBVA la financiación de La Galera bajo el modelo de project finance” (20 febrero 2025). Disponible en: <https://ence.es/ence-cierra-con-bbva-la-financiacion-de-la-galera-bajo-el-modelo-de-project-finance/>

España (BOE), Real Decreto 986/2024, de 24 de septiembre, por el que se aprueba la actualización del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2023-2030 (BOE núm. 232, 25/09/2024), pp. 117800-117802. <https://www.boe.es/boe/dias/2024/09/25/pdfs/BOE-A-2024-19278.pdf>

España – Jefatura del Estado (BOE), Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética (BOE núm. 121, 21/05/2021). pp. 62009–62012 (PDF). <https://www.boe.es/boe/dias/2021/05/21/pdfs/BOE-A-2021-8447.pdf>

European Biogas Association, EBA Statistical Report 2025 (presentación “Webinar”, 10/12/2025).

EY, “Superar las barreras para escalar la producción de biogás y biometano en España” (28/11/2024). Disponible en: [https://www.ey.com/es\\_es/insights/energy-resources/superar-las-barreras-para-escalar-la-produccion-de-biogas-y-biometano-en-espana](https://www.ey.com/es_es/insights/energy-resources/superar-las-barreras-para-escalar-la-produccion-de-biogas-y-biometano-en-espana)

EY (2024), Superar las barreras para escalar la producción de biogás y biometano en España. [https://www.ey.com/es\\_es/insights/energy-resources/superar-las-barreras-para-escalar-la-produccion-de-biogas-y-biometano-en-espana](https://www.ey.com/es_es/insights/energy-resources/superar-las-barreras-para-escalar-la-produccion-de-biogas-y-biometano-en-espana)

Gasnam, Mapa de plantas de producción de biometano (consulta en 2026). Disponible en: <https://gasnam.es/mapa-plantas-produccion-biometano/>

Grupo Operativo “SUBPGAN”, Memoria divulgativa, pp. 23-25 y p. 47. Disponible en: <https://www.adroches.org/index.php/documentos/subpgan/60-memoria-divulgativa-final/file>

International Energy Agency (IEA), Outlook for Biogas and Biomethane (informe, 30 mayo 2025), pp. 10–11. Disponible en: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/5b757571-c8d0-464f-baad-bc30ec5ff46e/OutlookforBiogasandBiomethane.pdf>

IEA, Outlook for Biogas and Biomethane (rev. May 2025), p. 39. Disponible en: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/5b757571-c8d0-464f-baad-bc30ec5ff46e/OutlookforBiogasandBiomethane.pdf>

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO), Balance Energético de España 2024 (Madrid, 2025). pp. 3-5. [https://miteco-prod.adobeccqms.net/content/dam/miteco/es/energia/files-1/pniec-2023-2030/PNIEC\\_2024\\_240924.pdf](https://miteco-prod.adobeccqms.net/content/dam/miteco/es/energia/files-1/pniec-2023-2030/PNIEC_2024_240924.pdf)

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO), Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo 2050 (ELP 2050) (2020). pp. 11–12, 16 y 35–36. [https://ec.europa.eu/clima/sites/lts/lts\\_es\\_es.pdf](https://ec.europa.eu/clima/sites/lts/lts_es_es.pdf)

MITECO, Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC). Actualización 2023-2030 (24/09/2024), p. 24-25, p. 93 y p. 497. [https://miteco-prod.adobeccqms.net/content/dam/miteco/es/energia/files-1/pniec-2023-2030/PNIEC\\_2024\\_240924.pdf](https://miteco-prod.adobeccqms.net/content/dam/miteco/es/energia/files-1/pniec-2023-2030/PNIEC_2024_240924.pdf)

Parlamento Europeo y Consejo, Directiva (UE) 2023/2413 (DO L, 31/10/2023), p. 26. <https://www.boe.es/doue/2023/2413/L00001-00077.pdf>

PreZero España, “Se pone en marcha el primer reverse flow en Can Mata para inyectar biometano en la red gasista”, 17 mayo 2024, párrs. 1–4; última consulta: 02/02/2026. <https://prezero.es/prensa/noticias/can-mata-primer-reverse-flow-para-inyectar-biometano>

Querol, E., “Transición energética sostenible: sostenibilidad económica, seguridad de suministro y estabilidad ecológica” (Dialnet, 2021). p. 4-5. <file:///C:/Users/pferr/Downloads/Dialnet-TransicionEnergeticaSostenible-8455560.pdf>

Redeia–Red Eléctrica de España, Informe resumen de energías renovables 2024 (Marzo 2025), pp. 5-6. [https://www.sistemaelectrico-ree.es/sites/default/files/2025-03/Informe\\_Renovables\\_2024.pdf](https://www.sistemaelectrico-ree.es/sites/default/files/2025-03/Informe_Renovables_2024.pdf)

Sedigas, Estudio de la capacidad de producción de biometano en España. Resumen ejecutivo (2023). p. 4, pp. 8-9. <https://biometano.sedigas.es/wp-content/uploads/2023/01/sedigas-informe-potencial-biometano-2023-resumen-ejecutivo.pdf>

Sedigas – Informe anual 2024 (página “Potencial”), sección “Potencial de producción de biometano”, primer párrafo. <https://www.sedigas.es/informeanual/2024/gas-renovable/potencial/>

UNFCCC, Paris Agreement – Adoption of the Paris Agreement (2015). Art. 2 (p. 5) (PDF). [https://unfccc.int/sites/default/files/english\\_paris\\_agreement.pdf](https://unfccc.int/sites/default/files/english_paris_agreement.pdf)

## **Declaración de Uso de Inteligencia Artificial**

Declaración de Uso de Herramientas de Inteligencia Artificial Generativa en Trabajos Fin de Grado

Por la presente, yo, Pablo Fernández Andrés, estudiante de Derecho y Administración y Dirección de Empresas (E3) de la Universidad Pontificia Comillas al presentar mi Trabajo Fin de Grado titulado “El biometano como vector emergente en España: potencial y perspectivas hacia 2030”, declaro que he utilizado la herramienta de Inteligencia Artificial Generativa ChatGPT u otras similares de IAG de código sólo en el contexto de las actividades descritas a continuación:

1. Brainstorming de ideas de investigación: Utilizado para idear y esbozar posibles áreas de investigación.
2. Sintetizador y divulgador de libros complicados: Para resumir y comprender literatura compleja y tecnicismos.
3. Traductor: Entender mejor textos y palabras de un lenguaje a otro.

Afirmo que toda la información y contenido presentados en este trabajo son producto de mi investigación y esfuerzo individual, excepto donde se ha indicado lo contrario y se han dado los créditos correspondientes (he incluido las referencias adecuadas en el TFG y he explicitado para que se ha usado Chat GPT u otras herramientas similares). Soy consciente de las implicaciones académicas y éticas de presentar un trabajo no original y acepto las consecuencias de cualquier violación a esta declaración.

Fecha: 23/03/2026

Firma: Pablo Fernández Andrés