

I FÓRUM TECNOLÓGICO: Impulsar el desarrollo del gas renovable en España

DOCUMENTO BASE PARA EL DEBATE

14 DE MARZO 2018



Impulsar el desarrollo del gas renovable en España

Contenido

1. Objeto	3
2. Cadenas de valor, tecnologías y costes de producción	4
2.1. Biometano vía digestión anaerobia	5
2.2. Gas natural sintético vía gasificación	12
2.3. Gas natural sintético o hidrógeno vía electrólisis	13
2.4. El papel del hidrógeno como gas renovable	15
3. Ventajas	17
4. Potencial	22
5. Barreras	25
6. Propuestas de actuación	28
6.1. Descarbonizar el gas	28
6.2. Establecer objetivos de producción	29
6.3. Implantar un marco de ordenación	31
6.4. Implantar programas específicos de soporte	33
6.5. Implantar un marco de incentivación económica	35
7. Estimación del déficit para el equilibrio financiero	37

1. OBJETO

Del Fórum

Alcanzar un diagnóstico y una visión compartidos sobre el desarrollo del gas renovable en España y establecer un programa de actuaciones para su aplicación efectiva.

Del documento

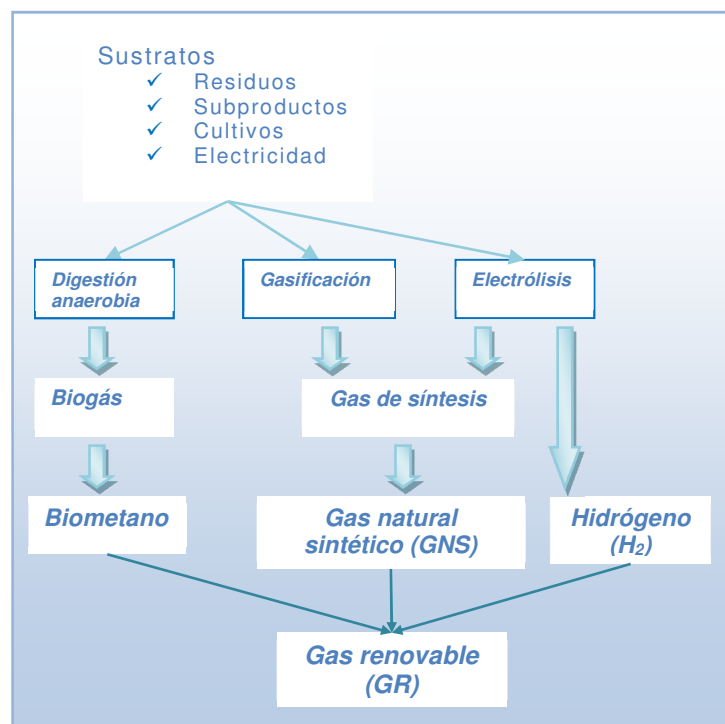
Aportar información de base y propuestas sobre el ámbito del Fórum como antecedentes elaborados para facilitar el debate y orientarlo a concretar conclusiones para la acción.

Por tanto, el contenido del documento, en particular las valoraciones económicas, es indicativo y está sujeto a revisión a la luz de las contribuciones de los participantes en el Fórum.

2. CADENAS DE VALOR, TECNOLOGÍAS Y COSTES DE PRODUCCIÓN

En la actualidad, el gas renovable (GR) hace referencia fundamentalmente a tres tipos de combustible gaseoso:

- El biometano (BM) producido vía digestión anaerobia
- El gas natural sintético (GNS) producido por dos vías:
 - Gasificación
 - Electrólisis del agua a partir de electricidad renovable y metanación con CO₂
- El hidrógeno (H₂) producido vía electrólisis a partir de electricidad renovable



Aunque los sustratos que se utilizan para su producción son en general diferentes, el biometano y el gas natural sintético tienen una composición muy similar entre sí y con el GN.

Los usos del GR son los mismos que los del GN:

- Calor
- Electricidad
- Carburantes para automoción
- Materia prima para la industria (ya sea en forma de metano o de hidrógeno)

2.1. Biometano vía digestión anaerobia

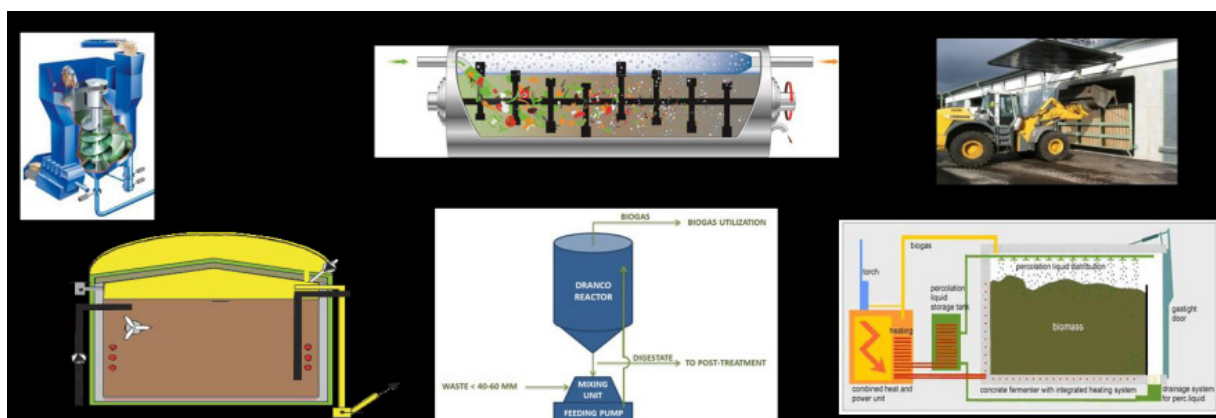
Producción de biogás

La digestión anaerobia es una tecnología madura, pero con un potencial de mejora notable, especialmente para aumentar su eficiencia. En este sentido, su TRL¹ se sitúa entre 6 y 9, en una escala de 1 a 9.

Tecnologías básicas de digestión anaerobia

Digestión húmeda Reactor de mezcla completa	Digestión seca en continuo Reactor de pistón	Digestión seca en batch Sistema de túnel
MS < 15 %	MS 15-30 %	MS > 30 %
Termofílico o mesofílico	Termofílico	Mesofílico

MS: Materia sólida



Fuente: German Biogas Association, 2016

Sustratos para la producción de biogás

Sustrato	Uso de referencia
Residuos orgánicos biodegradables acumulados en depósitos controlados de clase II	La digestión anaerobia se produce en el propio depósito. El biogás captado se destina a: <ul style="list-style-type: none"> • Combustión en antorcha • Producción de electricidad en motores de combustión interna (MCI)
Lodos de depuración de aguas residuales urbanas procedentes del espesador	La digestión anaerobia es el sistema preponderante en España (en % sobre la generación total)
Fracción orgánica de los residuos domésticos procedente de recogida selectiva, incluyendo los residuos de origen comercial (mercados, etc.)	Compostaje cerrado
Residuos orgánicos de la industria alimentaria (restos de frutas, vinazas, grasas, etc.)	Diversos
Estiércol y purines de la ganadería intensiva	Aplicación directa a suelos agrícolas
Restos agrícolas (rastros, pajas, etc.)	Integración en el suelo como enmienda. Reciclado agropecuario
Cultivos energéticos (por ejemplo, la planta entera de maíz)	Prácticamente, no se utilizan en España para la producción de biogás

Fuente: elaboración propia

¹Siglas en inglés de nivel de madurez tecnológica (*Technology Readiness Levels*). Véase:

<http://www.minetad.gob.es/Publicaciones/Publicacionesperiodicas/EconomiaIndustrial/RevistaEconomiaIndustrial/393/NOTAS.pdf>

Costes de la producción de biogás

El coste de la producción de biogás depende fundamentalmente del tipo de sustrato procesado y de la escala de la planta. Para monomaterial y escalas medianas, se pueden distinguir cuatro niveles de costes.

Nivel de coste (€/MWh _{PCI})	Sustrato	Hipótesis de cálculo*
5	Residuos biodegradables en depósito controlado	Referencia: producción eléctrica a red (50 €/MWh) Contenido de metano: 50 %
30-35	Fracción orgánica RM	Referencia: compostaje cerrado Capacidad: 20.000 t/a Producción de biogás: 100 Nm ³ /t Inversión adicional: 3 M€ Opex adicional: 100.000 €/a
	Lodos EDAR	Referencia: autoconsumo eléctrico (100 €/MWh) Coste motores: 20 €/MWh
45-50	Rastrojo de maíz	Referencia: aplicación al suelo Coste producción ensilado: 22-26 €/t Capacidad: 20.000 t/a Producción de biogás: 210 Nm ³ /t Inversión: 5-6 M€ Opex: 250-300 k€/a
65-70	Maíz, planta entera	Coste producción ensilado: 32-36 €/t Capacidad: 20.000 t/a Producción de biogás: 170 Nm ³ /t Inversión: 5-6 M€ Opex: 250-300 k€/a
	Purines de cerdo	Referencia: aplicación agrícola directa Recepción de purines a coste 0 Capacidad: 100.000 t/a Producción de biogás: 15 Nm ³ /t Inversión: 4-5 M€ Opex: 250-300 k€/a

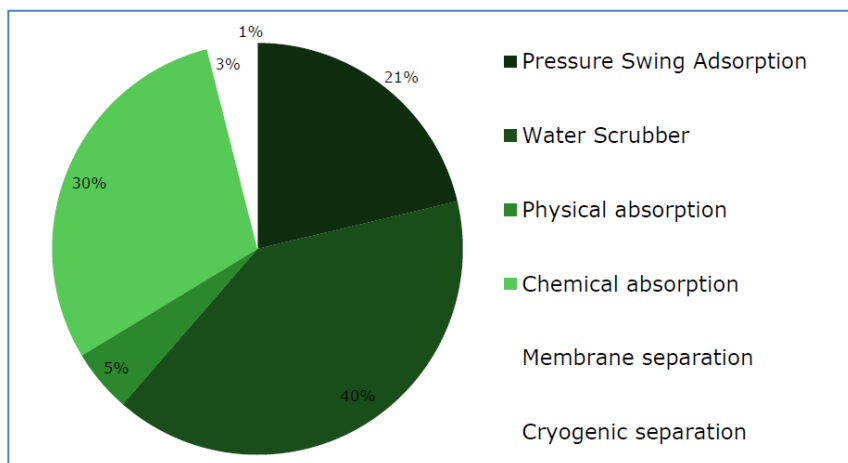
* Contenido de metano del biogás: 60 %, salvo indicado

No obstante, una planta de codigestión de purines de cerdo con sustratos energéticamente más densos (p.e., planta entera de maíz o residuos orgánicos industriales), de gran escala (p.e., 400.000 t/a) y con valorización del digestato, puede pasar del nivel de costes más alto (70 €/MWh) a un nivel bajo (30 €/MWh).

Producción de biometano a partir de biogás. Costes

La obtención de biometano apto para su inyección a la red de GN requiere un proceso de limpieza (H₂S) y separación del CO₂ del biogás (upgrading), hasta obtener la calidad requerida por la normativa.

Upgrading de biogás. Tecnologías empleadas en Europa

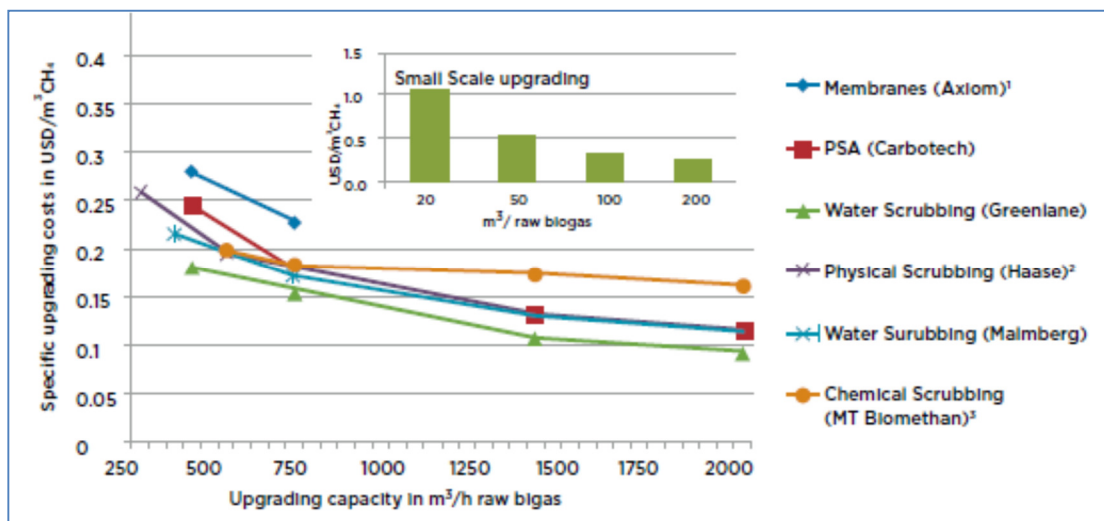


Fuente: European Biogas Association. 2017

Algunas tecnologías de upgrading están en fase comercial. No obstante, existe un amplio recorrido tecnológico para aumentar la eficiencia energética y reducir el coste: TRL entre 6 y 9.

El coste del upgrading depende fundamentalmente de la escala y de las especificaciones de calidad del GR.

Costes específicos de upgrading



Fuente: IRENA. Biogas for road vehicles. Marzo 2017

Costes de upgrading estimados

m3/h biogás	200	500	1.000	2.000
€/MWh _{PCI}	20-22	14-18	11-14	9-12

Fuente: elaboración propia

Inyección del biometano a la red. Costes

Si se quiere inyectar el biometano a la red de GN, son precisos unos procesos adicionales:

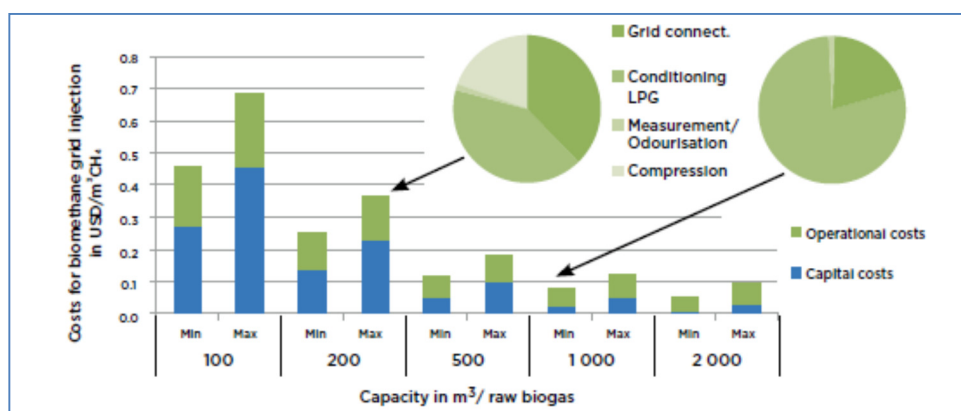
- Odorización
- Compresión en función de la presión de la red en la que se inyecte
- Control de calidad
- Medición del volumen inyectado
- Si se requiere, ajuste del poder calorífico del GR

El coste de la inyección depende de cuatro factores principales:

- La escala, medida en Nm³/h
- La necesidad de inyectar GLP (propano, butano) para corregir el poder calorífico
- La longitud de la canalización del GR hasta la red de gas
- La presión de la red en la que se inyecta el GR

Por ejemplo, a partir de la experiencia alemana, la más completa de Europa, los costes de inyección para 500 m³/h de biogás se sitúan entre 8 y 14 €/MWh. Si en el caso español no **hubiera necesidad de añadir GLP**, los costes se reducirían de forma notable.

Costes específicos de inyección de biometano a la red de GN



Fuente: IRENA. Biogas for road vehicles. Marzo 2017

Costes de inyección estimados

m ³ /h biogás	200	500	1.000	2.000
€/MWh _{PCI}	12-16	6-10	4-6	2-4

Fuente: elaboración propia

Coste total del biometano

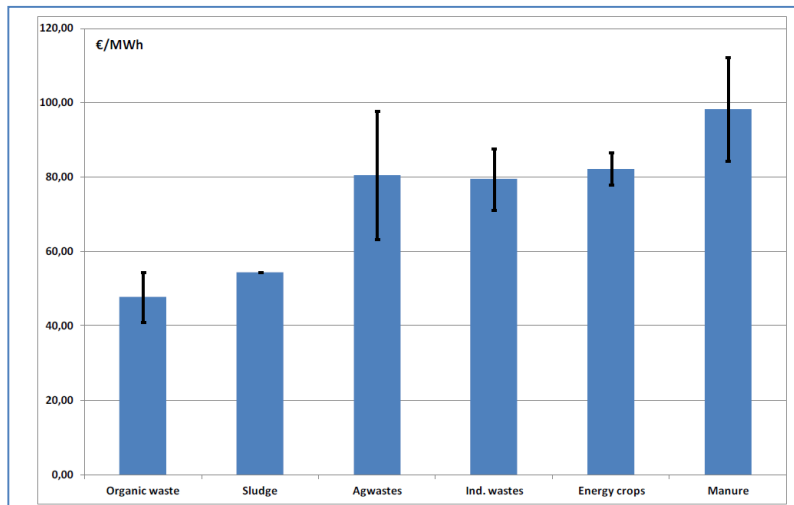
De forma orientativa, el coste total de producir biometano varía entre 9 y 97 €/MWh_{PCI}, en función del tipo de sustrato procesado y de la escala de operación. Si no hay que añadir GLP, la inyección a la red tiene un coste adicional entre 2 y 16 €/MWh_{PCI}.

Etapa	Producción de BG	Producción de BM	Inyección del BM
Tecnologías principales	Digestión anaerobia	Upgrading	Control de calidad, Odorización, etc.
Madurez tecnológica	6-7-8-9	6-7-8-9	8-9
Coste (€/MWh _{PCI})	0-75	9-22	2-16

Fuente: elaboración propia

Se puede considerar que estos costes tienen una fiabilidad suficiente como referencia de trabajo. Dos estudios recientes, uno de la Comisión Europea y otro de IRENA, lo confirman.

Coste de producción de biometano*

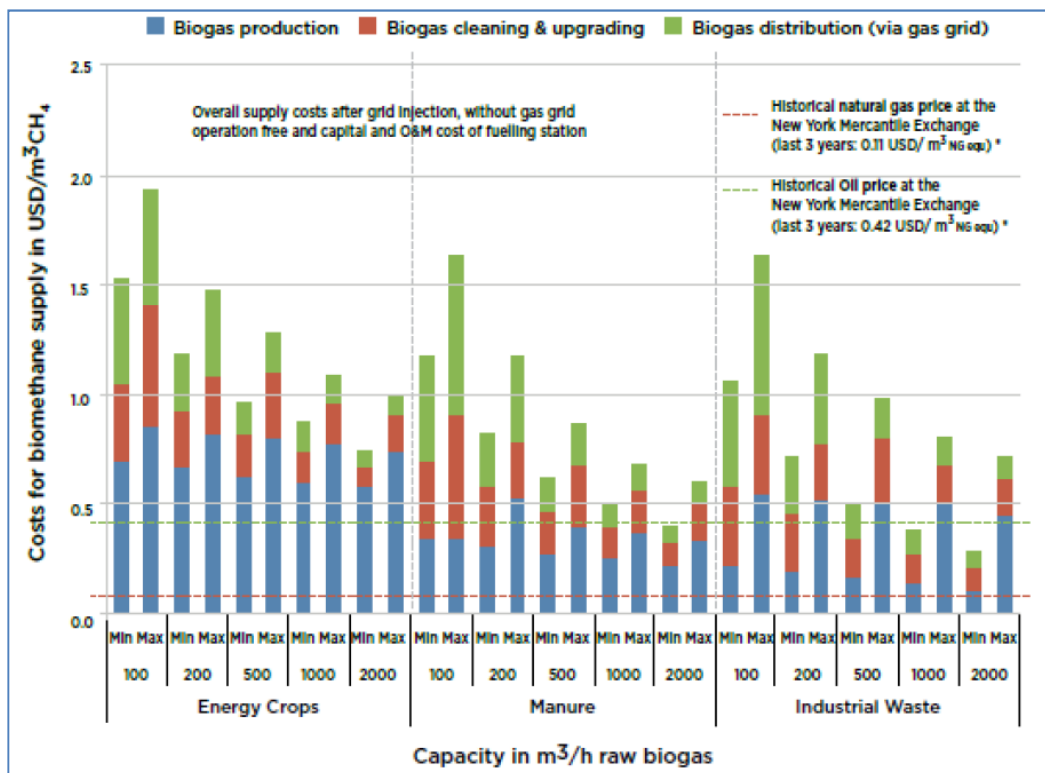


* Incluye el upgrading pero no la inyección a la red

Fuente: Comisión Europea, Subgrupo sobre biocarburantes avanzados. Febrero de 2017

En el caso de IRENA, los costes incluyen la inyección (con aporte de GLP) y se expresan en dólares por m³ de metano. Por ejemplo, para residuos industriales y 500 m³/h de biogás, el coste varía entre un mínimo de 40 €/MWh y un máximo de 80 €/MWh.

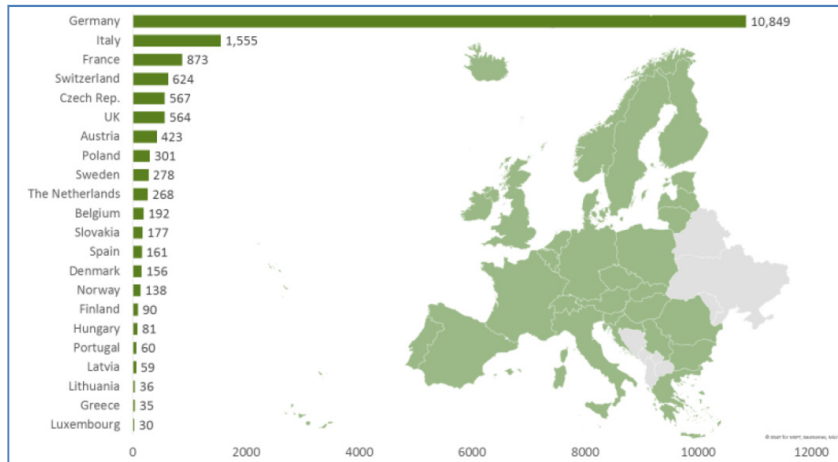
Coste de producción e inyección de biometano



Fuente: Fuente: IRENA. Biogas for road vehicles. Marzo 2017

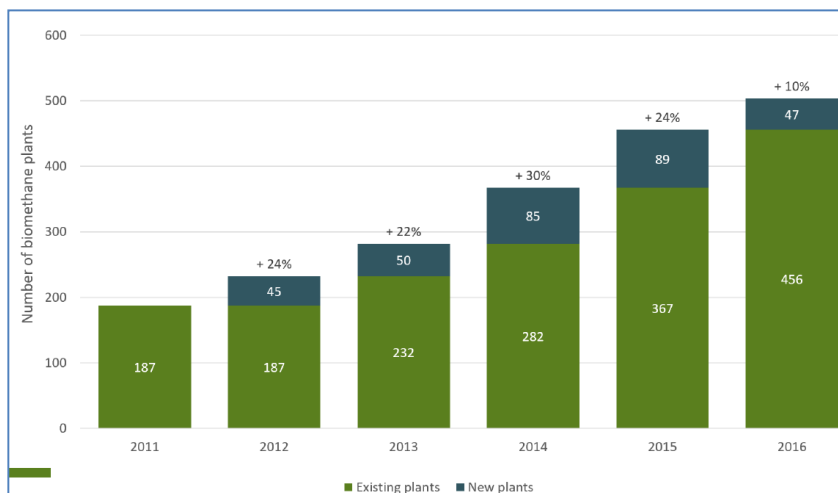
Estadísticas del biometano en Europa

Número de plantas de biogás en Europa (total: 17.662)



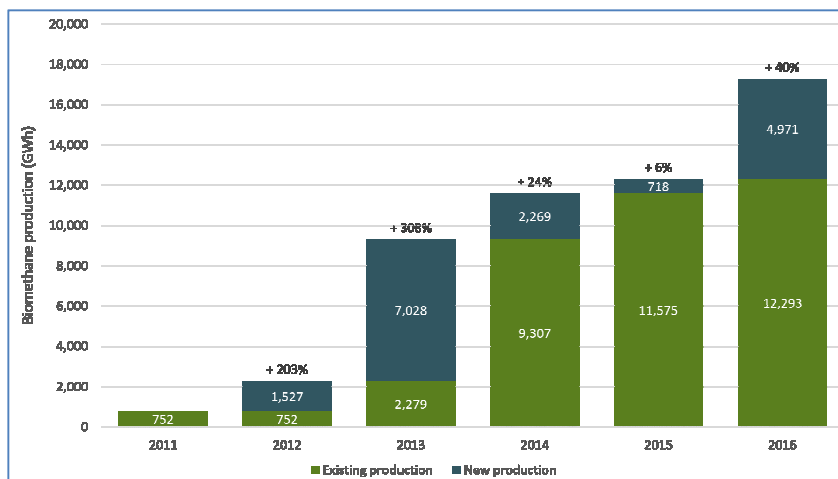
Fuente: EBA Statistical Report 2017

Evolución del número de plantas de biometano en Europa



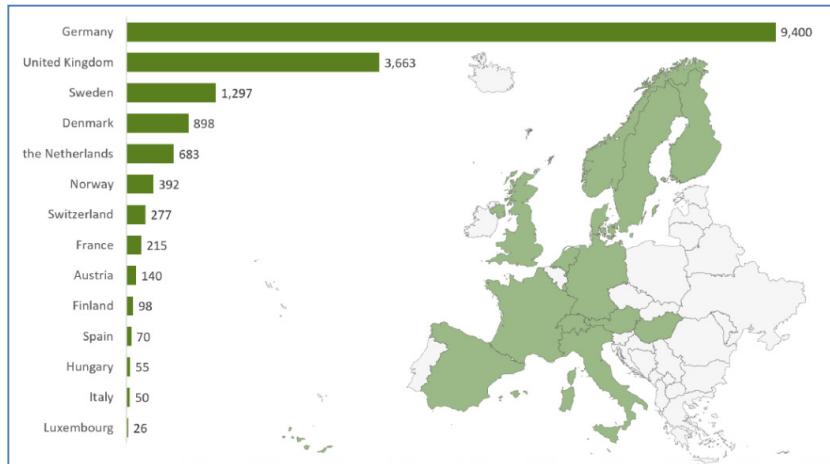
Fuente: EBA Statistical Report 2017

Evolución de la producción de biometano en Europa



Fuente: EBA Statistical Report 2017

Producción de biometano en Europa (GWh)



Fuente: EBA Statistical Report 2017

2.2. Gas natural sintético vía gasificación

En esta vía, la producción de GNS se basa en dos tecnologías principales:

- **Gasificación:** proceso endotérmico termoquímico de oxidación parcial (oxígeno subestequiométrico) del combustible presente en el sustrato, para producir un gas de síntesis formado fundamentalmente por CO, H₂ y CH₄, además de CO₂ y otras impurezas. La temperatura de proceso varía entre 800 °C y 1.500 °C, según el tipo de reactor empleado.
- **Metanación:** Proceso exotérmico en condiciones controladas de presión y temperatura en el que el CO y el H₂ reaccionan para formar metano y agua. La relación CO/H₂ debe ajustarse previamente mediante la reacción de conversión (“*shift reaction*”). La metanación termoquímica catalizada es la tecnología preponderante, aunque para escalas pequeñas existe la metanación biológica (microorganismos).

La gasificación y la metanación para la producción de GNS son tecnologías todavía en desarrollo, aunque existen plantas demostración: TRL entre 6 y 8.

La eficiencia energética de la conversión de biomasa a GNS se sitúa por encima del 60 %.



Sustratos para la producción de gas de síntesis mediante gasificación

Sustrato	Uso de referencia
Restos forestales de silvicultura (prevención de incendios, maduración del bosque, etc.)	Poca gestión silvícola en España Biomasa para usos térmicos
Podas (viñedo, olivo, frutales) y otros restos leñosos agrícolas	Aplicación al suelo Biomasa para usos térmicos
Cultivos energéticos leñosos	Implantación escasa
Residuos combustibles tales como papel y cartón, textiles, plásticos, absorbentes celulósicos, etc. En particular, el rechazo (no reciclable) de plantas de tratamiento de residuos domésticos o industriales no peligrosos (CSR/CDR)	Mayoritariamente depositados en vertedero. Unos 2 Mt/a se tratan en plantas de incineración

Fuente: elaboración propia

Coste de la producción de GNS mediante gasificación

Etapa		Producción de gas de síntesis	Producción de GNS bruto	Producción de GNS	Total
Tecnologías principales		Gasificación	Metanación	Upgrading	
Biomasa*	Madurez tecnológica	6-7-8	6-7-8	6-7-8-9	
	Coste (€/MWh _{PCI})	40-60	30-40	10-15	90-110
CDR**	Madurez tecnológica	6-7 (1)	6-7-8	7-8-9	
	Coste (€/MWh _{PCI})	10-20	30-40	10-15	50-70

* Precio: 50 €/t (30 % humedad) ** Precio: - 40 €/t (> 200.000 t/a)

(1) Por la heterogeneidad del CDR, su gasificación es más compleja que la de biomasa y requiere un mayor avance tecnológico

Fuente: Elaboración propia a partir de proyectos demo de referencia: GoGreenGas (Reino Unido), GoBiGas (Suecia), Alkmaar (Holanda), Gaya (Francia)

→ En teoría, la producción de GNS a partir de biomasa puede competir con la producción de biometano mediante monodigestión de purines, pero las tecnologías involucradas no están maduras.

→ La producción de GNS a partir de CDR/CSR podría ser a medio plazo una alternativa limpia y eficiente a la incineración.

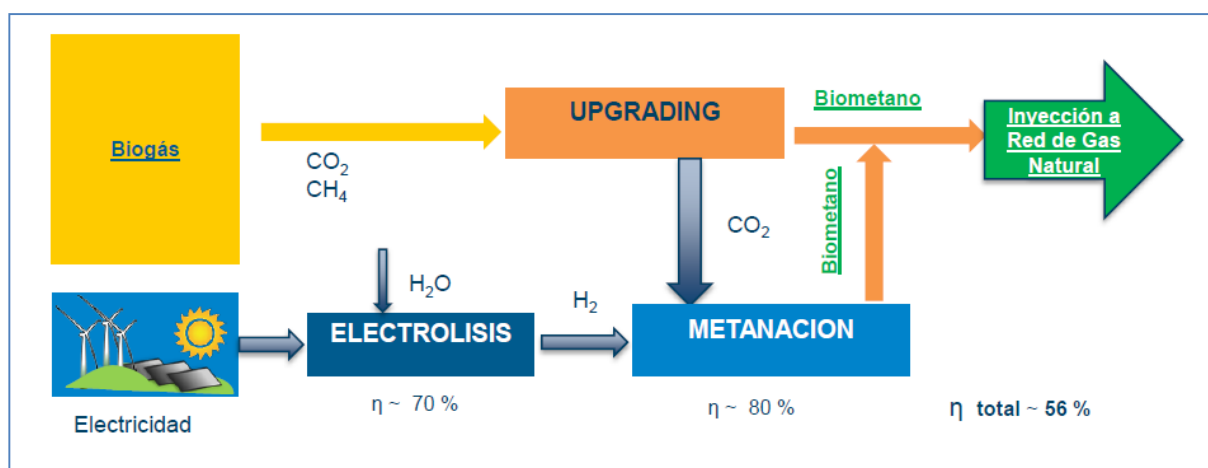
2.3. Gas natural sintético o hidrógeno vía electrólisis

En esta vía, el gas de síntesis se obtiene mezclando CO₂ capturado (por ejemplo, del upgrading de biogás) con H₂ obtenido mediante la hidrólisis del agua a partir de electricidad excedente y, por tanto, de menor valor. Mediante metanación, el gas de síntesis se transforma en GNS y posteriormente se acondiciona para su uso vehicular o inyección a la red de GN.

La tecnología está en fase demostración (TRL: 6-8).

La eficiencia de la conversión de electricidad en GNS se sitúa entre el 55% y el 60 %.

Electricidad a GR (PtG)



Fuente: elaboración propia

Coste del GNS a partir de 10 MWe de electricidad

	Coste electricidad (€/MWh _e)	Coste GNS (€/MWh _{PCI})
Actual	50	200
2030	40	160
2050*	14	100

* Energía solar y eólica > 60 % en mix eléctrico

Coste del CO₂ para la metanación: 50 €/t, aunque su incidencia en el coste del GNS es muy baja

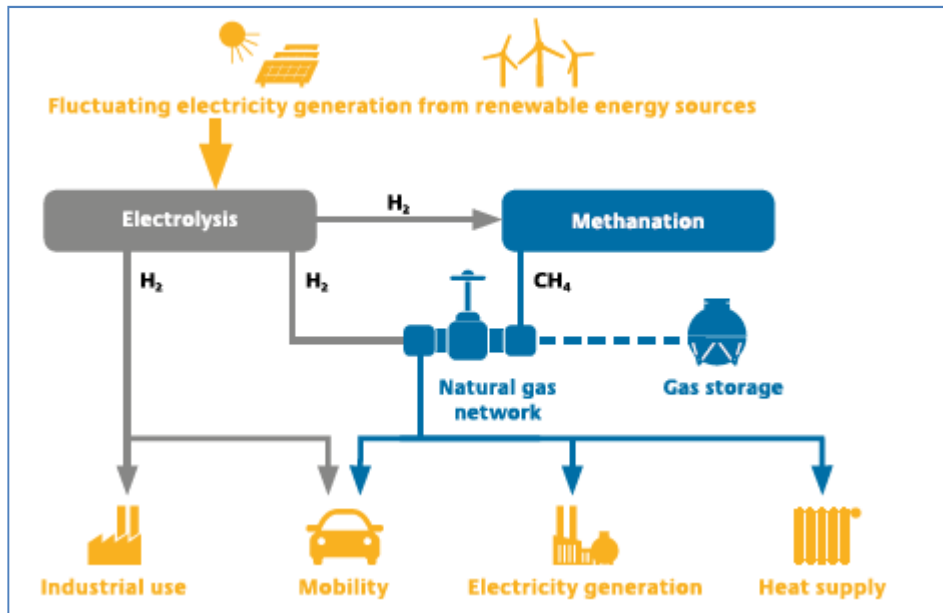
Factor de carga > 3.000 h/a

Fuente: Elaboración propia a partir de: Fundation Tuck. The potential of power-to-gas. Enero 2016

Los factores que más influyen en el coste final son el precio de la electricidad y alcanzar un factor de carga de 2.500-3.000 h/a.

La etapa de metanación se puede suprimir y obtener hidrógeno como GR con menor coste. También son posibles soluciones mixtas.

P2G puede combinar el GNS con el H2



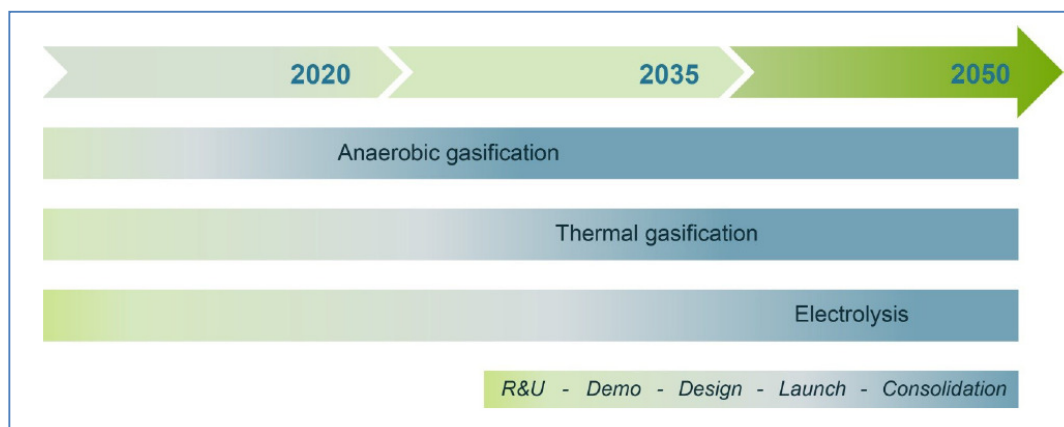
Fuente: DENA, German Energy Agency. P2G system solution. 2015

Según la *European Power to Gas Platform*, en diciembre de 2016, 39 instalaciones de P2G estaban en operación, 11 finalizaban su construcción y otras 14 estaban planificadas en Europa. Alemania es el país más activo, seguido por Dinamarca y Reino Unido.

2.4. El papel del hidrógeno como gas renovable

Aunque la digestión anaerobia tiene un importante margen de mejora de la eficiencia, se trata de una tecnología en estado comercial, fiable y de coste razonable. Por el contrario, la electrólisis y la metanación requieren todavía inversiones importantes en I+D para cumplir estos requisitos. De hecho, la producción masiva de hidrógeno a partir de electricidad renovable está limitada en gran medida por el alto coste de la electrólisis.

Evolución tecnológica de la producción de GR



Fuente: Energinet.dk, 2016

Por otra parte, las características propias del H₂ hacen que su compatibilidad con las infraestructuras gasistas presente algunas incertidumbres:

- El H₂ puede dañar las tuberías de metal y suponer costes adicionales de vigilancia y mantenimiento de la red. También puede tener efectos indeseables en las turbinas de gas y en los depósitos de almacenamiento². Por el contrario, el biometano y el GNS se pueden inyectar a la red de GN sin ninguna restricción.
- Todavía no se ha podido reunir una evidencia práctica suficiente³ sobre la seguridad de la distribución y el uso de un gas rico en hidrógeno.
- Todos los vehículos, electrodomésticos, procesos industriales, etc. que funcionan con GN pueden seguir funcionando con biometano y GNS sin ninguna modificación. El H₂ requeriría introducir cambios en los electrodomésticos y la aplicación a gran escala de las células de combustible para automoción, entre otras adaptaciones.
- A igualdad de presión, el almacenamiento del H₂ requiere un volumen 3,5 veces mayor que el biometano y el GNS para la misma cantidad de energía.

Por todo ello, la producción de biometano o GNS se puede considerar prioritaria. Ahora bien, cuando el insumo principal es electricidad, la producción de hidrógeno es más barata que la de GNS vía metanación. Por tanto, si a medio o largo plazo los costes de la electricidad renovable y la electrólisis se reducen notablemente, los ahorros en metanación y, en menor medida, en aporte de CO₂ podrían compensar los costes de adaptación al hidrógeno, particularmente en la red de distribución y en los equipos de consumo final. Salvo para usos puntuales (por ejemplo, hidrógeno industrial), la generalización del PtG no se espera antes de 2030.

² En las condiciones actuales, se estima que la red de gas española podría aceptar un 6-8 % de hidrógeno en volumen.

³ Véase: Sustainable Gas Institute. A greener gas grid: what are the options? Julio 2017

Existe todavía una gran incertidumbre tecnológica en este ámbito. Las decisiones que se tomen hoy no deberían cerrar permanentemente ninguna opción. La flexibilidad para adaptarse a la evolución tecnológica ha de ser, en lo posible, un principio de actuación.

En los próximos años, en el marco de los costes y beneficios de la transición energética, se debería analizar cuál ha de ser el papel del H2 renovable o bajo en carbono en el futuro de la red de gas y, en función de ello, planificar los cambios y adaptaciones necesarios en la infraestructura gasista.

3. VENTAJAS

El gas renovable es parte de la solución para cumplir los objetivos europeos de descarbonización e impulsar la economía circular y la valorización de los residuos.

Los beneficios socioambientales de la producción de biogás y de gas de síntesis (gasificación), sea cual sea el uso al que se destinen, son ampliamente conocidos:

- Es una forma de energía renovable, baja en emisiones de GEI
- Estimula el desarrollo rural puesto que se basa fundamentalmente en la explotación de recursos agroalimentarios o forestales. Promueve la cooperación local de los diversos agentes implicados (agricultores, ganaderos, propietarios forestales, empresas energéticas, ingenierías, administraciones públicas, tecnólogos, etc.)
- Es sinérgico con la solución de problemas medioambientales persistentes en España, tales como:
 - La eutrofización de las aguas por sobrefertilización
 - La destrucción en los vertederos o incineradoras de materia orgánica⁴ y de otros residuos valorizables
 - La degradación de suelos improductivos o marginales
 - La insuficiente maduración de los bosques y prevención de incendios forestales mediante prácticas de silvicultura

El cambio climático tiende a acentuar estos impactos.

- Genera un digestato especialmente apto para su uso agrícola (prevención de malos olores, nitrógeno más disponible para las plantas, facilidad de aplicación, etc.), con lo que se cierra el círculo de los nutrientes y la materia orgánica (economía circular). Los fertilizantes inorgánicos suponen cerca del 80 % de las emisiones de GEI de la agricultura en Europa.

Además, es una energía autóctona, libre de las vicisitudes de la política exterior.

Al amparo de la regulación sobre producción eléctrica en régimen especial, tradicionalmente en España el biogás (y, puntualmente, el gas de síntesis) se ha utilizado para producir electricidad y evacuarla a la red eléctrica, aunque también se destina al autoconsumo de electricidad y calor en aquellos casos en que hay una demanda suficiente. No obstante, en el contexto europeo, el aprovechamiento del biogás evoluciona hacia la producción de GR para inyección a la red de gas:

- El coste neto de la conversión de biogás a GR tiende a ser menor que a electricidad
- Gracias a la flexibilidad que aportan las infraestructuras gasistas, el GR inyectado a la red se alinea mejor con las políticas de la UE sobre protección del clima y energía renovable, y el proyecto de Directiva europea sobre energías renovables contempla el GR como parte de la solución para para cumplir los objetivos establecidos
- Potenciar la red de gas como receptora de energía renovable se muestra como una opción económicamente competitiva para balancear el sistema eléctrico descarbonizado (sin emisiones de GEI).

⁴ El 50 % de los suelos españoles son pobres en carbono orgánico, lo que aumenta el riesgo de desertificación (MAPAMA, 2012)

El coste neto de la conversión de biogás a GR tiende a ser menor que a electricidad

En la situación actual de mercado, la inyección de electricidad a la red es económicamente superior a la de biometano, aunque para escalas grandes, ambos sistemas se pueden considerar equivalentes. No obstante, en 2030 la situación podría ser más favorable para el biometano:

- El mix eléctrico será más renovable, lo que reducirá el coste marginal de la electricidad y las emisiones de GEI asociadas
- Se espera que el precio de los derechos de emisión de CO₂ sea más alto que el actual, fundamentalmente a causa de la intervención de la UE a través de la reserva de estabilidad del mercado⁵ y de unos objetivos más exigentes.

Coste de evacuación del biogás a las redes energéticas

Biogás (Nm ³ /h)	A red de gas natural (€/MWh _{pci})			A red eléctrica		
	Upgrading	Inyección	Total	MWe	€/MWh _e	€/MWh _{pci} *
200	21	14	35	0,45	45	17
500	16	8	24	1,1	37	14
1.000	12	5	17	2,2	28	11
2.000	10	3	13	4,4	26	10

* 1 kWh_e/2,65 kWh_t (eficiencia de los motores de combustión interna a biogás: 38 %)

Fuente: elaboración propia

Valor energético y climático del gas y la electricidad

	€/MWh _{pci}	CO ₂ eq evitado (t/MWh)	Precio CO ₂ (€/t)	Valor total (€/MWh _{pci})
Gas natural	22	0,20	10	24
Electricidad	50	0,28*	10	53

* Año 2017 (estadísticas Red Eléctrica de España)

Fuente: elaboración propia

Valor neto del biogás evacuado

Biogas (Nm ³ /h)	A red de GN (€/MWh _{pci})	A red eléctrica (€/MWh _{pci})
200	-11	3
500	0	6
1.000	7	9
2.000	11	10

Fuente: elaboración propia

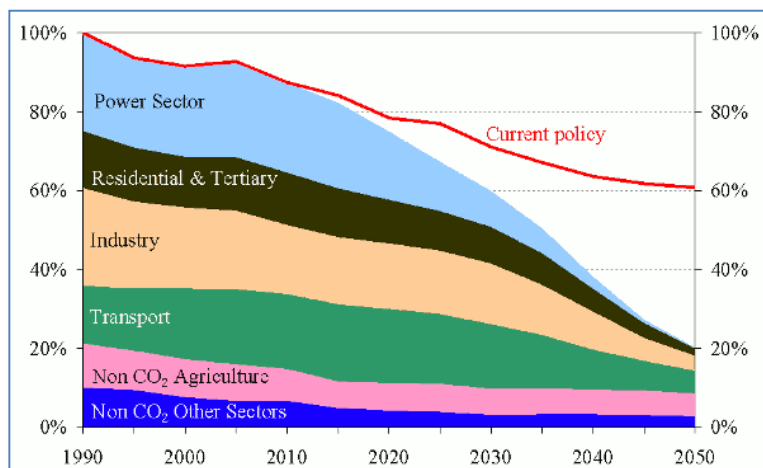
El GR inyectado a la red de GN se alinea mejor con las políticas de la UE sobre protección del clima y energía renovable

La Hoja de ruta hacia una economía hipocarbónica establece:

- En 2050, la UE deberá haber reducido sus emisiones de GEI en un 80% en relación con los niveles de 1990
- Como objetivos intermedios, tendrá que lograr una reducción del 40% en 2030 y del 60% en 2040.

⁵ Decisión (UE) 2015/1814

Posible reducción del 80% de las emisiones de GEI en la UE (100%=1990)



Fuente: Comisión Europea https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2050_es

Todos los sectores involucrados deberán hacer un esfuerzo importante, incluido el transporte y la climatización. La producción de electricidad debe estar prácticamente descarbonizada en 2050.

España tendrá pocas dificultades para cumplir el objetivo de reducción de emisiones difusas (fundamentalmente, calor y transporte) para el año 2020, establecido por la UE en un 10% respecto a las emisiones del año 2005. No obstante, el porcentaje requerido podría aumentar hasta el 26% en el año 2030⁶ y llegar a superar el 80% en el año 2050, de acuerdo con la hoja de ruta europea. Estos objetivos a largo plazo son mucho más exigentes y su cumplimiento supone un reto de primera magnitud.

Por otra parte, la propuesta de Directiva relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables (RED II) y las enmiendas introducidas por el Parlamento europeo en enero de 2018 establecen objetivos ambiciosos a nivel de toda la UE (sin objetivos específicos para los EM), con especial atención a la climatización y el transporte.

Objetivos de la UE-28 en materia de energía renovable

Consumo final bruto de energía*	Objetivo 2030	
Calefacción y refrigeración	La participación de la energía renovable ha de aumentar un 1 % anual	En función de cómo se evalúen las medidas de ahorro y eficiencia, el objetivo podría aumentar al 2 %
Transporte	12 %	El GR producido a partir de residuos podría contar doble para este objetivo (en algunos sectores). Se establece una cuota obligatoria específica de biocarburantes avanzados y de biogás del 0,5% en 2021 y del 3,6% en 2030.
Total	35 %	La propuesta inicial era del 27 %

* Incluidas las pérdidas de electricidad y calor en la distribución y el transporte

Fuente: Enmiendas aprobadas por el Parlamento Europeo, el 17 de enero de 2018, sobre la propuesta de Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables (refundición) (COM(2016)0767 – C8-0500/2016 – 2016/0382(COD))

⁶ COM(2016) 482 final

En este contexto europeo, la inyección de GR a la red de gas permite descarbonizar usos energéticos poco adaptados a la electrificación o que se pueden prestar de forma más eficiente con gas:

- Climatización doméstica y comercial sin necesidad de *back-up* en episodios extremos de temperatura
- Transporte, especialmente vehículos pesados y barcos (sinergias entre GR y movilidad). Posibilidad de vehículos etiquetados como cero emisiones a partir del uso de certificados del origen renovable del gas
- Cogeneración de alta eficiencia allá donde existe la demanda de calor adecuada. Generación distribuida de electricidad renovable aprovechando la red de gas y evitando inversiones en capacidad de la red eléctrica
- Centrales eléctricas de *back-up* bajas en emisiones de GEI sin necesidad de captura y almacenamiento de CO₂
- Procesos industriales a alta temperatura.

La Comisión Europea reconoce la utilidad del GR en su comunicación sobre valorización energética de residuos.

Una de las mejores técnicas demostradas para la valorización energética de residuos es la revalorización del biogás en biometano para su distribución y uso ulteriores (p. ej., inyección en la red de gas y combustible para el transporte).

Fuente: COM (2017) 34 final

En un estudio⁷ de diciembre de 2016, la CE recomienda a los Estados miembros que desarrollen estrategias sobre el papel del biogás y el biometano para cumplir los objetivos climáticos y energéticos futuros, en cooperación con las partes interesadas relevantes. También requiere la creación de un marco a largo plazo para promover el sector del gas renovable integrando áreas relacionadas como la agricultura y la gestión de residuos.

Asimismo, la consultora Ecofys (Grupo Navigant) ha estimado los ahorros que pueden conseguirse en la UE al producir 72 bcm de GR hasta 2050, a fin de contribuir a cumplir los objetivos de descarbonización y energías renovables. Para ello, ha comparado un escenario de electrificación sin GR y otro que integra una menor electrificación con GR.

Evaluación económica de la participación del GR en el sistema energético europeo en 2050

	Coste (kM€)		
	Sin GR	Con GR (72 bcm)	Diferencia
Tecnologías de calefacción	210	173	37
Aislamiento edificios	180	159	21
Producción de energía para calefacción	61	67	-6
Calefacción de distrito	37	37	0
Infraestructura gasista	20	24	-4
Infraestructura de distribución de electricidad	31	30	1
Infraestructura de transmisión de electricidad	70	65	5
Producción de electricidad*	386	302	84
Total	995	857	138

* Se encarece por la mayor necesidad de plantas de GNCC con captura y almacenamiento del CO₂

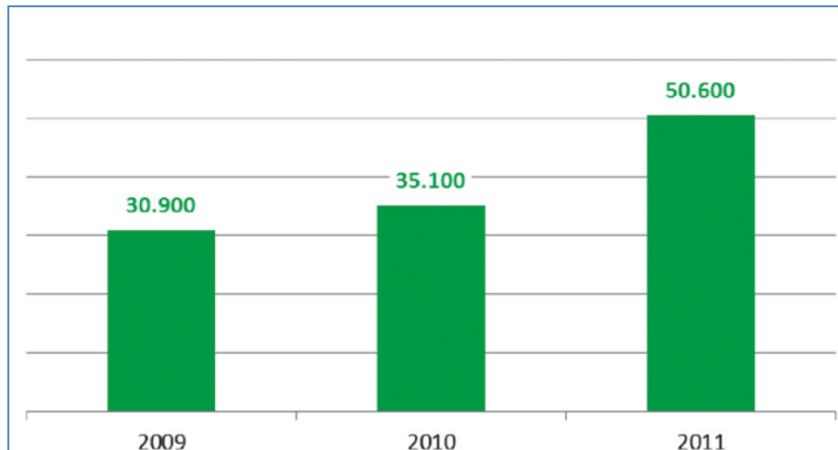
Fuente: Ecofys. How gas can help to achieve the Paris Agreement target in an affordable way. 2018. Estudio encargado por el consorcio Gas for Climate, del que Enagás forma parte

⁷ An assessment of the potential of biogas from digestion in the EU beyond 2020. CE 2016

Según este estudio, en un escenario de descarbonización como el de la hoja de ruta de la UE hasta 2050, los beneficios de mercado del GR serían muy importantes, del orden de 170 €/MWh/a.

Al margen de las consideraciones coste-beneficio, y de acuerdo con la experiencia en Alemania, el empleo que podría crear el desarrollo del GR en España es significativo. En Francia, la producción de 90 TWh de GR en 2030 crearía 170.000 empleos (GRDF, 2018).

Puestos de trabajo en Alemania asociados a la producción de biogás (provisión de sustratos y explotación de plantas)

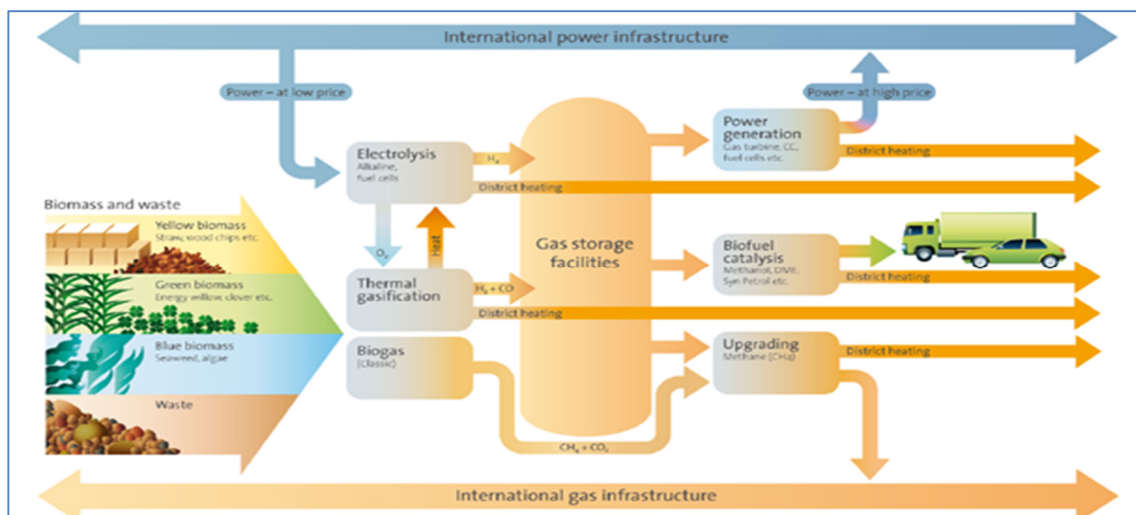


Fuente: GreenGasGrids. 2013

Potenciar la red de gas como receptora de energía renovable ayuda a balancear el sistema eléctrico futuro

A más largo plazo, la producción de GR y su inyección a la red de gas permitirá almacenar con un coste razonable cantidades muy importantes de electricidad renovable sobrante, para su uso cuando las condiciones climáticas y la demanda lo requieran, y con la rapidez de respuesta propia del gas. Ninguna otra tecnología ofrece actualmente este servicio estacional a un coste más competitivo ni se prevé que exista a medio plazo. Las redes de gas y electricidad quedarán así integradas y trabajarán de forma sinérgica para dar seguridad y estabilidad al sistema eléctrico.

Integración de las redes eléctrica y de gas



Fuente: Energinet, 2013

4. POTENCIAL

Potencial básico

Con carácter orientativo, se estima el potencial disponible máximo en España desde la perspectiva actual.

Digestión anaerobia

Sustrato			Potencial (bcm PCI)
Residuos	Fracción orgánica de residuos domésticos de recogida selectiva	5 Mt/a (60 % de recogida selectiva) 100 Nm ³ BG/t	0,25
	Lodos EDAR	1,0 Mt/a MS 0,5 Nm ³ BG/kg SV	0,2
	Depósito controlado de residuos biodegradables	Emisión: 0,6 MtCH ₄ /a Captación disponible: 25 %	0,2
	Residuos orgánicos de servicios o industrias		0,25
Subproductos*	Estiércol y purines		0,6
	Restos agrícolas	Equivalente a mezcla con purines para una producción de BG de 50 Nm ³ /t	0,8
Total DA			2,3

Gasificación

Sustrato			Potencial (bcm PCI)
Residuos	Rechazo (no reciclable, no peligroso) de plantas de tratamiento de residuos (CDR/CSR)	5 Mt/a (40 % C orgánico) PCI: 4 MWh/t	1,0
Subproductos*	Restos forestales Podas	6 Mt/a PCI: 3,5 MWh/t	1,1
Total gasificación			2,1

Electrólisis (P2G)

Sustrato			Potencial (bcm PCI)
Electricidad renovable excedente	CO ₂ de upgrading de biogás	0,5 MWhCH ₄ /MWh BG	1,1
	CO ₂ de upgrading de gas de síntesis	3,5 MWhCH ₄ /t BM	3,5
Total P2G			4,6
Total			9,0

* Según la Ley 22/2011, no son residuos:

Las materias fecales, paja y otro material natural, agrícola o silvícola, no peligroso, utilizado en explotaciones agrícolas y ganaderas, en la silvicultura o en la producción de energía, mediante procedimientos o métodos que no pongan en peligro la salud humana o dañen el medio ambiente.

1 bcm (pci) = 10,8 TWh (MMWh)

Fuente: elaboración propia, a partir de IDAE, FGNF, National Energy Technology Laboratory (DOE, USA)

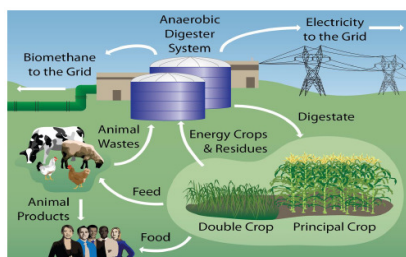
Potencial adicional

Este potencial es indefinido desde la perspectiva actual e incluye dos fuentes principales:

- A corto y medio plazo, digestión anaerobia y gasificación de cultivos energéticos que no compitan con alimentos o forrajes
- A largo plazo, P2G a partir del CO₂ producido en el upgrading del GR de cultivos energéticos o del CO₂ de fuentes industriales.

En particular, las prácticas que se adopten en España en materia de cultivos energéticos intermedios o de cobertura⁸ en invierno pueden incrementar de forma importante el potencial de producción de GR. También se podrían utilizar tierras marginales, abandonadas o en riesgo de degradación.

En el norte de Italia se ha llevado a cabo una investigación sobre el cultivo de triticale en invierno en tierras donde se planta maíz forrajero en verano. El triticale se utiliza para la producción de biogás y el digestato se devuelve a las mismas tierras. Los resultados se han mostrado prometedores en todos los aspectos: la cosecha de maíz forrajero aumentó y no se creó ningún impacto negativo. No obstante, el propio estudio recomienda nuevas investigaciones para confirmar estos resultados.



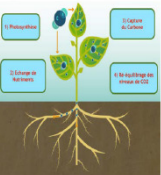





Fuente: Ecofys. Assessing the case for sequential cropping to produce low ILUC risk biomethane. 2016

La empresa gasista francesa GRDF del grupo Engie aboga también por los cultivos intermedios para incrementar la producción de GR.

Ventajas de los cultivos energéticos de cobertura según GRDF

⁸ Eurostat define los cultivos de cobertura como aquellos que se plantan específicamente para reducir las pérdidas de suelo, nutrientes y productos de protección durante el invierno o otros periodos en que la tierra quedaría desprotegida. El interés económico de estos cultivos es bajo y normalmente se utilizan como pasto.

<p>1</p> <p>Limiting soil erosion</p> <p>Cultivation of intermediate crops optimizes the infiltration and retention of water in soils. This limits the water runoff and therefore the erosion of the crops parcels concerned</p>			<p>4</p> <p>Interest in biodiversity</p> <p>Cultivation of intermediate crops serves as a refuge for the small fauna of the plain (partridge, pheasant, hare ...) while bringing him food. A flowering cover will also allow the development of insect pollinators</p>
<p>2</p> <p>Increase in the carbon stock in soils</p> <p>Harvesting intermediate crops yields an average of 25% of organic matter (including all organic stable humiferous matter) in soils. This increases the biomass production in roots and the residual aerial part compared to intermediate crops left on the soil</p>			<p>5</p> <p>Promotion of organic farming</p> <p>Methanisation of intermediate crops results in the creation of a digestate which can be used to feed the soil instead of the usual chemical fertilizers. This helps to store green manures without loss of their nitrogen value and reduces the costs incurred by the farmer in growing seeds</p>
<p>3</p> <p>Limiting water pollution</p> <p>Intermediate crops capture nitrogen from the soil; thus avoiding leaching, ie the transport of this nitrogen to the groundwater. Moreover, nutrients (nitrogen, phosphorus, potassium) can be recovered from the previous spreading of digestate.</p>			<p>6</p> <p>Decrease in weed control</p> <p>Intermediate crops reduce the germination of weeds in manure, slurry or agricultural residues such as straw by choking.</p>

Fuente: Presentación de GRDF en la conferencia de la EBA en Amberes. 2018

5. BARRERAS

No se puede hablar de impedimentos absolutos para producir GR en España, pero sí que existen barreras muy notables que dificultan seriamente su desarrollo, porque generan incertidumbres y riesgos excesivos para los agentes involucrados.

Administrativas

- B1. No existe una visión a largo plazo sobre el papel del GR en el sistema energético español
- B2. Las especificaciones de calidad del GR para inyección a red y uso vehicular son demasiado estrictas y encarecen el acondicionamiento. El oxígeno, el CO₂ y el poder calorífico son los parámetros más sensibles.
- B3. El reparto de obligaciones y responsabilidades, en especial de costes (capex y opex), entre el productor de GR y el operador de la red en la que se inyecta no está suficientemente definido.
- B4. No existe un registro español de GR que garantice su origen y permita su trazabilidad en la red, como ocurre con la electricidad renovable.
- B5. La regulación de la fertilización orgánica está poco adaptada a las necesidades del digestato, que es el principal subproducto de la producción de biometano. En particular:
 - No está claro el estatus legal del digestato (producto o residuo)
 - Los contenidos mínimos de nutrientes son altos (Real Decreto 506/2013)
 - Las limitaciones a la aplicación de digestato de purines en zonas vulnerables son mayores que para los fertilizantes inorgánicos (Real Decreto 261/1996)
 - No existen unos estándares de calidad y forma de uso que den seguridad al agricultor.

En algunas zonas, la tierra disponible para la aplicación del digestato puede ser insuficiente.
- B6. En ocasiones, el proceso de autorización administrativa de las instalaciones de producción de biogás es complejo y lento, lo que genera costes excesivos a corto plazo y aplazamiento de los ingresos

De mercado

- B7. En términos generales, el acceso estable a los sustratos en cantidad, calidad y coste es difícil de asegurar, lo que crea incertidumbre en el inversor.
 - Las expectativas inflacionistas, justificadas o no, dificultan la firma de contratos a largo plazo con los poseedores de sustratos
 - Muchos residuos se eliminan todavía sin una valorización previa. En particular, la recogida selectiva de la fracción orgánica de los residuos municipales para su valorización es baja y crece lentamente
 - Los purines se aplican al suelo sin un tratamiento previo. A pesar de un control creciente, persisten situaciones de sobrefertilización
 - Las prácticas de silvicultura para la maduración de los bosques y la prevención de incendios son escasas, entre otros motivos porque los restos forestales tienen un mercado limitado

- Faltan criterios claros de sostenibilidad y de cambio de usos del suelo para la producción de cultivos energéticos, especialmente como cosustratos en la digestión de purines (con un contenido energético muy bajo)
 - Los agricultores tienen poca experiencia en la producción de determinados cultivos energéticos, debido a que no ha habido una demanda estable.
 - Apenas existen cadenas de suministro coordinadas para lograr economías de escala en la producción de GR.
- B8. La percepción pública de la cadena de valor del GR no siempre es positiva:
- Temor a contaminación atmosférica, malos olores, aumento del tráfico pesado, etc.
 - Beneficios socio-ambientales del GR poco conocidos
 - Prejuicios sobre la tecnología de vehículos a gas y ventaja económica poco conocida
- B9. La capacitación profesional sobre el marco jurídico, las tecnologías, los agentes involucrados y los riesgos de todo tipo propios de la cadena de valor del GR es insuficiente. Ello dificulta:
- La toma de decisiones por parte de inversores, instituciones financieras, administraciones locales, agricultores, etc.
 - La disponibilidad de personal para operación y mantenimiento de las instalaciones de producción de GR

Tecnológicas

- B10. Algunas tecnologías no están todavía maduras o comercialmente consolidadas. Su fiabilidad, eficiencia y coste tienen un amplio margen de mejora. A corto y medio plazo, requieren una atención especial las siguientes tecnologías:
- Digestión anaerobia
 - Upgrading
 - Gasificación
 - Metanación

Económicas

- B11. Con el estado del arte y las condiciones de mercado actuales, el coste de producción del GR es mayor que el del gas natural. Las inversiones iniciales son elevadas (capex)
- B12. La cadena de valor del GR difícilmente puede convertir en ingresos estables su contribución a la mitigación de emisiones difusas de GEI
- B13. Hasta ahora, la atención política ha puesto el foco en la incentivación económica de la electricidad renovable y ha prestado poca atención al GR. No existe un soporte a largo plazo, suficiente y estable como en otros países de la UE.

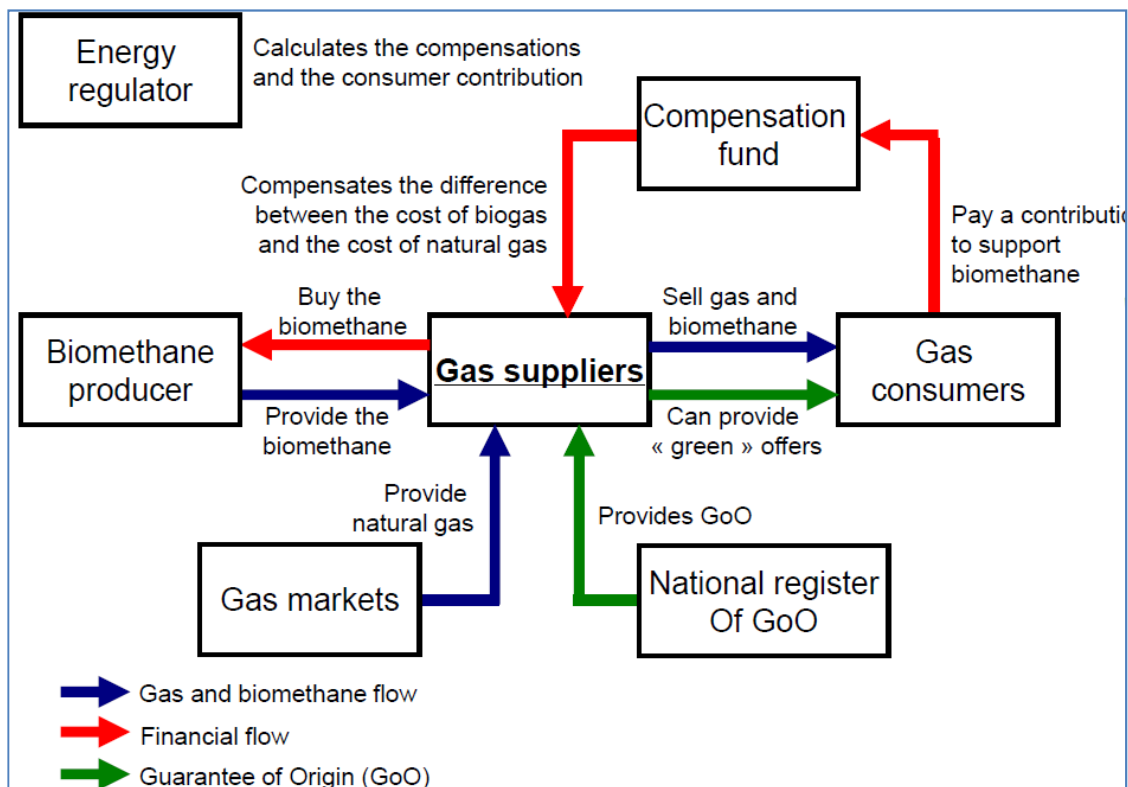
Incentivos regulatorios en países seleccionados

	bcm	% sobre consumo GN	FIT ¹	Subsidios capex	Prioridad de acceso a red	Cuotas biocombustible ²	Ventajas al consumidor ³
Alemania	0,8	1%	✓	✓	✓		
Suecia	0,1	13%					✓
Reino Unido	0,1	<1%	✓	✓		✓	
Holanda	0,1	<1%	✓			✓	
España	<0,01	~0%					

1. Feed-in-tariff 2. Mercado de certificados de biocombustible que prima el empleo de biometano sobre otros biocombustibles 3. Exenciones fiscales y ventajas a compañías con flotas de vehículos propulsados con biocombustible

Fuente: Elaboración propia

Mecanismo de compensación tipo FIT en Francia



Fuente: Ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie. 2015

6. PROPUESTAS DE ACTUACIÓN

6.1. Descarbonizar el gas

En el marco actual de prevención del cambio climático y de fuerte evolución de las tecnologías bajas en carbono y las energías renovables, tanto a nivel global como europeo, los agentes involucrados en el desarrollo energético de España deben:

- Apreciar que el gas natural se caracteriza tanto por generar menos emisiones de GEI que otros combustibles fósiles como por su capacidad de descarbonizarse (gracias al GR), y que las infraestructuras gasistas son un activo⁹ que se puede utilizar de diversas formas para ponerlo al servicio de la transición energética y climática.

Al finalizar el año 2016, la red de transporte y distribución de gas superó los 85.000 km:



Fuente: Sedigas

- Acreditar que el gas que circula por la red se puede descarbonizar progresivamente e integrar con la electricidad renovable, para contribuir a que el sistema energético sea balanceado, estable, competitivo y sostenible.
- Mandar una clara indicación de cuál puede ser la aportación del gas hacia los objetivos en materia de energía renovable y cambio climático, y poner el foco en la prevención de emisiones de GEI a medio y largo plazo (2030-2050), especialmente en las de origen difuso (climatización, transporte)
- Explorar cómo se puede dar soporte financiero al desarrollo del GR, de acuerdo con la experiencia acumulada con la electricidad, y cómo se puede avanzar hacia una producción de GR autosostenida económicamente a medio plazo.

⁹ En la última década, la inversión ha superado los 10.000 M€ (Sedigas, 2016).

6.2. Establecer objetivos de producción

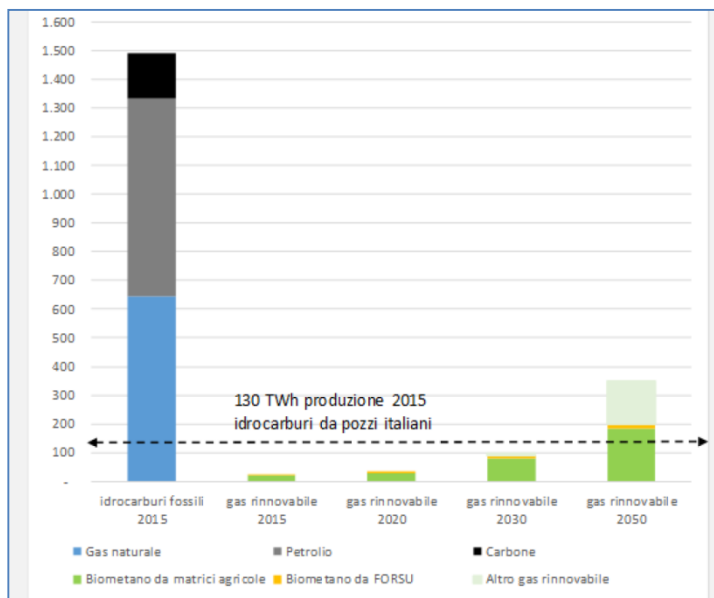
A modo de referencia, el objetivo de producción de GR fijado en la legislación francesa¹⁰ para el año 2030 es del 10 % del consumo total de GN, es decir, unos 40 TWh_{PCI}.

El 30 de enero de 2018, la Agencia de medio ambiente y energía de **Francia** (ADEME) presentó un estudio de viabilidad del GR a largo plazo, elaborado conjuntamente con GRDF y GRTgaz, con las siguientes conclusiones:

- El potencial del GR en Francia en 2050 es de 460 TWh: 30 % de digestión anaerobia, 40 % de gasificación y 30 % de P2G. Para materializar este potencial será preciso eliminar las barreras a la metanización agrícola, generalizar los cultivos de cobertura energéticos y favorecer la emergencia de tecnologías poco maduras como la gasificación.
- La demanda de gas en 2050 se sitúa entre 277 y 365 TWh, por lo que el 100 % se podría satisfacer con GR, lo que evitaría 63 MtCO₂eq/a. El coste del GR estaría entre 116 y 153 €/MWh (€ constantes 2018)
- La inyección del GR requiere planificar las adaptaciones de la red de gas para hacerla bidireccional (smart grid).
- Los sistemas eléctrico y de gas evolucionarán conjuntamente: el P2G permitirá el almacenamiento estacional de electricidad verde y las centrales eléctricas de GR abastecerán los picos de demanda eléctrica.

En **Italia**, un estudio reciente cifra en 300-350 TWh/a el potencial de producción de GR en 2050, lo que supone más del 50 % del consumo actual de GN como energía primaria, es decir, teniendo en cuenta la demanda para la producción de electricidad. En 2030, se espera alcanzar una producción de 90 TWh.

Potencial de producción de GR en Italia hasta el año 2050



Fuente: Consorcio Italiano del Biogas (CIB). The development of biomethane: a sustainable choice for the economy and the environment. Notes for the elaboration of a road map for the development of biogas done right and biogas refinery technologies in Italy. Febrero 2017.

¹⁰ Loi de transition énergétique pour la croissance verte. 2015

Dinamarca es otro de los países que contempla la posibilidad de cubrir el 100 % de la demanda de gas en 2050 con GR¹¹. En la actualidad, el 5 % del gas de la red danesa es GR y se espera superar el 10 % en 2020. Según la Danish Gas Distribution (2017), “El gas verde es el gas del futuro. Nuestros cálculos muestran que es posible que Dinamarca se convierta en el primer país de Europa independiente del gas fósil. Una transición verde completa de la red de gas es una posibilidad real.”

El potencial de producción de GR en **Alemania** para el año 2020 se estima en unos 50-60 TWh. No se han identificado datos suficientemente elaborados sobre el potencial a largo plazo (2050).

A nivel de la **UE-28**, la producción anual actual de biogás es de unos 200 TWh_{PCI}. España contribuye con un 1,7 % de esta producción, es decir, 3,4 TWh ó 0,3 bcm(PCI). En términos económicos y de población, es lógico que España aumente su participación hasta un 10 %, es decir 20 MMWh ó 1,7 bcm. La producción adicional de 1,4 bcm de GR equivale al 10 % del consumo español de GN como energía final en 2016.

Consumo de GN en España, 2016

	ktep	TWh	bcm(PCI)
Energía final	13.446	155	14,3

Fuente: La energía en España 2016. Minetad

La producción de 1,4 bcm de GR en 2030 se aproxima al 30 % del consumo de GN en aplicaciones domésticas y comerciales, fuente principal de emisiones difusas. En 2050, esta cobertura debería ser del 100 %.

Teniendo en cuenta las bases técnicoeconómicas y socioambientales descritas hasta aquí, se propone que los agentes decisores en España establezcan unos objetivos de producción de GR estables para el año 2030 y elaboren una visión de referencia para el año 2050.

Objetivos de producción de GR en España. Propuesta indicativa

Escenario		Producción de GR bcm(PCI)	
		2030	2050
Básico	<ul style="list-style-type: none"> Impulso a la valorización de la materia orgánica procedente de residuos y subproductos Estricta prevención de la eutrofización de aguas por sobrefertilización orgánica. Reducción de emisiones de GEI de la ganadería intensiva Cierta implantación de cultivos energéticos para la producción de biogás, con fines edafológicos y de productividad agrícola 	1,4	6-??
Exploratorio	<ul style="list-style-type: none"> Avances tecnológicos importantes y reducción de costes del GR Impulso decidido a los cultivos energéticos sostenibles Descarbonización total de la producción eléctrica, según hoja de ruta de la UE, e integración gas-electricidad 	2,0	11-??

Fuente: elaboración propia

¹¹ Energinet. Perspectives on a possible green gas future. 2013

6.3. Implantar un marco de ordenación

Revisión de regulaciones técnicas básicas

Teniendo en cuenta los condicionantes diferenciales entre la red de transporte y de distribución de gas, determinar:

- Las especificaciones de calidad del GR para inyección a red y uso vehicular: CO₂; O₂; CH₄; Wobbe-Index, etc. Convendría fijar los límites teniendo en cuenta las posibilidades reales de la red y de los vehículos y la normativa europea (EN 16723-1 y EN 16723-2).
- Las especificaciones técnicas que ha de respetar la instalación de conexión del GR a la red (odorización, medición de volumen y calibración, compresión, control de calidad, ajuste de poder calorífico, etc.)
- Las condiciones de acceso e inyección del GR a la red:
 - Modificaciones que el operador de la red está obligado a hacer para acomodar la inyección del GR
 - Tiempo máximo para implantar la conexión
 - Supuestos para poder denegar el acceso a la red
 - Disponibilidad mínima del acceso a la red a lo largo del año
 - Prioridad del GR sobre el gas fósil

Se debería verificar si la Propuesta de Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifican las normas de gestión técnica del sistema NGTS-06, NGTS-07 y los protocolos de detalle PD-01 y PD-02, pendiente de publicación por el Ministerio, requiere alguna modificación o complemento.

Creación del Registro español del GR

El borrador de la nueva Directiva europea de energías renovables contempla las garantías de origen al GR. Las posiciones de las tres instituciones europeas (Parlamento, Consejo y Comisión) coinciden en este aspecto. Dados los plazos esperados hasta la trasposición de esta Directiva (año 2021), se está exponiendo a la Administración la necesidad de certificar en el corto plazo la trazabilidad del gas renovable.

Para ello, se propone la creación de un registro español de gas renovable, similar al que ya existe en otros países europeos como Francia o Alemania. A nivel europeo, se ha lanzado ya una iniciativa (ERGAR) para promover la creación de un sistema de documentación e intercambio de certificados, apoyado en los distintos registros nacionales.

El registro es una organización pública o sin ánimo de lucro que tiene por misión documentar la cadena de custodia del GR inyectado a la red de GN:

- Certificar el carácter renovable del gas inyectado y sus principales características
 - Forma, lugar y periodo temporal de producción
 - Cantidad de GR inyectada
 - Sustratos utilizados, su procedencia y forma de obtención
 - Capacidad de la planta
 - Huella de carbono
 - Repercusión ambiental y sobre la biodiversidad
 - Desarrollo rural y otras aportaciones socioeconómicas remarcables
- Permitir la trazabilidad del GR: inyección, transferencia de su titularidad y cancelación por extracción de la red y consumo final, momento en que deja de estar disponible para

cualquier otro usuario. Se logra así un balance de masas que evita la doble contabilidad de una misma partida de GR.

Todo ello se consigue mediante el registro de un documento electrónico denominado “Garantía de origen”, tal como establece el art. 19 de la Directiva de energía renovable. La GO aporta un valor adicional intrínseco al GR más allá de su contenido energético, por el cual el comercializador o consumidor puede estar dispuesto a pagar una prima adicional a su precio de mercado como *commodity*.

La creación del Registro es clave para desarrollar el mercado español del GR.

Elaboración de normas y criterios de utilización de cultivos energéticos en la producción de GR

Deberían establecer las prácticas admitidas y sus límites, tales como:

- Cultivo en rotación o en cobertura. Tipos de cultivos
- Cultivo en suelos marginales o degradados o en riesgo de desertificación
- Monodigestión o codigestión de los cultivos con residuos o subproductos y en determinadas cantidades
- Proceso de autorización administrativa de los cultivos
- Identificación de áreas geográficas aptas para los distintos tipos de cultivos y prácticas

Agilización de los procesos administrativos de autorización de actividades

En la medida de lo posible, se ha de compatibilizar la seguridad y defensa del interés público con la eliminación de obstáculos superfluos a la inversión:

- Coordinación entre administraciones competentes a través de una ventanilla única
 - Certeza en los plazos de autorización
 - Tiempo límite para los procesos administrativos. Silencio administrativo positivo en los supuestos adecuados
 - Procedimientos simplificados para pequeña escala
- Elaboración de un Manual de autorización de plantas de producción de GR dirigido a las administraciones locales y autonómicas y a los operadores privados

6.4. Implantar programas específicos de soporte

P1. Promoción de la valorización del digestato

Se ha de considerar un programa importante para la viabilidad económica del GR, y una aportación notable del sistema gasista a la valorización de residuos:

- Promover la innovación:
 - En la producción de fertilizantes de mayor valor añadido y más concentrados que puedan utilizarse de forma flexible como sustituto o complemento de los minerales
 - En el reciclado y la valorización energética (por ejemplo, biocarburantes) mediante procesos térmicos como la pirólisis
- Verificar si es necesaria alguna modificación de la regulación de fertilizantes para integrar las necesidades de los abonos y enmiendas derivados de digestatos, aprovechando el desarrollo de la norma europea.
- Considerar la integración de los productores de fertilizantes inorgánicos en el ámbito del GR, para que utilicen el digestato como fuente renovable de materias primas
- Difundir el uso de los nuevos fertilizantes y formar a los agricultores en su aplicación
- Valorar la reducción de emisiones de GEI en la agricultura que supone la sustitución de abonos inorgánicos.

El valor fertilizante del digestato tal como se genera varía entre 5 y 7 €/m ³

Fuente: Proyecto Life Es-Wamar. Assessment of Cost and Benefits of biogas and biomethane in Ireland, Sustainable Energy Authority of Ireland, 2017

P2. Contribución del sector de la gestión de residuos y subproductos

Observancia más estricta de los principios de jerarquía de residuos, “quien contamina, paga” y de responsabilidad ampliada del productor, establecidos por la ley básica de residuos y por otra legislación ambiental, en el marco de la economía circular, de forma que la cadena de valor de los productos, incluyendo los consumidores, colabore en la viabilidad económica de la valorización sostenible de los residuos asociados.

En particular, la cadena de valor de la carne hasta el consumidor final debería asumir el coste de valorización de los purines, a fin de corregir la eutrofización de las aguas.

Por otra parte, y de acuerdo con la Comisión Europea (COM(2017) 34 final), la digestión anaerobia de residuos orgánicos en la que el digestato se recicla como abono debería ser prioritaria a toda forma de incineración o eliminación.

Asimismo, las plantas de digestión anaerobia se deberían contemplar en los programas estatales y autonómicos de gestión de residuos, tal como ya se hace, por ejemplo, en la Comunidad de Madrid.

P3. Cooperación local

En la medida de lo posible y de acuerdo con criterios logísticos, el programa promovería la creación de cooperativas locales de producción de GR (u otras formas de involucración coordinada), a fin de:

- Integrar sustratos hacia instalaciones con una capacidad de producción mínima (por ejemplo, 500 m³/h de biogás) para reducir costes mediante economías de escala. Facilitar la codigestión de sustratos complementarios.
- Garantizar el suministro de sustratos sin conflicto de intereses

El programa podría incluir:

- Acceso a financiación ventajosa, exenciones fiscales locales y otras ayudas específicas
- Formación de especialistas en coordinación de las cadenas de suministro de sustratos. Intermediación de confianza con el sistema gasista, por ejemplo desde la administración local

P4. Innovación

Soporte a la I+D con objeto de mejorar y abaratar las tecnologías y potenciar los beneficios del GR. A título indicativo:

- Análisis detallado, con apoyo de herramientas GIS, del potencial de producción de GR en España
- Evaluación de la reducción de emisiones WtT y WtW, diferenciando entre la parte asignable a los residuos y subproductos (incluido el digestato) y a la sustitución energética. Es fundamental asegurar que la producción de GR en España responde a los criterios de sostenibilidad que establezca la normativa.
- Balance coste-beneficio para la sociedad (evaluación social sistémica) de la producción de distintos tipos de GR, y en comparación con otras opciones de transición energética. Desarrollo de modelos sistémicos que permitan incorporar los conocimientos adquiridos en la experiencia práctica.
- Plantas piloto y demostración de avances tecnológicos (digestión anaerobia y codigestión, upgrading, gasificación, metanación, P2G, etc.). La compra pública de innovación se puede considerar como instrumento de promoción.
- Digitalización para conseguir ahorros y mayores eficiencias a lo largo de la cadena de valor del GR

P5. Divulgación: portal web del GR

- Avances, novedades o noticias relevantes para la actividad del sector
- Estadísticas
- Casos de éxito, beneficios ambientales y socioeconómicos, aceptación de las instalaciones
- Promoción de los vehículos a GN y GR. Información completa al usuario sobre modelos, costes y ahorros, repostaje, confort, prestaciones, etc.

P6. Formación general sobre la cadena de valor del GR

En sus ámbitos técnico, logístico, legal, financiero, etc., dirigida a todos los agentes implicados.

6.5. Implantar un marco de incentivación económica

Aun con la aplicación efectiva de los programas de soporte propuestos, el coste de producción de GR se mantendrá a medio plazo por encima del valor de mercado del GN en la red. Al igual que en el caso de la electricidad, el GR requiere un apoyo financiero en su fase de arranque y maduración en España hasta que, conjuntamente con la mitigación de emisiones de GEI asociada, logre ser competitivo con el GN. Por tanto, la viabilidad económica del GR dependerá en mayor o menor medida de la aplicación de ayudas estatales, tal como se ordenan en la Comunicación 2014/C 200/01 de la Comisión Europea.

A fin de que las ayudas sean sostenibles y las mínimas necesarias en cada momento, la cadena de valor del GR ha de responder a las señales del mercado y todos sus eslabones han de estar motivados hacia la innovación, la eficiencia, la reducción de costes y la fiabilidad. En este sentido, se propone evitar las tarifas aseguradas a la producción de GR, ya sea en su forma básica o de prima. El diseño de este tipo de ayudas directas es muy difícil de ajustar a una actividad tan diversa y diferenciada en costes como la producción de GR (véase el epígrafe 3.2.5. de la Comunicación 2014/C 200/01)

Regulación de la inyección de GR a la red de gas

- Asignación de costes (capex y opex) entre el productor del GR y el operador de la red de GN:
 - Planificación, construcción, mantenimiento y operación de la conexión
 - Adaptación de la red
 - Odorización, control de calidad, medición, compresión, etc.
 - Canalización de conexión
- Propiedad de la conexión y asunción de responsabilidades en caso de incidente
- Procedimiento de mediación entre productor y operador en caso de litigio, que minimice el retraso incurrido

El reparto de costes se puede hacer de formas diversas:

- El sistema alemán, en el que el operador de la red es el propietario de la instalación de inyección y asume la mayor parte de los costes de inversión y la totalidad de los costes de explotación. El sistema reconoce los costes del operador de la red en los peajes de transporte y distribución para su repercusión regulada sobre el consumo final.

Reparto de costes de inyección en Alemania

	Productor de GR	Operador de red
Capex: compresor, medidor de volumen	25 %	75 %
Capex: Odorización, control de calidad del gas, adaptación de la red		100 %
Tubo de conexión < 10 km	25 %	75 %
Tubo de conexión > 10 km	100 %	
Operación y mantenimiento		100 %

Si tubo de conexión < 1 km, el productor de GR no puede invertir más de 250.000 € en la conexión

Fuente: elaboración propia a partir de:

- A level playing field for the European biogas and biomethane markets. Case of the Netherlands and Germany. JIN Climate and Sustainability, Groningen. Marzo 2015
- Gas Network Access Ordinance. Biogaspartner.de
- El productor del GR se puede encargar de construir y explotar la inyección, respetando las especificaciones técnicas mínimas que determina la normativa, y asumir todos los costes asociados

- El operador de la red puede construir la instalación y alquilarla al productor de GR que, de esta forma, no ha de asumir una inversión inicial que puede ser importante y comparte el riesgo.

Ayudas a la inversión y la explotación para plantas de producción de GR

Respetando los criterios de conexión con el mercado y de internalización del coste de la contaminación, se proponen diversas formas de ayuda que se pueden combinar entre ellas:

- Ayudas directas a la inversión

Los mecanismos de incentivación del GR no actúan de forma aislada, sino inmersos en los objetivos ambientales y socioeconómicos que se pretende impulsar, teniendo en cuenta la diversidad de orígenes del GR. Las ayudas directas a la inversión, ya sea en forma de subvenciones o préstamos blandos, son útiles para que las administraciones públicas puedan implantar sus políticas y prioridades en materia de mitigación de emisiones de GEI, eutrofización, desertificación, desarrollo rural, calidad del aire, etc. Estas ayudas públicas se podrían financiar con cargo a esas mismas políticas.

- Exención parcial o total del impuesto especial de hidrocarburos para el GR. Actualmente, el IEH es de 2,34 €/MWh_{PCS} para uso doméstico y de 4,14 €/MWh_{PCS} para uso vehicular.
- Cuota mínima de GR en la comercialización de gas

Las empresas comercializadoras (mercado libre) podrían estar obligadas a que un porcentaje del gas total que comercializan fuera de origen renovable, en línea con lo estipulado en la directiva europea de energía renovables para los biocarburantes y biogases avanzados obtenidos de determinados sustratos. El diseño de este instrumento asignaría una cuota progresivamente creciente hasta 2030 de acuerdo con el potencial existente y el resto de instrumentos de promoción, y estipularía protecciones y condicionantes para asegurar que se obtienen los beneficios esperados con el mínimo coste para el consumidor, en particular, prevenir el encarecimiento de los sustratos. El comercializador repercutiría el incremento de costes sobre el consumidor final. Se debería valorar qué porcentaje del GR ha de ser producido en España.

- Subastas

Tanto los comercializadores como las administraciones públicas pueden utilizar la asignación por subasta. La implantación de políticas y prioridades públicas se conseguiría mediante subastas condicionadas a una tecnología, un sustrato o tipo de residuo, unas zonas geográficas especialmente afectadas por un problema, etc.

7. ESTIMACIÓN DEL DÉFICIT PARA EL EQUILIBRIO FINANCIERO

De acuerdo con los objetivos propuestos para el escenario básico, en 2030 la producción de GR sería de 1,4 bcm (pci) ó 15 MMWh_{PCI}. El coste medio del GR inyectado a la red en 2020 se estima en 73 €/MWh. Este coste se ha de considerar puramente indicativo, ya que no se ha elaborado un estudio de detalle en España sobre los factores de mayor influencia:

- Tipos de sustratos
- Escala de las plantas de producción
- Distancia a la red de GN y presión de conexión

Hipótesis de coste de producción e inyección del GR en 2020

Sustrato	GR a la red	Coste de producción en 2020 (€/MWh _{PCI})		
	bcm (pci)	Biogás	Upgrading + inyección	Total
Fracción orgánica de recogida selectiva	0,16	30	32	62
Lodos EDAR	0,05	30	32	62
Depósito controlado	0,1	5	20	25
Residuos industria agroalimentaria	0,08	45	32	77
Purines	0,08	70	35	105
Estiércol	0,12	45	32	77
Codigestiones agropecuarias*	0,45	50	18	68
Cultivos energéticos**	0,36	65	26	91
Total	1,4			73

* Por ejemplo, purines con materias celulósicas no alimentarias tal como las define la Directiva de energía renovable

** Por ejemplo, cultivos ricos en almidón, tal como los define la Directiva de energía renovable.

Fuente: elaboración propia

Nótese que para producir 1,4 bcm (pci) de GR, en 2030 hay que movilizar una cantidad importante de sustratos, por ejemplo:

- Unos 20 Mm³/a de purines
- Unos 3 Mt/a de fracción orgánica de residuos municipales procedente de recogida selectiva
- Unos 3,5 Mt/a de restos agrícolas
- Unos 5 Mt/a de estiércol y residuos industriales
- Unas 90.000 ha de cultivos energéticos (0,6 % de la superficie agrícola).

Se ha supuesto que en 2030 los programas de actuación propuestos lograrán:

- Reducir los costes de producción de GR aproximadamente en un 20 %
- Obtener ingresos por valorización de residuos y digestato y por venta de garantías de origen

En estas condiciones, la producción de GR en 2020 tiene un sobrecoste en relación al GN de 49 €/MWh, mientras que el producido en 2030 de 24 €/MWh. Teniendo en cuenta los sobrecostos incurridos en los años anteriores, el déficit total acumulado hasta 2030 sería de 490 M€/a ó 32 €/MWh.

Hipótesis de evolución financiera de la producción e inyección de GR (€/MWh_{PCI})

		2020	2025	2030
Coste medio GR a la red		73	67	58
Ingresos de mercado	Valor del GR	22	22	22
	Valor digestato	-5	2	5
	Tarifa valorización residuos	5	5	5
	Garantía de origen del GR	2	2	2
Sobrecoste		49	36	24

Fuente: elaboración propia

Déficit acumulado hasta producir 1,4 bcm de GR

		Ud	2021	2025	2030
Producción total GR (PCI)	bcm/a		0,07	0,45	1,4
	MMWh/a		0,8	4,8	15,1
Déficit acumulado	M€/a		37	204	490
	€/MWh		49	42	32

Fuente: elaboración propia

Según el modelo de soporte financiero que se diseñe para el GR, el sobrecoste se repartiría equitativamente entre el consumidor de gas y el contribuyente, mediante ayudas estatales o revisión de peajes regulados al integrar nuevas infraestructuras gasistas. De hecho, un déficit en torno a 500 M€/a se puede considerar equivalente a la recaudación por el céntimo verde que, una vez equilibradas las cuentas eléctricas, se podría redirigir a la promoción del GR.

Las claves para lograr estos resultados son:

- Reducir los costes de producción e inyección del GR, mediante economías de escala y eficiencia tecnológica. Las ayudas estatales se deberían condicionar a este avance.
- Convertir el digestato en productos con valor añadido.
- Monetizar la garantía de origen del GR en el mercado.
- Potenciar la valorización de residuos y subproductos en el marco de la economía circular. En especial, internalizar los impactos ambientales de la aplicación al suelo de purines en la cadena de valor de la carne.

En la medida en que estos programas no sean tan exitosos, el sobrecoste del GR será mayor. Por ejemplo, manteniendo la situación actual para la aportación del digestato y los purines, el déficit acumulado en 2030 se acercaría a los 700 M€/a, aunque una parte se destinaría al tratamiento de residuos y subproductos.

Se puede expresar *a priori* que el sobrecoste del GR queda más que compensado por los beneficios de todo tipo que genera. La reducción de emisiones de GEI asociada a la producción de 1,4 bcm de GR se estima en 7-9 MtCO₂eq/a¹². Si se admite un precio del CO₂ en 2030 entre 20 y 30 €/t, el valor respectivo varía entre 9 €/MWh y 18 €/MWh. Otros beneficios ambientales y socioeconómicos del GR ya han sido descritos en el capítulo 3 de este

¹² Almacenamiento de purines: 3-4 Mt, fracción orgánica residuos municipales: 2-3 Mt, sustitución GN: 2-3 Mt.

documento y son difíciles de cuantificar en el caso español sin un estudio de detalle. Más allá de 2030, los beneficios tienden a crecer y los costes a disminuir, lo que permite pensar en un balance económico netamente positivo para la sociedad en su conjunto.