



Organización de las Naciones
Unidas para la Alimentación
y la Agricultura

Análisis comparado de condiciones de desarrollo del biometano

COLECCIÓN
INFORMES
TÉCNICOS

N.º 9



Análisis comparado de condiciones de desarrollo del biometano

COLECCIÓN INFORMES TÉCNICOS N.º 9

FAO. 2020. *Análisis comparado de condiciones de desarrollo del biometano*. Colección Informes Técnicos N.º 9. Buenos Aires. <https://doi.org/10.4060/ca8349es>

Las denominaciones empleadas en este producto informativo y la forma en que aparecen presentados los datos que contiene no implican, por parte de la Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura (FAO), juicio alguno sobre la condición jurídica o nivel de desarrollo de países, territorios, ciudades o zonas, o de sus autoridades, ni respecto de la delimitación de sus fronteras o límites. La mención de empresas o productos de fabricantes en particular, estén o no patentados, no implica que la FAO los apruebe o recomiende de preferencia a otros de naturaleza similar que no se mencionan.

Las opiniones expresadas en este producto informativo son las de su(s) autor(es), y no reflejan necesariamente los puntos de vista o políticas de la FAO.

ISBN 978-92-5-132328-1

© FAO, 2020



Algunos derechos reservados. Este obra está bajo una licencia de Creative Commons Reconocimiento-NoComercial-CompartirIgual 3.0 Organizaciones intergubernamentales.; <https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/3.0/igo/deed.es>.

De acuerdo con las condiciones de la licencia, se permite copiar, redistribuir y adaptar la obra para fines no comerciales, siempre que se cite correctamente, como se indica a continuación. En ningún uso que se haga de esta obra debe darse a entender que la FAO refrenda una organización, productos o servicios específicos. No está permitido utilizar el logotipo de la FAO. En caso de adaptación, debe concederse a la obra resultante la misma licencia o una licencia equivalente de Creative Commons. Si la obra se traduce, debe añadirse el siguiente descargo de responsabilidad junto a la referencia requerida: "La presente traducción no es obra de Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura (FAO). La FAO no se hace responsable del contenido ni de la exactitud de la traducción. La edición original en inglés será el texto autorizado".

Toda mediación relativa a las controversias que se deriven con respecto a la licencia se llevará a cabo de conformidad con las Reglas de Mediación de la Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil Internacional (CNUDMI) en vigor.

Materiales de terceros. Si se desea reutilizar material contenido en esta obra que sea propiedad de terceros, por ejemplo, cuadros, gráficos o imágenes, corresponde al usuario determinar si se necesita autorización para tal reutilización y obtener la autorización del titular del derecho de autor. El riesgo de que se deriven reclamaciones de la infracción de los derechos de uso de un elemento que sea propiedad de terceros recae exclusivamente sobre el usuario.

Ventas, derechos y licencias. Los productos informativos de la FAO están disponibles en la página web de la Organización (<http://www.fao.org/publications/es>) y pueden adquirirse dirigiéndose a publications-sales@fao.org. Las solicitudes de uso comercial deben enviarse a través de la siguiente página web: www.fao.org/contact-us/licence-request. Las consultas sobre derechos y licencias deben remitirse a: copyright@fao.org.

Este documento fue realizado en el marco del Proyecto para la promoción de la energía derivada de biomasa (UTF/ARG/020/ARG), iniciativa de los siguientes ministerios:

Ministerio de Agricultura, Ganadería y Pesca

Luis Eugenio Basterra
Ministro de Agricultura, Ganadería y Pesca

Marcelo Alós
Secretario de Alimentos, Bioeconomía
y Desarrollo Regional

Miguel Almada
Director de Bioenergía

Ministerio de Desarrollo Productivo

Matías Sebastián Kulfas
Ministro de Desarrollo Productivo

Sergio Enzo Lanziani
Secretario de Energía

Ángel Guillermo Martín Martínez
Director Nacional de Energías Renovables

Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura

Hivy Ortiz Chour
Oficial Forestal Principal
Oficina Regional América Latina

Francisco Yofre
Oficial de Programas
Oficina Argentina

Centro de Estudios de la Actividad
Regulatoria Energética (CEARE)
Autor

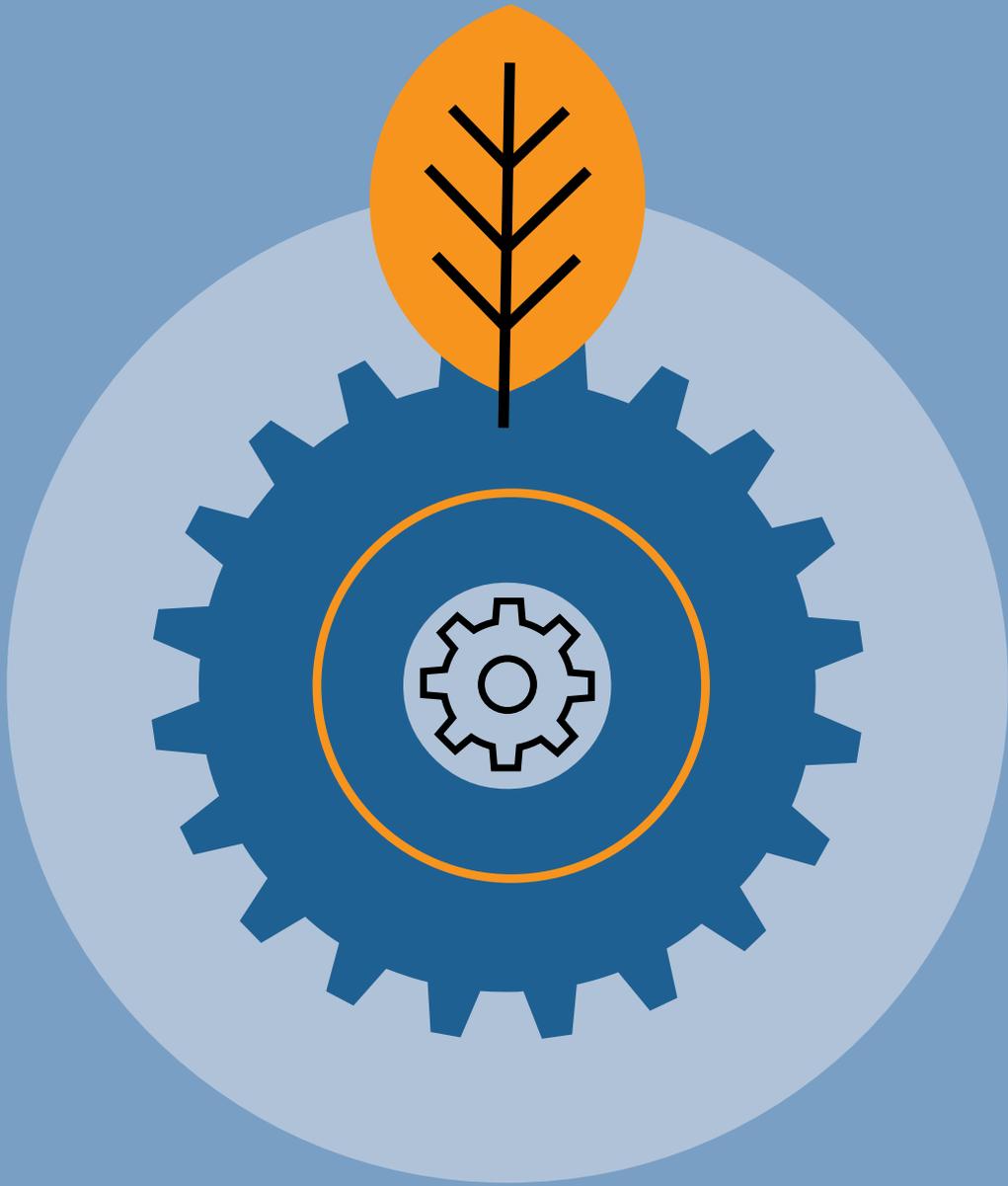
Mariela Beljansky
Revisión técnica

Verónica González
Coordinación Colección

Sofía Damasseno
Colaboración Colección

Marisol Rey
Edición y corrección

Mariana Piuma
Diseño e ilustraciones



ÍNDICE

Prólogo	ix
Siglas y acrónimos	xi
Unidades de medida	xii
Fórmulas químicas	xii
Resumen ejecutivo	xiii

1.	
Introducción	1

2.	
Objeto y alcance	3

3.	
Definiciones	5

4.	
Análisis comparado de los mecanismos de promoción de la generación de energía a partir de biometano	9
4.1 Unión Europea	9
4.1.1 Características generales del sector	9
4.1.2 Regulaciones europeas para biometano	11
4.2 Alemania	14
4.2.1 Características generales del sector	14
4.2.2 Instalaciones de producción	14
4.2.3 Usos del biometano	15
4.2.4 Regulación, condiciones de mercado e incentivos	15
4.2.5 Estándares de calidad y seguridad	16
4.3 Dinamarca	18
4.3.1 Características generales del sector	18
4.3.2 Instalaciones de producción	19
4.3.3 Usos del biometano	19
4.3.4 Regulación, condiciones de mercado e incentivos	20
4.3.5 Estándares de calidad y seguridad	23
4.4 Suecia	24
4.4.1 Características generales del sector	24
4.4.2 Instalaciones de producción	24
4.4.3 Usos del biometano	25
4.4.4 Regulación, condiciones de mercado e incentivos	26
4.4.5 Estándares de calidad y seguridad	28

4.5 Colombia	29
4.5.1 Características generales del sector	29
4.5.2 Instalaciones de producción	29
4.5.3 Usos del biometano	30
4.5.4 Regulación, condiciones de mercado e incentivos	30
4.5.5 Estándares de calidad y seguridad	34
4.6 Brasil	34
4.6.1 Características generales del sector	34
4.6.2 Instalaciones de producción	36
4.6.3 Usos del biometano	36
4.6.4 Regulación, condiciones de mercado e incentivos	36
4.6.5 Estándares de calidad y seguridad	40

5.

El biometano en las acciones nacionales de mitigación de los países analizados en el marco del Acuerdo de París	47
5.1 Alemania	48
5.1.1 Otras acciones adoptadas por el país	48
5.2 Dinamarca	50
5.2.1 Otras acciones adoptadas por el país	52
5.3 Suecia	52
5.3.1 Otras acciones adoptadas por el país	53
5.3.2 Medidas adoptadas relativas a la generación con biogás y el uso del biometano	53
5.4 Colombia	55
5.4.1 Otra acción adoptada por el país	56
5.5 Brasil	56
5.5.1 Medidas descritas en la NDC	58
5.5.2 Otras acciones adoptadas por el país	58

6.

Análisis de aplicabilidad al caso argentino	61
6.1. Marco regulatorio de los biocombustibles en la Argentina	61
6.1.1 El biogás en la Ley de Biocombustibles 26093	61
6.1.2 Necesidad de un marco regulatorio integral y específico para biogás y biometano	64
6.2 Distintos usos del biometano	66
6.2.1 Consideraciones comunes a todos los usos	66
6.2.2 Incorporación en la red de GN	67
6.2.3 Incorporación en una red de gas local de una comunidad aislada	70
6.2.4 Aplicaciones al transporte en reemplazo de GNC o GNL	71
6.2.5 Otras aplicaciones	73

7

Conclusiones	75
---------------------	-----------

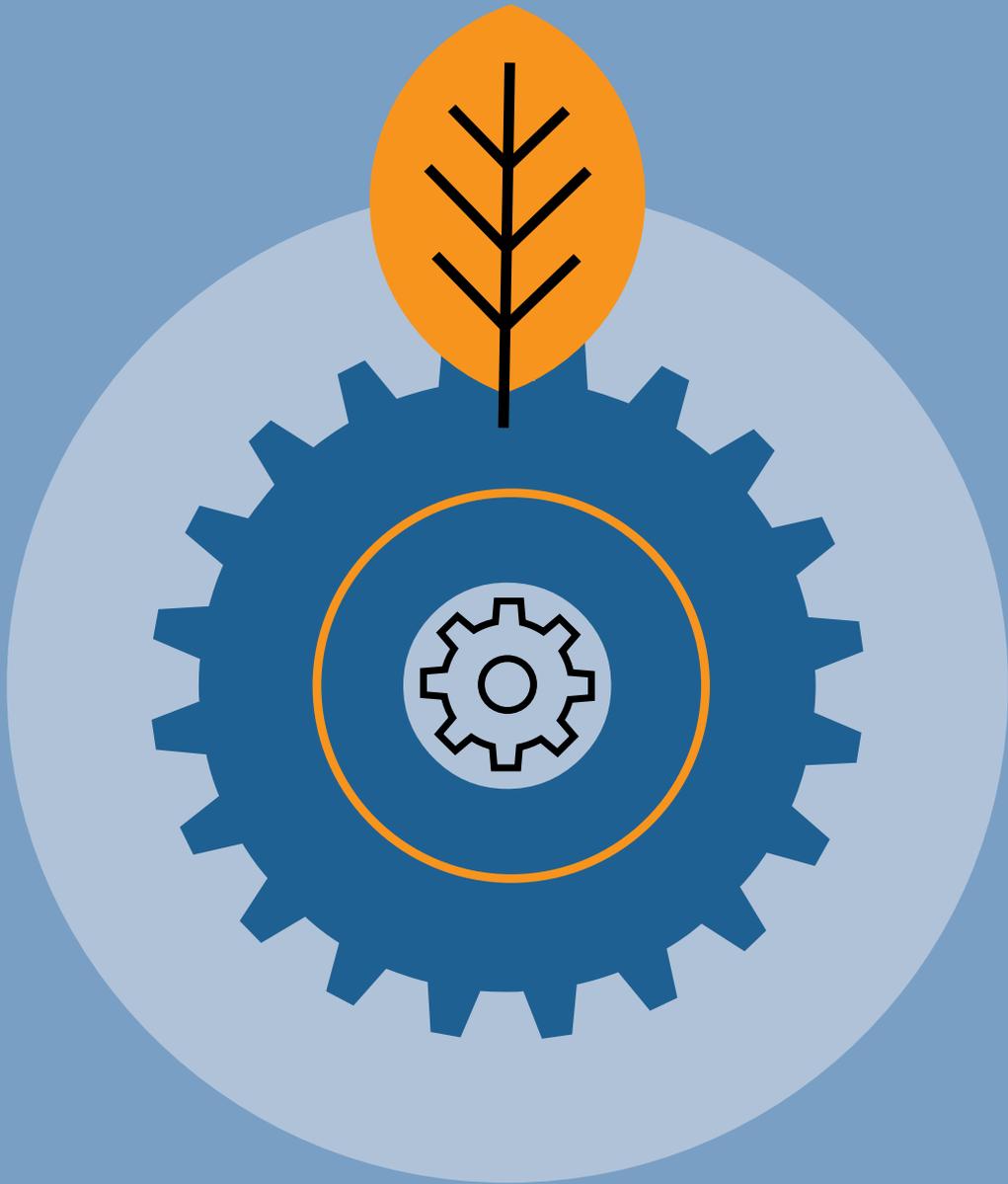
Bibliografía	79
---------------------	-----------

Cuadros

Cuadro 1	Unión Europea. Principales contenidos de las Directivas sobre Energías Renovables	13
Cuadro 2	Alemania. Especificaciones para inyección en la red de gas. DVGW G 260	17
Cuadro 3	Dinamarca. Subsidio por biogás mejorado para red	21
Cuadro 4	Dinamarca. Subsidio al biogás para procesos industriales	21
Cuadro 5	Dinamarca. Subsidio al biogás para transporte	22
Cuadro 6	Dinamarca. Subsidio al biogás para calefacción	22
Cuadro 7	Suecia. Norma de calidad de gas SS 155438: 99 para transporte	29
Cuadro 8	Colombia. Escala del impuesto nacional al carbono en pesos colombianos	33
Cuadro 9	Colombia. Especificaciones de calidad mínimas para biogás en redes aisladas	35
Cuadro 10	Colombia. Especificaciones adicionales para el biogás proveniente de fuentes residuales, industriales y urbanas	35
Cuadro 11	Brasil. Especificación del biometano de productos agrosilvopastoriles y residuos comerciales	42
Cuadro 12	Brasil. Especificación del biometano procedente de vertederos y tratamiento de aguas residuales	44
Cuadro 13	Alemania. Objetivos y opciones para el biometano en el mercado de la calefacción	51
Cuadro 14	Colombia. Medidas priorizadas para la NDC	57
Cuadro 15	Colombia. Medidas priorizadas para la NDC pendientes de determinación relacionada con bioenergía	57
Cuadro 16	Argentina. Especificaciones de calidad de GN	68
Cuadro 17	Instrumentos para el desarrollo del biometano en los países estudiados	76

Gráficos

Gráfico 1	Esquema de usos del biometano	6
Gráfico 2	Evolución de la producción de biometano en Europa (GWh)	10
Gráfico 3	Cantidad de plantas de biometano en Europa	10
Gráfico 4	Suecia. Usos del biogás en 2016	25
Gráfico 5	Suecia. Venta de vehículos a gas 2001-2017	26
Gráfico 6	Brasil. Hitos del biogás	35
Gráfico 7	Colombia. Meta NDC. COP 21	55



PRÓLOGO

La matriz energética argentina está conformada, en su gran mayoría, por combustibles fósiles. Esta situación presenta desafíos y oportunidades para el desarrollo de las energías renovables, ya que la gran disponibilidad de recursos biomásicos en todo el territorio nacional constituye una alternativa eficaz frente al difícil contexto energético local e internacional.

En este escenario, en 2015, la República Argentina promulgó la Ley 27191 –que modificó la Ley 26190–, con el objetivo de fomentar la participación de las fuentes renovables hasta que éstas alcancen un 20% del consumo de la energía eléctrica nacional en 2025, otorgando a la biomasa una gran relevancia.

La biomasa es una de las fuentes de energía renovable más confiables, es constante y se puede almacenar, lo que facilita la generación térmica y eléctrica. En virtud de sus extraordinarias condiciones agroecológicas, y las ventajas comparativas y competitivas de su sector agroindustrial, la Argentina es un gran productor de biomasa con potencial energético.

La energía derivada de biomasa respeta y protege el ambiente, genera nuevos puestos de trabajo, integra comunidades energéticamente vulnerables, reduce la emisión de gases de efecto invernadero, convierte residuos en recursos, moviliza inversiones y promueve el agregado de valor y nuevos negocios.

No obstante, aún existen algunas barreras y desafíos de orden institucional, legal, económico, técnico y sociocultural que deben superarse para incrementar, de acuerdo con su potencial, la proporción de bioenergía en la matriz energética nacional.

En este marco, en 2012, se creó el Proyecto para la promoción de la energía derivada de biomasa – UTF/ARG/020/ARG (PROBIOMASA), una iniciativa que llevan adelante el Ministerio de Agricultura, Ganadería y Pesca y el Ministerio de Desarrollo Productivo, con la asistencia técnica y administrativa de la Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura (FAO).

El Proyecto tiene como objetivo principal aumentar la producción de energía térmica y eléctrica derivada de biomasa a nivel local, provincial y nacional, para asegurar un creciente suministro de energía limpia, confiable y competitiva y, a la vez, abrir nuevas oportunidades agroforestales, estimular el desarrollo regional y contribuir a mitigar el cambio climático.

Para lograr ese propósito, el Proyecto se estructura en tres componentes principales con objetivos específicos:

- Estrategias bioenergéticas: asesorar y asistir, legal, técnica y financieramente, a proyectos bioenergéticos y tomadores de decisión para aumentar la participación de la energía derivada de biomasa en la matriz energética.

-
- Fortalecimiento institucional: articular con instituciones de nivel nacional, provincial y local a fin de evaluar los recursos biomásicos disponibles para la generación de energía aplicando la metodología WISDOM (*Woodfuels Integrated Supply/Demand Overview Mapping*, Mapeo de Oferta y Demanda Integrada de Dendrocombustibles).
 - Sensibilización y extensión: informar y capacitar a los actores políticos, empresarios, investigadores y público en general acerca de las oportunidades y ventajas que ofrece la energía derivada de biomasa.

Esta Colección de Informes Técnicos pone a disposición del público estudios, guías y recomendaciones sobre aspectos específicos de la generación de energía derivada de biomasa, elaborados por consultoras y consultores del Proyecto e instituciones parte, con el propósito de contribuir tanto al desarrollo de negocios como al diseño, formulación y ejecución de políticas públicas que promuevan el crecimiento del sector bioenergético en la Argentina.

SIGLAS Y ACRÓNIMOS

ANEEL	Agencia Nacional de Energía Eléctrica, Brasil
ANP	Agencia Nacional del Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles, Brasil
BMC	biometano comprimido
BML	biometano licuado
CBIO	crédito de descarbonización
CEN	Comité Europeo de Normalización
CHP	<i>combined heat and power</i> (electricidad y calor combinados)
CMNUCC	Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático
CNPE	Consejo Nacional de Política Energética de Brasil
CREG	Comisión de Regulación de Energía Eléctrica y Gas
DVGW	Deutschen Verein des Gas- und Wasserfaches (Asociación Alemana de Gas y Agua)
EBA	Asociación Europea del Biogás
EEG	Ley de Energías Renovables
EIA	evaluación de impacto ambiental
ENARGAS	Ente Nacional Regulador del Gas
EPE	Empresa de Investigación Energética, Brasil
ERGaR	Registro Europeo de Gases Renovables
ESP	empresa de servicios públicos domiciliarios
EUDP	Programa de Demostración y Desarrollo de Tecnología Energética, Dinamarca
FNCE	fuentes no convencionales de energía
FORSU	fracción orgánica de residuos domésticos
FQD	Directiva sobre Calidad del Combustible
GLP	gas licuado de petróleo
GN	gas natural
GNC	gas natural comprimido
GNL	gas natural licuado
GNV	gas natural vehicular
ICMS	impuesto a la circulación de mercaderías, Brasil
IVA	impuesto al valor agregado
MME	Ministerio de Minas y Energía
PEF	factor de energía primaria
RED	Directiva sobre Energías Renovables
RICMS	Reglamento del Impuesto sobre Operaciones Relativas a la Circulación de Mercancías y sobre Prestaciones de Servicios de Transporte Interestatal Intermunicipal y de Comunicación
RSU	residuos sólidos urbanos
RUT	Reglamento Único de Transporte
SEPYME	Secretaría de Emprendedores y Pequeña y Mediana Empresa
SNT	sistema nacional de transporte
SPD-BG	servicio público domiciliario de gas combustible con biogás
SPD-BM	servicio público domiciliario de gas combustible con biometano

UPME	Unidad de Planeamiento Minero Energético
UVT	unidad de valor tributario
VUCE	Ventanilla Única de Comercio Exterior
ZNI	zonas no interconectadas

Unidades de medida

°C	grado Celsius
EUR/MWh	euro por megavatio hora
EUR/Nm ³	euro por metro cúbico normal
µm	micrómetro
CO ₂ eq/kWh	equivalente de dióxido de carbono por kilovatio hora
gCO ₂ /km	gramos de dióxido de carbono por kilómetro
GJ	gigajoule
GWh	gigavatios hora
kWh	kilovatio hora
kJ/m ³	kilojulios por metro cúbico
km	kilómetro
kPa	kilopascal
kWel	kilovatio eléctrico
kWh/m ³	kilovatio hora por metro cúbico
l	litro
m ²	metro cuadrado
m ³ /h	metro cúbico por hora
MJ/Nm ³	megajoule por metro cúbico normal
SEK/kWh	corona sueca por kilovatio hora
SEK/Nm ³	corona sueca por metro cúbico normal
tep	tonelada equivalentes de petróleo
tCO ₂ /año	tonelada de dióxido de carbono por año
tCO ₂ eq	tonelada equivalente de dióxido de carbono
TWh/año	teravatio hora por año
USD/Nm ³	dólar por metro cúbico normal
USD/m ³	dólar por metro cúbico
USD/MWh	dólar por megavatio hora

Fórmulas químicas

CH ₄	metano
Cl	cloro
CO ₂	dióxido de carbono
F	flúor
H ₂ S	ácido sulfhídrico
N	nitrógeno
NH ₃	amoníaco
NO _x	óxido de nitrógeno
O	oxígeno
S	azufre
Si	silicio

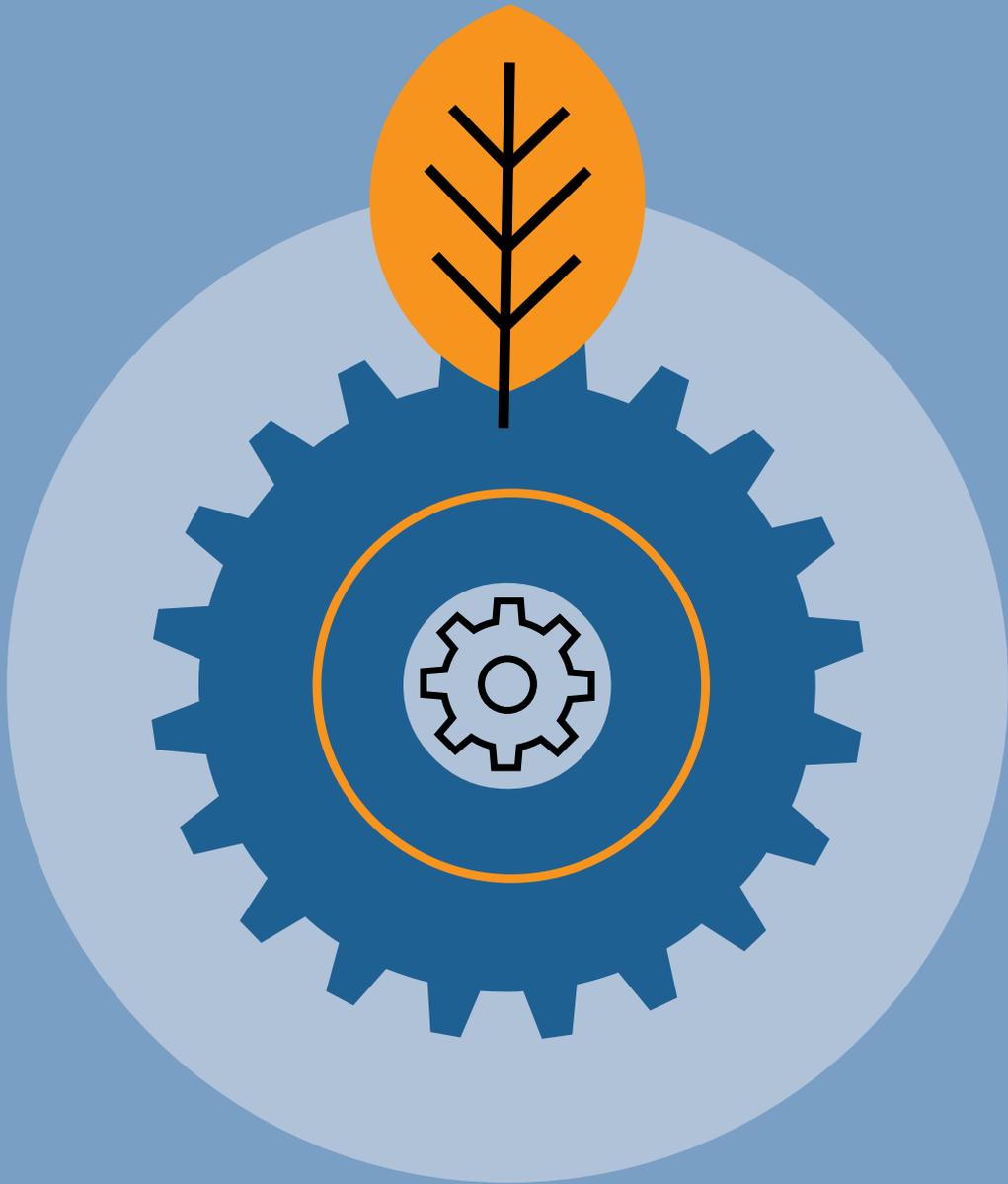
RESUMEN EJECUTIVO

La posibilidad de utilizar el biometano como combustible, ya sea para usuarios domiciliarios o para transporte, para lograr el abastecimiento local es una opción posible.

El biometano es un combustible comercialmente viable, siempre y cuando cuente con la condición de algunas ventajas impositivas o que se le garanticen otros incentivos fiscales. En la Argentina, su producción puede comercializarse mediante las infraestructuras existentes para el gas natural (GN); la tecnología para su depuración está madura y ha sido probada. Sin embargo, aún no existen en el país incentivos vigentes para el uso de biometano como combustible para transporte o para su incorporación en la red de GN. Incluso en los países europeos, los costos de producción y distribución de biometano no resultan competitivos respecto del GN de origen fósil.

Por eso, en este informe se ponen de ejemplo los países líderes en la inserción del gas verde que han aplicado sistemas de cuotas, certificados verdes, *feed-in-tariffs*, exención de impuestos, u otros mecanismos de apoyo económico, así como políticas gubernamentales para superar las barreras y explotar sus beneficios. De este modo, se busca identificar los instrumentos necesarios para desarrollar una propuesta de incentivos económicos para la incorporación de biometano, tanto en la red de GN como para otros usos térmicos y para transporte.

Además, se hace hincapié en la necesidad de contar con un marco regulatorio integral para el biometano, para establecer reglas claras en cuanto a la habilitación de las plantas de producción, condiciones de calidad, seguridad y comercialización.



1. INTRODUCCIÓN

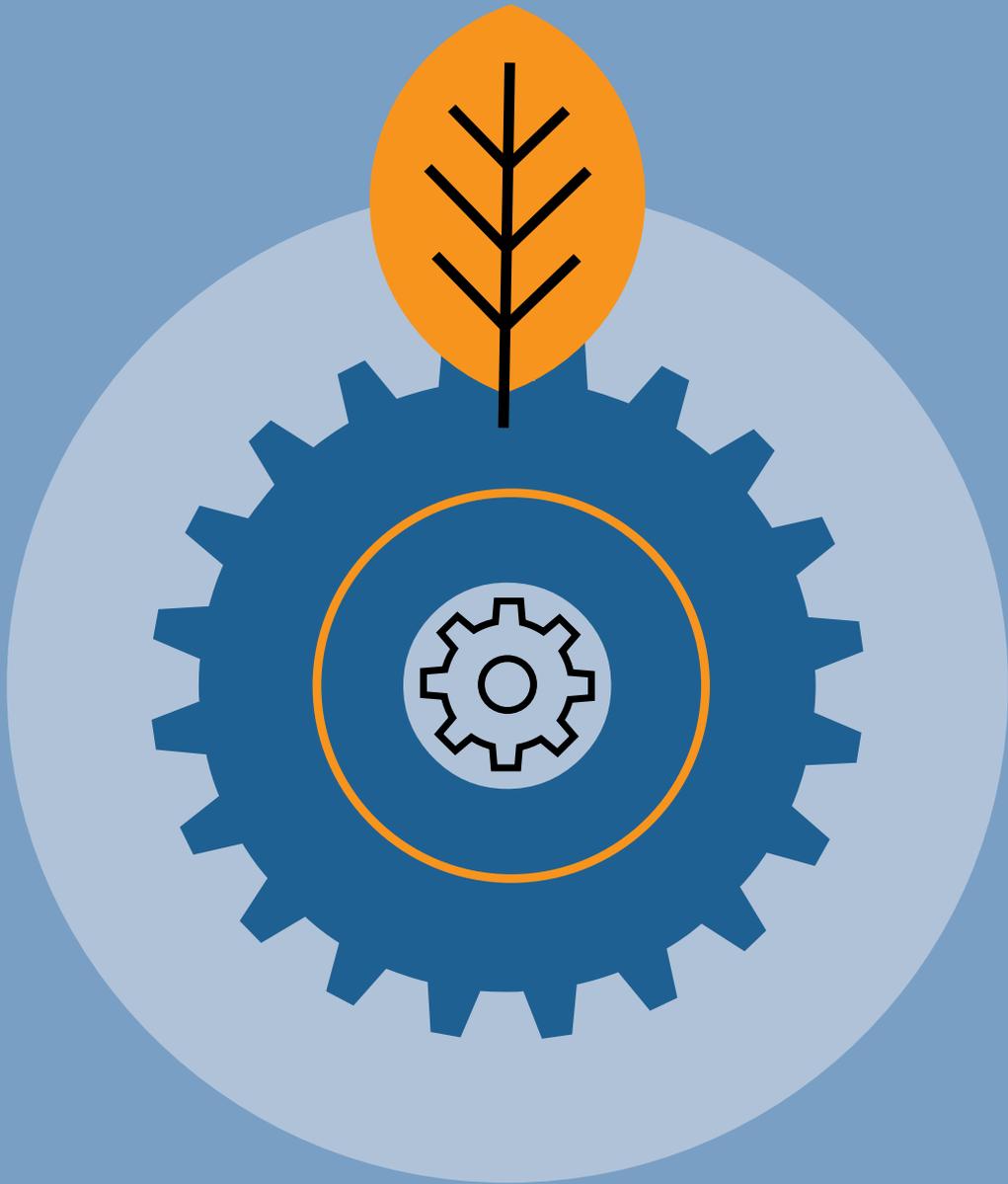
En el caso de los proyectos de biogás para generación eléctrica existe una considerable dificultad para competir económicamente con otras fuentes renovables. Esto se manifiesta en tarifas de energía eléctrica resultantes de las subastas casi cuatro veces mayores a las requeridas por las fuentes solar y eólica. Por el contrario, la posibilidad de abastecimiento local con biometano a partir de su utilización como combustible, ya sea para usuarios domiciliarios o para transporte, donde la competencia económica es con el gas licuado de petróleo (GLP) o con las naftas, y no con otras fuentes renovables, resulta una opción particularmente atractiva.

Específicamente para el biometano, hay condiciones competitivas para su expansión en los dos casos siguientes: (a) la utilización como gas natural comprimido (GNC) y gas natural licuado (GNL) para el transporte, desplazando al gasoil mediante una red de estaciones de servicio de biometano, ubicadas en correspondencia con las plantas de biogás; y (b) mediante el abastecimiento por redes o por “gasoducto virtual” de biometano a poblaciones cercanas a los centros de biogás, pero alejadas de los gasoductos troncales, compitiendo con el GLP como combustible sustituto.

En función de los supuestos precedentes, surgen recomendaciones para una estrategia de incorporación del biometano en la red de GN, que incluye los siguientes aspectos:

- Definición del mercado que se abastecerá con biometano, incluyendo metas de producción y combustibles alternativos.
- Establecimiento de un marco regulatorio para la incorporación del biometano en la red de GN.
- Propuesta de incentivos económicos para la incorporación de biometano.
- Elaboración de normas técnicas y de seguridad para el biometano.
- Elaboración de guías ambientales específicas.
- Promoción del desarrollo tecnológico e industrial asociado.

El presente informe está referido, básicamente, a la identificación de los instrumentos necesarios para el desarrollo del punto “propuesta de incentivos económicos para la incorporación de biometano”, tanto en la red de GN como para otros usos térmicos y para transporte.



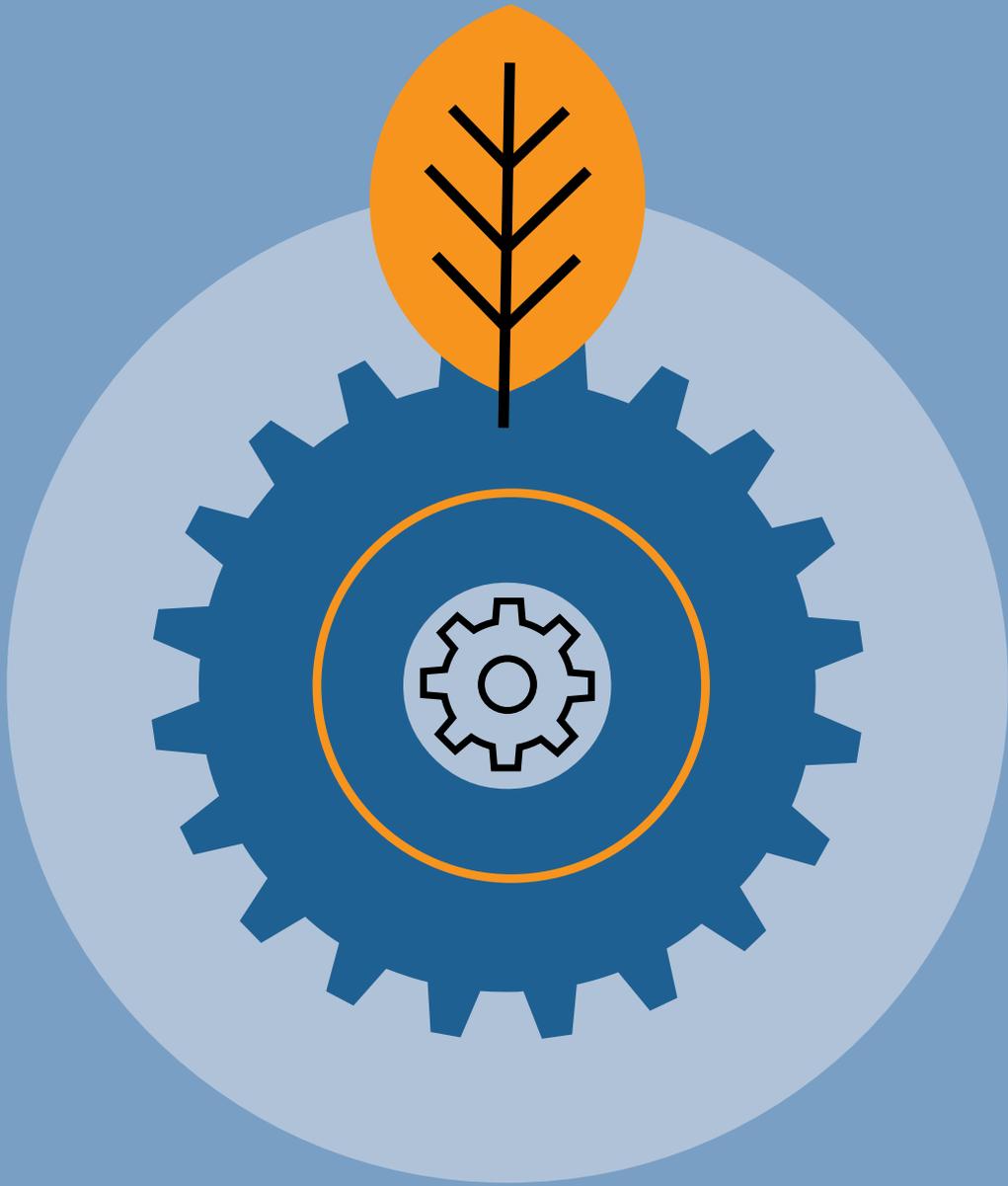
2. OBJETO Y ALCANCE

El objetivo principal de este informe es proporcionar información precisa y detallada de las medidas adoptadas por algunos países para estimular los distintos usos del biometano, y evaluar la conveniencia y factibilidad de su transferencia al caso argentino.

Conforme a lo anticipado, se realizará un análisis comparado de regulación, condiciones de mercado, incentivos, estándares de calidad y de seguridad para distintos usos finales del biometano en Alemania, Dinamarca y Suecia, y en dos países de América Latina (Colombia y Brasil). Asimismo, se identificará el rol que se le asigna al biometano en las acciones nacionales de mitigación previstas por estos países en el marco del Acuerdo de París.

Finalmente, se evaluará la aplicabilidad en la Argentina de los incentivos identificados en la normativa comparada, teniendo en cuenta los distintos usos del biometano y sus respectivas condiciones técnicas:

- incorporación en la red de GN;
- incorporación en una red de gas local de una comunidad aislada;
- aplicaciones al transporte en reemplazo del GNC;
- aplicaciones en reemplazo de GNL;
- otras aplicaciones que combinen el biometano con otros combustibles convencionales.



3. DEFINICIONES

Biocombustibles: bioetanol, biodiésel y biogás, producidos a partir de materias primas de origen agropecuario, agroindustrial o desechos orgánicos.

Biogás: gas obtenido por procesos de digestión anaeróbica de materia orgánica, cuyos componentes principales son metano (CH_4) y dióxido de carbono (CO_2), con presencia de nitrógeno (N), oxígeno (O), ácido sulfhídrico (H_2S) y vapor de agua.

El biogás puede producirse en biodigestores u obtenerse en rellenos sanitarios. El tamaño promedio de las plantas de biogás, en algunos países de Europa, es de aproximadamente 400 kWel (capacidad eléctrica instalada), lo que equivale a una producción de biogás de 200 m^3/h^1 .

Biometano: se refiere al biogás que ha sido sometido a procesos de tratamiento para lograr altas concentraciones de CH_4 , constituyendo una mezcla gaseosa que cumple con las especificaciones requeridas por las redes y artefactos de GN.

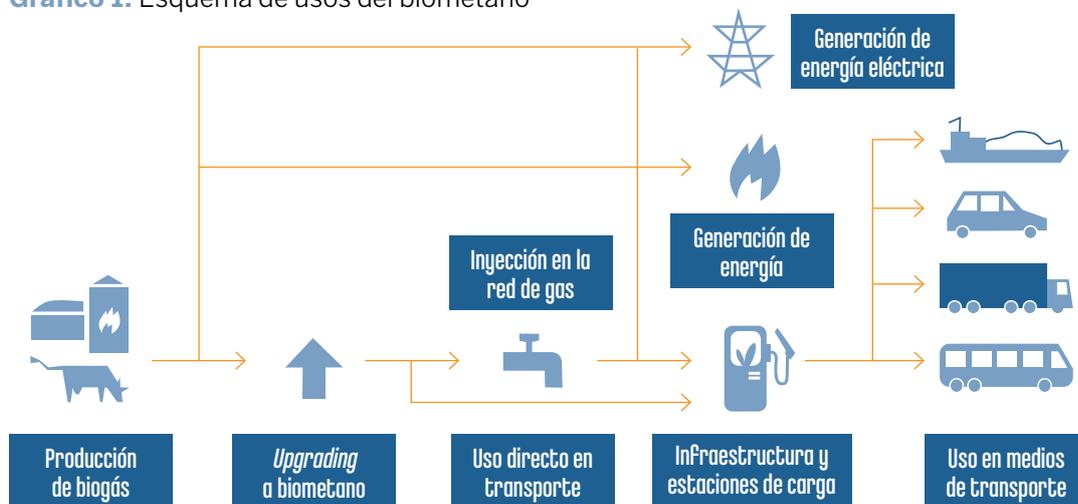
El biometano es la forma mejorada del biogás y es intercambiable con el GN convencional; es decir, tiene sus mismos usos finales. Para que el biogás llegue a ser biometano, debe someterse a un proceso de refinación o purificación, en el cual se remueven todos los componentes dañinos, e incluso los microorganismos patógenos para su uso doméstico. La refinación del biogás consiste, básicamente, en un proceso por el cual la cantidad de CO_2 se remueve para ajustar el poder calorífico y la densidad relativa, con el fin de cumplir con los requisitos de intercambiabilidad (índice de Wobbe).

Hay varias tecnologías y procesos de depuración disponibles en el mercado, como adsorción por oscilación de presión, absorción física, separación de membranas, depuración de agua, absorción química o separación criogénica. El método más ampliamente utilizado en la Unión Europea es la depuración de agua, seguida por la absorción química. La elección del método depende de las circunstancias locales, como el volumen y la calidad del biogás, la flexibilidad, la disponibilidad y la demanda de calefacción y varios otros factores.

La mayoría de las plantas de depuración inyectan biometano en la red de GN, con el fin de distribuirlo —junto con la corriente de GN— hacia plantas de cogeneración o a estaciones de carga de combustible para transporte. Por razones de escala, las plantas de biometano solo son económicamente viables para grandes volúmenes. Unos pocos proyectos funcionan a 100 m^3/h ; la mayoría funciona a más de 500 m^3/h . El Gráfico 1 esquematiza los usos finales del biometano.

¹ Para alcanzar esta producción se necesitan aproximadamente 11 000 toneladas de cultivo energético, 16 000 toneladas de la fracción orgánica de residuos domésticos (FORSU) o 110 000 toneladas de estiércol por año.

Gráfico 1. Esquema de usos del biometano



Fuente: Comisión Europea (2016).

Las posibilidades de usar biometano son muchas y variadas. Las plantas de biometano son de particular importancia sistémica como proveedores de producción de energía neutral para el ambiente. Además, el subproducto CO_2 se puede utilizar como base para la síntesis *power-to-gas* u otros procesos industriales. Tal flexibilidad significa que el biometano se puede generar y utilizar en múltiples aplicaciones centralizadas.

El uso de biometano contrarresta la dependencia de la importación de GN y aumenta así la seguridad del suministro. El valor agregado regional se incrementa y se pueden crear empleos en las regiones rurales. El uso de materias primas renovables, y especialmente de residuos y desechos en la producción de biometano, conduce a una baja huella de carbono, lo cual es positivo.

Biometano por redes de GN: se refiere al biometano que se inyecta en redes que transportan, por tuberías u otros medios, o distribuyen GN para prestar el servicio público domiciliario de gas combustible. El biometano puede inyectarse en la red y mezclarse con la corriente de GN; o bien, se puede operar una red de biometano independiente de los gasoductos convencionales, vinculando directamente la planta generadora de biometano con el consumidor.

La capacidad de inyectar biogás procesado en la infraestructura de GN existente significa que el gas obtenido a partir de biomasa puede almacenarse temporalmente y utilizarse cuando sea necesario. Esta práctica permite alcanzar los niveles de eficiencia más altos, tanto en la producción de electricidad a través de la generación simultánea de calor y energía combinada, como en la utilización directa del calor.

Biometano como combustible para transporte: es el biometano utilizado como combustible para transporte. Los vehículos que funcionan con GNC y GNL están realizando una contribución importante a las políticas energéticas amigables con el ambiente en el sector de transporte. El GNC se utiliza principalmente para vehículos livianos y el GNL, para vehículos de gran porte y buques. La contribución al ahorro de CO_2 es aún mayor cuando los

vehículos usan biometano en lugar de GN como combustible base para la compresión o la licuefacción. Un vehículo operado con biometano reduce las emisiones de CO₂ hasta en un 90%, comparado con un vehículo convencional que consume combustible derivado del petróleo.

Gasoducto virtual: se refiere a la tecnología por la cual, en lugares alejados de la red o donde la conexión resulta por cualquier causa antieconómica, el GN es comprimido (reduce su volumen en aproximadamente 200 veces) o licuefaccionado (reduce su volumen en aproximadamente 600 veces) a los efectos de ser transportado por carretera (cilindros o tanques cargados sobre camiones) y regasificado en destino.

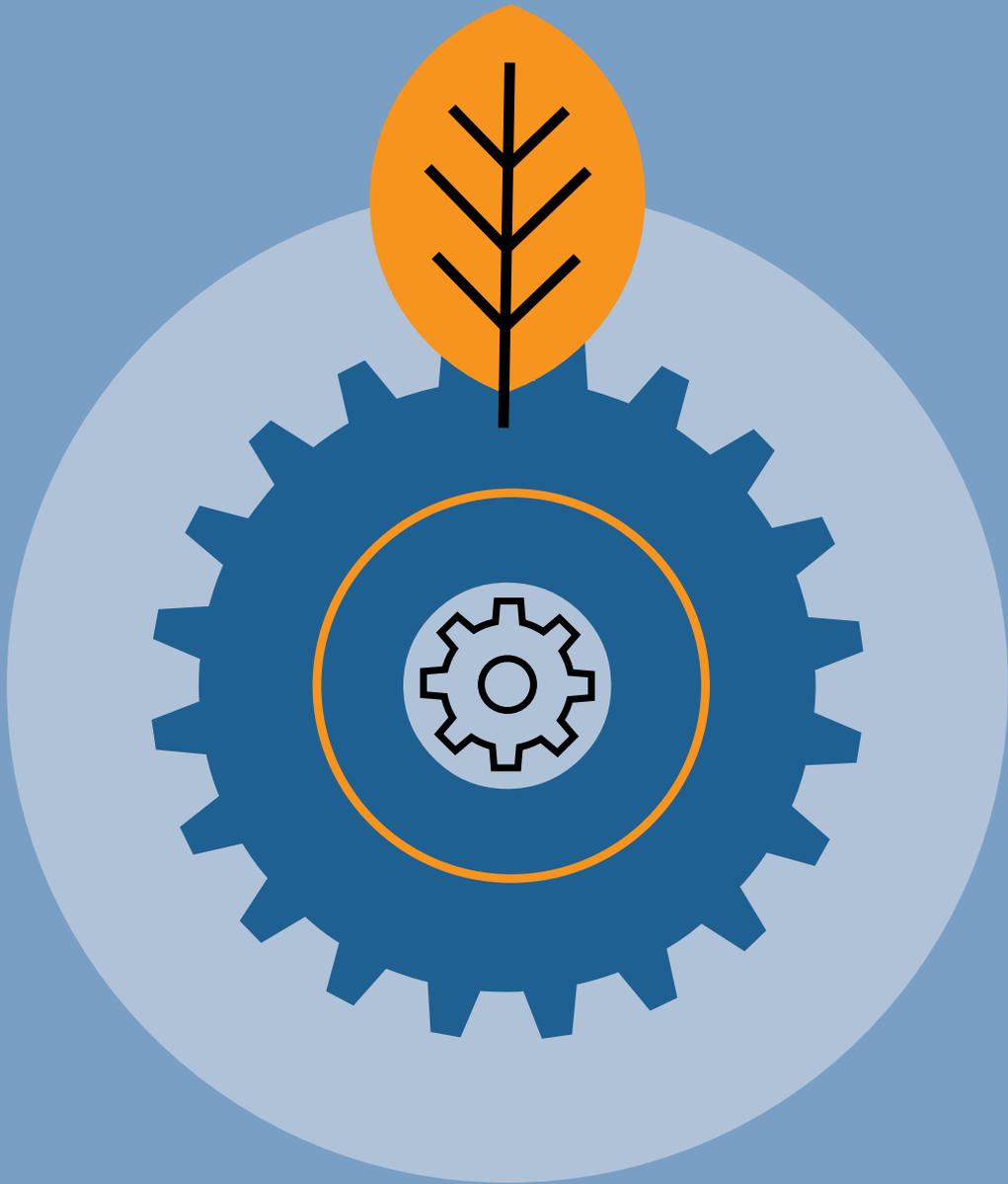
Gas verde: término utilizado para designar a varios gases “descarbonizados”, que se producen a través de procesos específicos, que utilizan como sustrato residuos orgánicos. Uno de estos gases verdes es el biogás mejorado, también llamado biometano.

GEI: gases de efecto invernadero.

GLP: es el gas licuado de petróleo, que consiste principalmente en propano y butano.

GNC: gas natural comprimido a 200/250 bar.

GNL: gas natural licuefaccionado a temperaturas que rondan los -160 °C.



4. ANÁLISIS COMPARADO DE LOS MECANISMOS DE PROMOCIÓN DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA A PARTIR DE BIOMETANO

4.1 Unión Europea

4.1.1 Características generales del sector

Actualmente se evidencia en Europa una disminución de los incentivos financieros a la instalación de plantas de producción de biogás. Sin embargo, de acuerdo con información publicada por la Asociación Europea del Biogás (EBA) en el informe estadístico del año 2017 (con base de cálculo en los resultados del año 2016) (EBA, 2017), la producción de biometano en Europa aumentó en 4 971 GWh (40%). Los países con mayor incremento de producción fueron Alemania (900 GWh), Francia (133 GWh) y Suecia (78 GWh) (Gráfico 2).

Por su parte, el informe estadístico publicado en 2018 (basado en datos de 2017), indica un aumento de la producción de biometano, con respecto al año base 2016, de 2 087 GWh (12%).

En cuanto al número de plantas de biometano, en 2011 se informaron 187 plantas, llegando a un total de 540 en el año 2017. Los países más constructores en 2016 fueron Alemania (11), Suecia (10) y Francia (9). En 2017, Francia encabezó el *ranking* con 18 nuevas plantas (sobre un total de 44), seguida por Países Bajos (+13 plantas), Dinamarca (+8 plantas) y el Reino Unido (+7 plantas) (Gráfico 3).

La materia prima dominante de las plantas de producción de biogás son los sustratos agrícolas, seguidos por los residuos en general y lodos de depuradoras. El modelo europeo consiste, básicamente, en concentrar desechos y residuos agrícolas que se encuentran próximos a los productores, lo que favorece una logística de transporte de residuos brutos al biodigestor de alta tecnología. Lo mismo ocurre con el transporte del digestato (efluente del biodigestor) para ser utilizado como fertilizante orgánico para los cultivos.

Gráfico 2. Evolución de la producción de biometano en Europa (GWh)

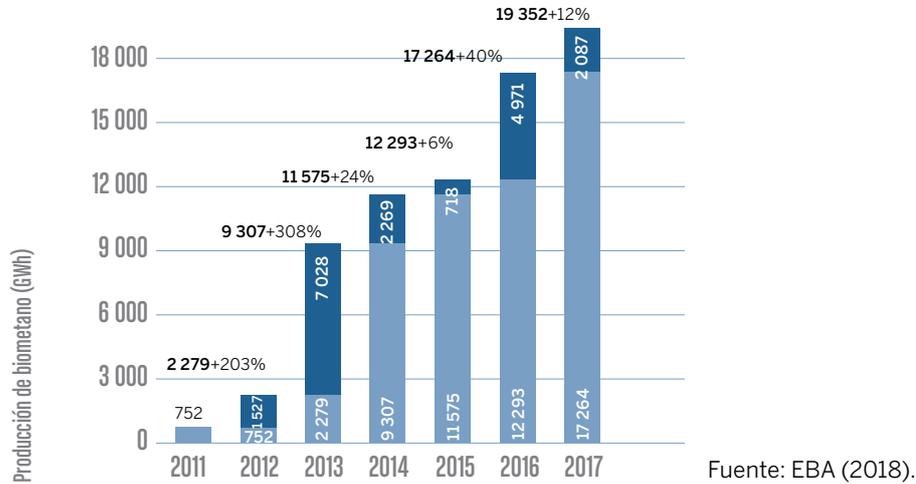
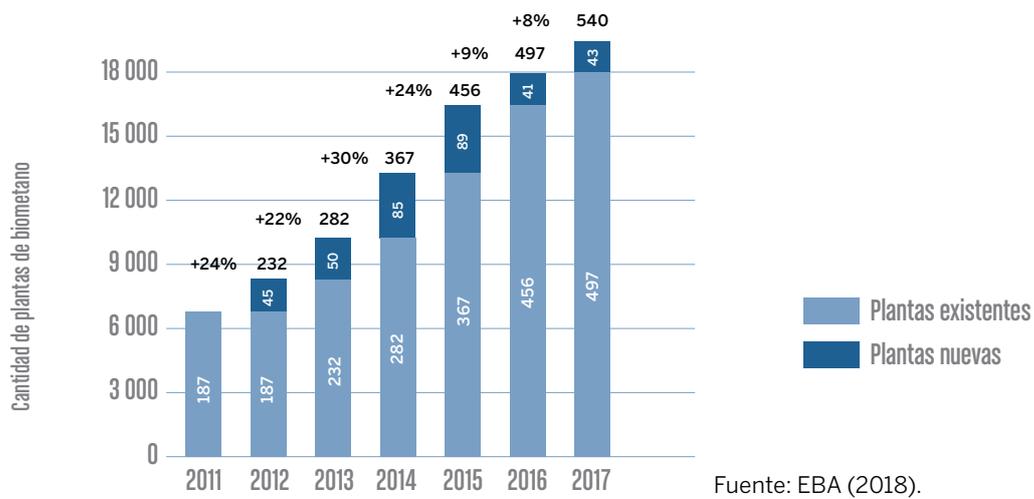


Gráfico 3. Cantidad de plantas de biometano en Europa



4.1.2 Regulaciones europeas para biometano

Antes de analizar cada uno de los países europeos seleccionados para el presente estudio, se tratará, en general, al marco regulatorio de la Unión Europea.

En el mercado de la Unión Europea, muchos productos están sujetos a normas armonizadas, con el objetivo de proteger a los consumidores, la salud pública y el medio ambiente. Estas normas aseguran la libre circulación de productos mediante la eliminación de barreras injustificadas al comercio y constituyen un marco legal predecible para las empresas. Del mismo modo, se espera que la adopción de estándares comunes para los productos energéticos contribuya a mejorar la seguridad energética. En el caso del biometano, se busca garantizar la alta calidad de los combustibles gaseosos transportados y comercializados, y obtener un producto homogéneo en cualquiera de los países de la Unión Europea.

A tal fin, en 2010, la Comisión Europea otorgó al Comité Europeo de Normalización (CEN) el mandato M/475 para la estandarización de las especificaciones de biometano, con el objetivo de facilitar la penetración del biometano en la red de GN y como combustible para transporte. El trabajo del Comité Técnico (TC) 408 ha avanzado específicamente con los requisitos de calidad para permitir la inyección de biometano en los gasoductos de alta y baja presión. Se han evaluado diferentes parámetros, tales como la concentración de hidrógeno o azufre, junto con el valor calorífico mínimo en el punto de inyección y en la estación de carga de combustible.

Sin embargo, se considera que la transición hacia un mercado europeo unificado y homogéneo solo puede ocurrir si se implementa un sistema de balance de masa para biometano, a partir del reconocimiento del sistema de GN que opera dentro de la Unión Europea como una instalación logística cerrada. De esta manera, el registro de volúmenes de biometano solo se realizaría en los puntos de inyección y extracción, lo que daría como resultado la opción de liberar el comercio de biometano a través de las fronteras nacionales dentro de la Unión Europea. El Registro Europeo de Gases Renovables (ERGaR) cumplirá esta tarea en la forma de un plan voluntario, que servirá de puente entre el país productor y el país consumidor, gracias al reconocimiento mutuo de los registros nacionales involucrados. Este enlace asegurará la trazabilidad del biometano y, posiblemente, de otros gases renovables inyectados en las redes, junto con la transferencia en frontera de los incentivos para todas las aplicaciones: transporte, electricidad, calefacción y refrigeración.

La combinación de estándares técnicos europeos con incentivos y herramientas nacionales enmarcadas dentro de la legislación europea será efectiva para ayudar a desbloquear el potencial de generación de biometano y acelerar el despliegue de combustibles gaseosos renovables en el mercado de la Unión Europea.

4.1.2.1 Nuevos estándares CEN: estándares de biometano para mitigar el cambio climático

CEN/TC 408, El Comité Técnico 408, establecido en 2011, ha desarrollado los siguientes estándares:

- EN 16726 de 2016 sobre especificaciones generales de calidad de GN. Para biometano aplican los requisitos complementarios establecidos en las normas que se indican a continuación.

- EN 16723-1 de 2016 para la inyección de biometano en la red de GN. Esta norma europea especifica los requisitos y los métodos de prueba para el biometano en el punto de ingreso en las redes de GN.
- EN 16723-2 de 2017 sobre GN y biometano para uso en transporte. Esta norma europea especifica los requisitos y los métodos de prueba para el GN (grupo L y H - EN 437), biometano y mezclas de ambos en el punto de uso como combustibles para automóviles. Esta norma se aplica a los combustibles mencionados, independientemente del estado de almacenamiento (comprimido o licuado). Para verificar el cumplimiento de algunos requisitos establecidos por la norma, el GNL o el biometano licuado se deben volver a gasificar antes de la prueba.
- CEN/TR 17238 de 2018: este informe técnico propone valores límite para los contaminantes en biometano, según criterios de evaluación de la salud humana.

Por otra parte, los fabricantes que venden vehículos en el territorio de la Unión Europea están sujetos a sus regulaciones (443/2009, 333/2014, 510/2011 y 253/2014) que establecen estándares de rendimiento de emisiones para automóviles nuevos, con el objetivo de reducir las emisiones de CO₂ de los vehículos ligeros. Según estas regulaciones, los automóviles nuevos no deben emitir en promedio más de 95 g CO₂/km para 2021. Las camionetas nuevas no deben emitir en promedio más de 147 g CO₂/km en 2020.

Los estándares precedentes permiten homogeneizar las especificaciones de calidad, favoreciendo el crecimiento del mercado de biometano y otorgando seguridad a los inversores.

En materia de incentivos económicos y regulatorios, aplican al biometano los regímenes generales de promoción de las energías renovables. El Cuadro 1 resume los contenidos principales de las Directivas de la Unión Europea sobre energías renovables.

En relación con el uso del biogás en el sector de transporte, la Directiva sobre Energías Renovables (RED) (Unión Europea, 2009a) y la Directiva sobre Calidad del Combustible (FQD) (Unión Europea, 2009b) son los principales impulsores a nivel de la Unión Europea para la participación de las energías renovables en el sector del transporte. La RED obliga a los países de la Unión Europea a alcanzar una participación del 10% de las energías renovables en el consumo energético final del sector de transporte en 2020. La FQD obliga a los proveedores de combustible a reducir la intensidad promedio de GEI de sus combustibles en un 6% en 2020, en comparación con los niveles de 2010.

Por ahora, estas directivas han dado lugar, como resultado, a la mezcla de combustibles convencionales con biocombustibles líquidos de fuente renovable. Para alcanzar el objetivo del 10% también cuentan la producción de biometano, la electricidad renovable en vehículos eléctricos y el hidrógeno renovable.

Hacia el futuro, en cuanto al transporte por carretera, se propone la implementación de una obligación de los proveedores de combustibles líquidos de reducir las emisiones de CO₂ a través de una mayor mezcla con biocombustibles. El objetivo propuesto para 2030 es reducir las emisiones en por los menos un 40%, lo que equivale a una proporción de biocombustibles de alrededor del 50%. La obligación de una mezcla mayor se complementa con la eliminación de la exención fiscal actual para los biocombustibles de mezcla baja. Es decir, los biocombustibles de mezcla baja estarán sujetos a la misma tasa impositiva por litro que los combustibles fósiles. Los biocombustibles de mezcla alta estarán completamente exentos del impuesto.

Cuadro 1. Unión Europea. Principales contenidos de las Directivas sobre Energías Renovables

Directiva Unión Europea	Contenidos
<p>Directiva sobre Energías Renovables (Unión Europea, 2009a) de 2009 - RED Los artículos 17, 18, 19 y el Anexo V establecen criterios de sustentabilidad para biocombustibles</p>	<p>Establece un objetivo vinculante para las energías renovables en general (20% para 2020), pero también incluye un objetivo de fuentes renovables para el transporte de al menos el 10% para 2020. Para poder alcanzar este objetivo, los biocombustibles deben cumplir los criterios de sostenibilidad establecidos en esta directiva y enmendados por la Directiva ILUC (Unión Europea, 2015). Se permite que los biocombustibles avanzados (producidos a partir de residuos) cuenten doble para el cumplimiento del objetivo en el transporte. La mayoría de los Países Miembros han implementado una obligación nacional de mezcla para incentivar a los proveedores de combustibles a su cumplimiento.</p>
<p>Directiva sobre Calidad del Combustible (Unión Europea, 2009b) - FQD</p>	<p>Tiene como objetivo reducir la intensidad media de las emisiones de GEI de los combustibles del lado de la oferta. En 2020 la intensidad promedio de GEI deberá ser un 6% inferior que en 2010. Esto también podría ser realizado por medidas de reducción de GEI en el <i>upstream</i>, pero hasta ahora el FQD ha dado lugar principalmente a la mezcla con biocombustibles en el <i>downstream</i>. Para cumplir con la FQD se puede utilizar la misma obligación de mezcla que para cumplir con la RED, aunque la FQD no permite contabilizar doble los biocombustibles provenientes de residuos.</p>
<p>Directiva ILUC (Unión Europea, 2015)</p>	<p>Como resultado de los impactos del cambio indirecto del uso de la tierra, los biocombustibles basados en el suelo pueden dar lugar a emisiones indirectas de GEI. Si estas emisiones indirectas se toman en cuenta, los biocombustibles podrían incluso causar un aumento, en lugar de una reducción de las emisiones de GEI. Para limitar la proporción de biocombustibles basados en el uso del suelo, se ha introducido un tope para los combustibles de esta fuente y un subobjetivo para los biocombustibles más avanzados.</p>
<p>Directiva sobre Energía Limpia para el Transporte (Unión Europea, 2014)</p>	<p>Se centra en la creación de una red de estaciones de carga y repostaje a escala en la Unión Europea, la interoperabilidad (mediante normas y especificaciones técnicas) y la información clara al consumidor para crear conciencia. La directiva contiene los requisitos mínimos que deben aplicarse a través de los marcos de políticas nacionales de los Países Miembros. Incluye la infraestructura de carga y repostaje para vehículos eléctricos, gas natural (GNL y GNC) e hidrógeno.</p>
<p>Directiva sobre Vehículos Limpios (Unión Europea, 2009c)</p>	<p>Tiene como objetivo la introducción en el mercado de vehículos respetuosos del medio ambiente. En las compras estatales de vehículos, deben tenerse en cuenta los impactos energéticos y medioambientales durante toda la vida útil del vehículo. Estos impactos pueden ser monetizados para su inclusión en la decisión de compra. La directiva define reglas de cálculo específicas para establecer los costos de vida útil.</p>

Fuente: Elaborado por el autor.

4.2 Alemania

4.2.1 Características generales del sector

Alemania representa la mayor parte del crecimiento del biometano en Europa en los últimos años. Aproximadamente el 50% de todas las plantas de biometano europeas se encuentran en este país.

Las metas de reducción de GEI definidas en la RED fueron receptadas en Alemania en la Ordenanza de Sostenibilidad de Biocombustibles. A partir de 2015, Alemania debió reducir en 3,5% por año las emisiones de GEI debidas al consumo de combustibles. A partir de 2020, el ahorro anual requerido se incrementará al 6%.

A su vez, desde el 1º de enero de 2017, la reducción mínima en las emisiones de CO₂ de un biocombustible en comparación con su equivalente fósil era del 50% y, a partir del 1º de enero de 2018, la reducción debe ser del 60%.

4.2.2 Instalaciones de producción

La norma alemana DVGW² G 265 rige los aspectos técnicos de la planificación, construcción y operación de plantas de producción de biogás y biometano. Se establece la siguiente clasificación de instalaciones:

- Plantas de producción de biogás a partir de materias primas orgánicas por digestión.
- Plantas de mejoramiento de biometano para la remoción de H₂S, CO₂ y otros gases.
- Plantas de alimentación de biometano para la medición calibrada de calidad y cantidad a los fines de facturación, aumento de presión de la red, acondicionamiento con GLP y odorización.
- Sistemas de recuperación para el aumento de la presión de transporte de gas.

En cuanto a la producción, de acuerdo con la Ordenanza de Sostenibilidad de Biocombustibles, las materias primas para la obtención de biogás no deben originarse en áreas de alta biodiversidad, áreas protegidas o áreas de alto contenido de carbono (por ejemplo, selvas tropicales, páramos o pastizales permanentes). El cultivo de tierras y pastizales debe seguir lo que se denomina "buena práctica profesional".

Las plantas de alimentación de biometano y los sistemas de recuperación deben ser construidos y administrados por el operador de la red, a fin de garantizar el cumplimiento de los requisitos de calidad del biometano a su costo (dentro de lo razonable). Esto garantiza que el operador de la red no haga demandas excesivas de inyección de biometano para excluir a los participantes del mercado. Además, el operador de la red puede decidir de qué manera adaptará sus ductos para cumplir con las exigencias legales, tales como el acondicionamiento del gas o el control de la calidad del gas.

Hay muchos ejemplos de proyectos exitosos. Para citar uno de ellos, en Berlín, la planta de biogás administrada por la empresa de servicios ambientales y operativos BSR procesa 60 000 toneladas al año de residuos orgánicos que se recolectan de los hogares. El biogás producido se transforma en biometano y alimenta 150 camiones de recolección de resi-

² La DVGW es, por sus siglas en alemán, Deutschen Verein des Gas- und Wasserfaches, la Asociación Alemana para la Provisión de Gas y Agua.

duos mediante tres estaciones de carga, lo que reduce el consumo de diésel en 2,5 millones de litros y las emisiones de CO₂ en 12 000 toneladas cada año.

4.2.3 Usos del biometano

En Alemania, más del 90% del biometano producido se utiliza para cogeneración (CHP, por sus siglas en inglés *combined heat and power*), alrededor del 4% en el sector de transporte, el 3,5% para suministro de calor y el 2,5% para exportación. Hasta ahora, el uso de biometano en la industria química y para la exportación a otros países europeos ha desempeñado un papel secundario, aunque con alto potencial de desarrollo.

En el sector de transporte, hay alrededor de 900 estaciones de carga de GNC, con una flota aproximada de 100 000 vehículos que funcionan con gas, incluidos automóviles, autobuses y camiones. La mayoría de las estaciones vende una mezcla de GN con biometano, y alrededor de 125 de ellas ya venden 100% biometano. En la agricultura, se están probando prototipos de tractores operados con GNC. En 2018, se puso en marcha un importante proyecto en el lago Constanza, en el sur de Alemania, donde se alimentará un buque ferry con GNL producido a partir de residuos industriales y agrícolas.

4.2.4 Regulación, condiciones de mercado e incentivos

El factor decisivo para la incorporación del biometano en la red de GN de Alemania ha sido la Directiva de Acceso a la Red de Gas (Gasnetzzugangsverordnung - "Gas NZV"), que establece el acceso prioritario del biogás producido respecto del gas de origen fósil, así como un procedimiento no discriminatorio para la evaluación de la posibilidad de conexión.

La Directiva de Acceso a la Red de Gas fija un plazo máximo para que el operador de la red responda a una solicitud de conexión, informando los costos correspondientes. La conexión solo puede ser denegada por el operador cuando resulta económicamente irrazonable o técnicamente irrealizable. Los costos de conexión hasta 10 km deben ser soportados en un 75% por el propietario de la red y en un 25% por el titular del proyecto de biometano. A quienes inyecten biogás en la red se les reconoce mayor flexibilidad (25%) en materia de desbalances anuales.

Alemania otorga un incentivo financiero en concepto de tarifa o cargo evitado de la red de 0,7 centavos de EUR por kWh de biometano. Esto se justifica en que la alimentación de la red se produce en forma descentralizada y, en principio, se evitan las tarifas de la red aguas arriba. Este beneficio se otorga por 10 años. Transcurridos esos 10 años, los operadores de red deben presentar procedimientos de cálculo razonables para establecer los cargos de red evitados. Dichos cargos se transfieren a los cargos de la red en todo el país.

El uso del biometano para la producción de calor es promovido por diversas regulaciones:

- Ley de Energías Renovables (EEG por sus siglas en alemán *Erneuerbare Energien Gesetz*).
- Ley de Cogeneración de Calor y Energía (KWKG por sus siglas en alemán *Kraft Wärme Kopplungsgesetz*).
- Ordenanza de Ahorro de Energía (EnEV por sus siglas en alemán *Energieeinsparverordnung*).
- Ley de Calefacción con Energía Renovable (EEWärmeG por sus siglas en alemán *Erneuerbare Energien Wärmegesetz*).

La EEG otorga un subsidio por cada kWh de electricidad generada a partir de biometano. Para acceder a este beneficio, el operador tiene que demostrar que ha suministrado tanto biometano a la red de GN como el que se utilizó para generar electricidad en la CHP. Si el proyecto de cogeneración es nuevo (puesto en marcha después de la entrada en vigor de la EEG 2017) y tiene una potencia instalada de más de 150 kW, el apoyo financiero procede solamente si el operador ya ha tenido éxito en una licitación. Para la generación de electricidad en CHP que están operando con energías renovables antes de 2017, el monto del beneficio se calcula conforme a lo establecido en la ley. Entre otros factores, el monto del beneficio depende del sustrato que se ha utilizado para la producción del biogás. Como requisito previo al acceso al beneficio, se debe utilizar un sistema de balance de masa, como el que establece el Registro de Biogás en Alemania, para todo el transporte de biometano desde la planta de mejoramiento de biogás hasta la planta de cogeneración (DENA, s/f).

El Registro de Biogás en Alemania es administrado por la Agencia Alemana de Energía (Deutsche Energie Agentur GmbH), a fin de verificar el origen y la calidad del biogás que se inyecta en la red de GN. El objetivo es simplificar y estandarizar la verificación de las garantías de origen y calidad.

Por su parte, la KWKG establece, alternativamente, un beneficio llamado “recargo de CHP”, que aplica cuando el biometano se utiliza en plantas combinadas de calor y energía. Sin embargo, el subsidio otorgado en virtud del KWKG está muy por debajo del apoyo previsto en la EEG, por lo que este procedimiento se ha seguido solo en casos excepcionales.

En cuanto a la EnEV, establece requisitos estructurales y de calefacción para edificios, incluyendo los estándares de energía para edificios nuevos y para la renovación de edificios existentes. El objetivo es alcanzar un *stock* de construcción virtualmente neutral al clima para 2050 y un 60% de ahorro final de energía a través de medidas de eficiencia en la estructura del edificio y en la tecnología de las instalaciones, en comparación con 2010. El biometano se clasifica con el mismo factor de energía primaria (PEF) que el GN (1,1), independientemente de si el biometano se usa en una caldera o en una planta de cogeneración. Por lo tanto, no hay incentivos para cambiar a gases renovables. Solo si el biometano se produjo en un determinado contexto espacial (al lado de la planta de biogás), el biometano se evalúa con el PEF 0,5 (DENA, 2018).

En tanto, la EEWärmeG busca aumentar la participación de las energías renovables en la cobertura de la demanda de calor. Hay obligación de utilizar energías renovables en edificios nuevos. Si se utiliza biometano para cumplir con los requisitos de la EEWärmeG, con él debe cubrirse el 30% de las necesidades de energía térmica.

En el estado de Baden-Württemberg, la ley de calefacción renovable aplica también a los edificios existentes. Los propietarios de todos los edificios residenciales, con calefacción central a partir de 50 m² de espacio habitable, están obligados a intercambiar calor utilizando energías renovables. La meta inicial se estableció en un 15% de la calefacción total. Sin embargo, solo dos tercios de la obligación son cubiertos con biometano. En edificios públicos restaurados, hay obligación de cubrir con biometano el 25% de las necesidades de energía térmica.

4.2.5 Estándares de calidad y seguridad

El titular del proyecto que entrega biometano a la red de gas es responsable del cumplimiento de las especificaciones técnicas y de la calidad del fluido por inyectar, a fin de cum-

plir con las regulaciones DVGW G 260 y G 262. Más allá de este nivel, la responsabilidad y los costos de acondicionamiento pesan sobre el operador de la red, para llegar al nivel de especificación G 685. La DVGW G 265-1 se refiere a los sistemas para la mejora del biogás a biometano (*upgrading*) y la inyección de biogás en la red de GN. El Cuadro 2 muestra las especificaciones aplicables en materia de calidad de gas en Alemania.

Hay dos enfoques diferentes para garantizar la calidad de biometano en Alemania. Uno es usar GLP para acondicionar el biometano, a fin de ajustar su valor calorífico al valor calorífico del flujo de gas principal. Sin embargo, esto aumenta los costos y el GLP es de origen fósil. Además, la adición de GLP se limita a un volumen máximo del 5% para evitar la condensación en la red. El otro es implementar sistemas de seguimiento de la calidad del gas. Se genera un modelo matemático de la cuadrícula o una subred, que incluye todos sus flujos de carga. Sobre la base de este proceso de modelado, es posible determinar qué consumidor ha recibido qué calidad de gas y en qué momento. Al incluir los perfiles de carga estándar, es posible crear un cálculo con suficiente precisión. La ventaja de este método es que puede adaptarse en forma relativamente fácil a las condiciones cambiantes; la desventaja es el alto costo de instalación.

Cuadro 2. Alemania. Especificaciones para inyección en la red de gas. DVGW G 260

Características	Unidad	Valor
Índice de Wobbe	kWh/m ³	13,6 - 15,7
Poder calorífico	kWh/m ³	8,4 - 13,1
Densidad relativa		0,55 - 0,75
Contenido total de azufre	mg/m ³	< 8 (corto tiempo < 30)
Contenido total de sulfuro de hidrógeno	mg/m ³	< 5
Contenido de agua	mg/m ³	< 50 en redes > 10 bar < 200 en redes < 10 bar
Contenido de hidrógeno	%vol	< 2 En casos excepcionales < 10
Contenido de CO ₂	%vol	En redes de L-gas < 10 En redes de H-gas < 5
Contenido de O ₂	%vol	< 3 en inyección de redes de gas seco < 0,5 en inyección de redes de gas húmedo

Fuente: Fachverband Biogas e. V. (2017).

Otra adaptación física frecuente es el ajuste de presión. Para introducir biometano en la red de gas, la presión debe ser más alta que la de la red, respetando los límites máximos de presión permitidos. La temperatura del gas en el punto de transferencia a la red también está limitada. Las temperaturas comunes se ubican en el rango de 5 a 35 °C. Si es necesario, el gas debe ser enfriado o calentado.

En materia de seguridad, dado que el biometano es un gas altamente inflamable, conlleva una serie de riesgos para tener en cuenta durante la operación. En general, la aparición de una atmósfera explosiva peligrosa es inusual, pero puede surgir en situaciones en las que el biometano alcanza una concentración de entre 4,4 y 16,5% del volumen de la atmósfera ambiente, como consecuencia de fugas o liberaciones involuntarias.

Conforme a los estándares alemanes de seguridad, para evitar las explosiones resultantes de estas condiciones, los operadores de la planta deben definir las zonas de protección contra explosiones e implementar medidas que deben constar en un documento de protección contra explosiones. Además, existen riesgos para la salud asociados a las plantas de biometano: peligros de gases (por ejemplo, intoxicación, asfixia), peligros de incendios, peligros mecánicos y eléctricos, así como la contaminación acústica y la emisión de sustancias peligrosas.

Para abordar este tipo de peligros, es mandatario realizar un análisis de riesgos y tomar todas las precauciones necesarias. Para la evaluación de riesgos, el operador de la planta debe determinar, evaluar y minimizar los posibles peligros mediante la implementación de medidas técnicas, organizativas y de protección del personal adecuadas. Por ejemplo, esto implica la elección de los componentes de la planta, que debe realizarse de acuerdo con las condiciones particulares de esta (calidad del gas, componentes corrosivos del gas, presión interna, clima y ubicación geográfica). La deformación potencial, la deflexión y la expansión lineal deben tenerse en cuenta al instalar tuberías, de acuerdo con las regulaciones específicas del lugar. Las tuberías que llevan gas siempre deben tener protección contra la corrosión, protección contra el incendio, conexión equipotencial y etiquetado específico. Si las tuberías de gas están expuestas al riesgo de daños mecánicos (por ejemplo, de los vehículos), deben protegerse en consecuencia.

Los parámetros detallados relacionados con el trabajo de soldadura y la prueba de la soldadura, que solo pueden hacerse por personal especializado, se establecen en las regulaciones nacionales de Alemania DVGW GW 350 y G 472. No se permite el trabajo de soldadura en partes de plantas que transportan gas en las salas de instalación (se pueden hacer excepciones si se justifican).

Con el fin de garantizar que las fugas en las tuberías o partes de las instalaciones de gas en interiores se detecten de inmediato, se agregan odorizantes al GN y al biometano. En Alemania, se aplica el siguiente principio: si el biometano se inyecta al flujo principal de gas, debe ser odorizado, si el flujo de gas principal está odorizado. Si el flujo de gas principal no está odorizado, el biometano tampoco.

4.3 Dinamarca

4.3.1 Características generales del sector

Dinamarca es el país de Europa con mayor proporción de “gas verde” en su red de gas. Desde 2019, más del 10% del gas en la red danesa es verde durante todo el año. En verano, la cuota descarbonizada asciende al 25%. Hay actualmente 32 plantas de biometano conectadas a la red.

La producción de biometano para la red comenzó en Dinamarca con el Acuerdo de Energía de 2012, respaldado por una gran mayoría política. Desde entonces, se ha llevado a cabo un proceso de industrialización del sector y se construyeron muchas plantas de biogás a gran escala, equipadas con unidades de tratamiento. En 2018 se realizó la depuración de aproximadamente la mitad del biogás producido. La proporción de biogás tratado y suministrado a la red de GN está aumentando considerablemente y el interés en el biogás para el transporte también está creciendo.

Según las evaluaciones de la Universidad de Aarhus y Green Gas Denmark, se estima que el 100% del consumo esperado de gas podría ser verde para 2035. La evaluación se basa en un mayor uso de estiércol y residuos digestibles, así como en el 50% de los recursos de paja como materia prima para la digestión anaeróbica, junto con una mayor eficiencia de producción. La Universidad de Aarhus señala que la utilización de la red de gas para el almacenamiento de electricidad podría aumentar el potencial energético³. Este desarrollo también podría crear hasta 20 000 nuevos empleos en Dinamarca para el 2035.

4.3.2 Instalaciones de producción

El sistema de gas danés es relativamente moderno, instalado en la década de 1980. Este sistema está cambiando progresivamente hacia un sistema de producción de gas verde descentralizado, basado en una red conectada a muchas plantas. Las plantas son grandes y aprovechan las economías de escala. El nivel de especialización de los productores de biogás conduce a eficiencias significativas en los procesos y al aumento de la producción. El principal desafío para la industria es, simultáneamente, reducir los costos de producción y aumentar la sostenibilidad.

Una de las empresas que están explotando el nuevo mercado de gas verde es Nature Energy A/S, el mayor productor de biogás en Dinamarca y líder europeo en el sector. En los últimos años, esta empresa construyó cuatro plantas grandes: Holsted, Korskro/Esbjerg, Videbæk y Månsson (la planta de gas verde más grande de Europa). Estas plantas tienen capacidad para convertir 1 000 000 toneladas de residuos y estiércol en biogás cada año. Parte del biogás mejorado se utiliza para el transporte con gas avanzado y renovable, vendido en numerosas estaciones de servicio en todo el país. En asociación con Strandmøllen A/S, Nature Energy captura el CO₂ del biogás de las instalaciones de Esbjerg y utiliza el CO₂ purificado como “burbujas de gas” en bebidas y cerveza. Esto reduce aún más las emisiones de CO₂ de la planta de biogás, mejorando la sostenibilidad.

4.3.3 Usos del biometano

El sistema danés es eficiente y adecuado para la distribución y el almacenamiento de biometano en muchas formas. La red de gas tiene una capacidad de almacenamiento de gas verde equivalente a un tercio del consumo anual de electricidad de Dinamarca. Esto permite que el sistema de gas funcione como una red de seguridad óptima para la transición

³ La electricidad se convierte en hidrógeno y el hidrógeno reacciona con CO₂ para producir metano: es el proceso llamado *power-to-gas*. Cuando se produce electricidad renovable intermitente de turbinas eólicas y sistemas fotovoltaicos en un momento en que la demanda es baja, la electricidad se puede convertir en hidrógeno mediante electrólisis y, posteriormente, en metano por medio de un proceso de metanización, y se puede inyectar en la red de gas para su almacenamiento.

verde. Se espera que, en el futuro, la red de gas juegue un papel aún más importante, como sistema de almacenamiento de la electricidad excedente.

Dinamarca planea reducir las emisiones de GEI del transporte, la vivienda y la agricultura en un 39% para 2030. Una quinta parte de esta reducción dirigida podría lograrse mediante el uso de biogás como combustible para autobuses y camiones. La descarbonización del transporte pesado a través del uso de gas verde en vehículos a GN, junto con la electrificación de la flota de transporte liviano es esencial para alcanzar el objetivo anterior.

En 2014, el año en que el biometano entró en la red de gas en Dinamarca, el país redujo las emisiones de CO₂ en 675 000 toneladas, equivalente a las emisiones anuales de más de 300 000 autos. Solo en 2018 se estima que el biometano ha reducido las emisiones de CO₂ de Dinamarca en 800 000 toneladas. Según Green Gas Denmark, la conversión completa a gas verde generaría importantes beneficios para la sociedad, que incluyen:

- desplazamiento de 4,6 millones de toneladas de CO₂ para 2035;
- uso óptimo del sistema de gas estatal: una inversión social de 55 000 millones de DKK⁴;
- desarrollo de una fuerte y vibrante industria danesa de gas verde con potencialmente hasta 20 000 nuevos empleos y 16 mil millones de DKK en exportaciones para el 2035;
- conversión de la flota de transporte pesado a gas verde reduciendo las emisiones de CO₂ y óxido de nitrógeno (NO_x);
- beneficios de la economía circular, incluyendo menores emisiones en la agricultura;
- producción de gas nacional descentralizado, neutro en CO₂.

4.3.4 Regulación, condiciones de mercado e incentivos

Dinamarca cuenta con distintos instrumentos normativos que promueven el uso del biometano. El actual esquema de subsidios para el biogás se determinó políticamente en el Acuerdo de Energía de 2012. Los usos que reciben subsidio son: la producción de electricidad; el mejoramiento de biogás y entrega a la red de GN y a redes de gas de ciudad; los procesos industriales; el combustible para transporte y la producción de calor. La Agencia Danesa de Energía es responsable de la administración y del pago de los subsidios (Danish Energy Agency, 2018).

Los subsidios para los diferentes usos del biogás pueden dividirse en tres componentes: subsidio general; Bono 2 y Bono 3. El subsidio general se ajusta anualmente con el 60% del índice de precios. El Bono 2 se fija de acuerdo con el precio del GN y el Bono 3 se reduce gradualmente y terminará en 2020.

La aprobación de las ayudas estatales vigentes por parte de la Comisión Europea se extiende hasta 2023 para el biogás utilizado para la producción de electricidad, y hasta 2026 para el biogás utilizado para procesos industriales, transporte y producción de calor. El mantenimiento de estos subsidios más allá de estas fechas depende de que el esquema sea renovado.

⁴ Al momento de realizar este informe, una corona danesa (DKK) equivale a 0,15 dólares americanos (USD).

4.3.4.1 Biogás mejorado entregado a la red de GN o biogás limpio entregado a la red de gas de ciudad

Pueden obtener subsidios para biogás mejorado quienes poseen una planta de mejoramiento que entrega biogás a la red de GN y quienes poseen una planta de depuración de biogás que suministra biogás a la red de gas de ciudad.

El Cuadro 3 muestra el subsidio por GJ de gas de bajo valor calorífico vendido al que estas empresas pueden acceder.

4.3.4.2 Procesos industriales

Cuando el biogás se utiliza para fines de procesamiento en la industria, se puede otorgar un subsidio por cada GJ vendido. Los subsidios se otorgan a la empresa que utiliza el biogás para fines de procesamiento (Cuadro 4).

Cuadro 3. Dinamarca. Subsidio por biogás mejorado para red

	Subsidio 2012 DKK/GJ L-gas	Subsidio 2016 DKK/GJ L-gas	Subsidio 2017 DKK/GJ L-gas	Subsidio 2018 DKK/GJ L-gas
General	79,00	81,00	81,30	81,80
Bono 2	26,00	33,60	48,10	41,50
Bono 3	10,00	8,00	6,00	4,00
Subsidio total	115,00	122,60	135,40	127,30
Subsidio total (en USD/m ³)	0,68	0,72	0,80	0,75

Fuente: Danish Energy Agency, 2018.

Cuadro 4. Dinamarca. Subsidio al biogás para procesos industriales

	Subsidio 2012 DKK/GJ L-gas	Subsidio 2016 DKK/GJ L-gas	Subsidio 2017 DKK/GJ L-gas	Subsidio 2018 DKK/GJ L-gas
General	39,00	39,00	39,00	39,00
Bono 2	26,00	33,60	48,10	41,50
Bono 3	10,00	8,00	6,00	4,00
Subsidio total	75,00	80,60	93,10	84,50
Subsidio total (en USD/m ³)	0,44	0,47	0,55	0,50

Fuente: Danish Energy Agency, 2018.

4.3.4.3 Biogás para el transporte

Cuando el biogás se vende como combustible de transporte, obtiene el subsidio quien vende el biogás a un usuario final (estaciones de carga). El biogás tratado que se inyecta en la red de GN y luego se usa para el transporte no es elegible para este subsidio (Cuadro 5). Es un requisito que el biogás se venda directamente al transporte, sin intermediarios.

La Ley de Biocombustibles Sostenibles establece que cada productor o importador de gasolina y diésel debe asegurar que al menos el 5,74% de su combustible provenga de fuentes renovables. En consecuencia, el biogás debe cumplir requisitos de trazabilidad, sostenibilidad y reducción de CO₂. Hay tres esquemas de certificación voluntarios para garantizar esto: ISCC, RED-Cert y NTA8080.

4.3.4.4 Biogás para calefacción

Cuando el biogás se utiliza para la producción de calor, se puede otorgar el subsidio por cada GJ de gas de bajo valor calorífico vendido como se detalla en el Cuadro 6.

Además de estas ayudas financieras, la normativa prevé mecanismos regulatorios para la promoción del biogás y biometano:

Cuadro 5. Dinamarca. Subsidio al biogás para transporte

	Subsidio 2012 DKK/GJ L-gas	Subsidio 2016 DKK/GJ L-gas	Subsidio 2017 DKK/GJ L-gas	Subsidio 2018 DKK/GJ L-gas
General	39,00	39,00	39,00	39,00
Bono 2	26,00	33,60	48,10	41,50
Bono 3	10,00	8,00	6,00	4,00
Subsidio total	75,00	80,60	93,10	84,50
Subsidio total (en USD/m ³)	0,44	0,47	0,55	0,50

Fuente: Danish Energy Agency, 2018.

Cuadro 6. Dinamarca. Subsidio al biogás para calefacción

	Subsidio 2012 DKK/GJ L-gas	Subsidio 2016 DKK/GJ L-gas	Subsidio 2017 DKK/GJ L-gas	Subsidio 2018 DKK/GJ L-gas
General	-	-	-	-
Bono 2	26,00	33,60	48,10	41,50
Bono 3	10,00	8,00	6,00	4,00
Subsidio total	36,00	41,60	54,10	45,50
Subsidio total (en USD/m ³)	0,21	0,24	0,32	0,27

Fuente: Danish Energy Agency, 2018.

- Proceso de autorización para vender biometano estandarizado. Para convertirse en comercializador de biometano, el interesado debe concluir una serie de acuerdos: un acuerdo marco con Energinet.dk para registrarse como vendedor de biogás; un acuerdo de acceso a Energinet.dk en línea; y un contrato con un cargador para la incorporación del biometano en la red de gas.
- Certificados de biometano. Por cada MWh de biometano que un productor de biogás inyecta en la red, se le otorga un Certificado de Biometano. Estos certificados pueden comercializarse en un mercado abierto para usuarios finales de gas y permiten ver qué usos se le da al biometano.
- Exención del impuesto a la energía y al impuesto al CO₂. El biogás no paga impuestos a la energía ni al CO₂. Una excepción es el biometano que se inyecta en la red de gas, que se considera como cualquier GN.

4.3.5 Estándares de calidad y seguridad

Los propietarios de instalaciones de tratamiento de biogás deben observar el Reglamento sobre Inyección de Biometano en la Red de Gas danesa, así como las obligaciones establecidas por el propietario de la red, en cuanto a requisitos de calidad, presión y temperatura, que se encuentran específicamente en el Reglamento sobre Calidad de Gas (Bekendtgørelse om gaskvalitet) BEK nr 230 del 21/03/2018.

El biogás que se incorpora a la red de distribución de GN debe cumplir los requisitos generales de calidad y seguridad, además de los siguientes:

- Máximo 3 mg/Nm³ de NH₃.
- Máximo 0,5% en moles de O₂.
- Máximo 3% en moles de CO₂.
- Máximo 1 mg/Nm³ siloxanos.

Para el biogás inyectado en la red de distribución de gas de ciudad, la proporción de biogás es determinada caso por caso por la Autoridad de Tecnología de Seguridad de Dinamarca.

Cualquier mezcla de biogás y gas de ciudad debe cumplir con lo siguiente:

- El contenido NH₃, excluyendo la adición de aire y los componentes no combustibles en el biogás, no debe exceder los 3 mg/Nm³.
- El contenido de siloxanos, excluyendo la adición de aire y las partes no combustibles del biogás, no debe exceder de 1 mg/Nm³.
- La concentración de la adición de aire con olor excluido y las partes no combustibles del biogás deben ser las indicadas para el GN.
- El contenido de H₂S, excluyendo la adición de aire y las partes no combustibles en el biogás, no debe exceder los 30 mg/Nm³.

Para el biogás que se distribuye en redes locales de biogás aplican los mismos requisitos, aunque:

- las fluctuaciones en el índice de Wobbe deben acordarse con los consumidores, ya que afectan al equipo que consume gas;

- la odorización se realiza solo si es necesario;
- debe cuidarse que no precipite agua a las presiones y temperaturas de operación observadas.

La nueva Ley de Seguridad del Gas (Gassikkerhedsloven) entró en vigor el 21 de abril de 2018 y regula la seguridad de las instalaciones y equipos de gas.

La autoridad de aplicación en materia de calidad de gas y seguridad es la Autoridad de Tecnología de Seguridad de Dinamarca.

4.4 Suecia

4.4.1 Características generales del sector

Suecia es líder mundial en el uso de biometano como combustible para vehículos y en el transporte por fuera de la red de gas (gasoducto virtual). La cobertura de la red de GN está restringida a solo una parte del país y su expansión está limitada por la baja densidad de población.

El biometano se transporta principalmente en estado comprimido en unidades de almacenamiento móviles, pero también en forma de GNL y por redes de gas locales. Suecia cuenta con la primera planta de biometano licuado en la localidad de Lidköping, donde se produce y envasa para su transporte por carretera.

Las redes de gas locales, más pequeñas, se utilizan comúnmente para conectar digestores situados a pocos kilómetros de distancia entre sí, normalmente en una planta de tratamiento de aguas residuales o en una instalación de manejo de residuos de procesos agroalimentarios. El biogás bruto se transporta de una planta a otra y luego se actualiza a biometano en una instalación conjunta. El biometano producido se transporta principalmente para el abastecimiento de estaciones de carga a través de otra tubería de gas o por carretera.

4.4.2 Instalaciones de producción

En los últimos años, el volumen de producción de biogás y biometano ha aumentado de manera lenta, pero segura. Las plantas de codigestión y los residuos agrícolas son los principales responsables de este aumento. El potencial teórico de generación de energía a partir de la producción de biogás en Suecia al 2030 se ha estimado en más de 15 TWh/año, lo que representa alrededor de diez veces más que la producción actual.

El biogás se produce en pequeñas granjas y plantas de tratamiento de aguas residuales que producen unos pocos gigavatios por hora, hasta en grandes plantas de generación con una capacidad máxima de 150 GWh de energía producida por año. Muchas plantas ubicadas en granjas pequeñas o plantas de tratamiento de residuos producen, principalmente, electricidad para uso propio. Asimismo, se evidencia que las plantas de mejoramiento a pequeña escala son cada vez más competitivas. Según la estrategia nacional sueca de biogás (Swedish Gas Association, 2018), para que el sector evolucione al siguiente nivel y obtenga un sesgo más industrial, es esencial contar con una planificación más amplia, con capacidades en las plantas de generación de hasta 250-300 GWh al año. Al lograr este objetivo, los costos fijos y variables pueden reducirse, así como el costo total de producción por GWh.

Un ejemplo modelo de la cadena del biogás en Suecia es la empresa Biogás Brålanda AB, una pequeña red de gas local, que conecta cuatro granjas y una unidad de mejora. Biogás Brålanda es responsable de la depuración y distribución. Es propiedad conjunta de

Trollhättan Energi AB (una empresa de energía de la ciudad de Trollhättan) y Biogas Dalsland Economic Association (una cooperativa de agricultores con 18 miembros). La inversión en la red fue compartida por Mellerud y municipios de Vänersborg junto con Biogás Brålanda. El biogás crudo es transportado a través de las tuberías de la planta de *upgrading*. Desde allí se traslada el combustible biometano hasta la estación de servicio de tanques en Brålanda, donde permanece almacenado. Mediante tanques de distribución se envía a una estación de servicio pública cercana o a otras partes del país. En el año 2017, el biogás producido (1,7 millones de m³) fue suficiente para abastecer a más de 1 800 automóviles comunes. El costo total para el sistema de plantas de biogás basadas en granjas, redes con tuberías, modernización, la estación de llenado de plantas y depósitos se estima en alrededor de 9,5 millones de EUR.

4.4.3 Usos del biometano

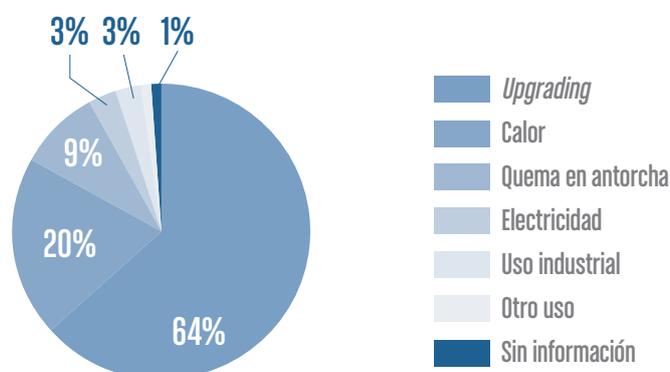
El Gráfico 4 esquematiza los principales usos del biogás en Suecia. Conforme a lo anticipado, el uso principal, previo *upgrading* a biometano, es para combustible en el transporte. Le sigue el biogás para generación de calor.

A principios de la década de 2010, la mezcla de GN y biogás con destino de combustible vehicular aumentó aproximadamente 30% por año. En los últimos años el crecimiento fue menor. No obstante, la participación del biogás en el GN vehicular ha aumentado, tanto en términos de producción como de volumen absoluto. En 2017 el biogás constituyó el 86% del valor energético del gas vehicular. En el mismo año, 17 de los 21 condados suecos ya contaban con autobuses a gas, lo que representa un poco más del 15% de la flota total de autobuses sueca (Gráfico 5).

En cuanto a la inserción del gas en la red, Suecia cuenta con una red de gasoductos a lo largo de la costa oeste y con redes regionales en varias localidades. Un productor que está conectado a la red de gas puede vender biogás a todos los clientes que estén conectados a ella.

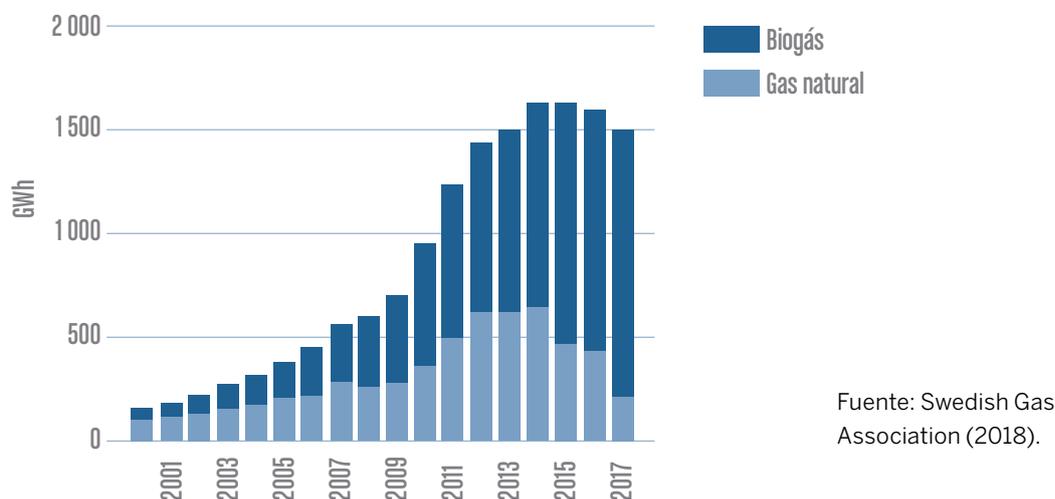
Otra forma de transporte del gas es como CH₄ líquido, en forma de GNL. En la actualidad, hay dos terminales importantes para producción y almacenaje de GNL, en Nynashamn y en Lysekil, y una planta de biometano licuado en la localidad de Lidköping. También se utilizan

Gráfico 4. Suecia. Usos del biogás en 2016



Fuente: Swedish Gas Association (2018).

Gráfico 5. Suecia. Venta de vehículos a gas 2001-2017



camiones que transportan envases con GNC para soluciones de distribución de menor escala. La expansión de las estaciones de carga ha sido muy notoria en los últimos años.

4.4.4 Regulación, condiciones de mercado e incentivos

La ley de GN sueca (Naturgaslag) establece el marco legal para la inyección en la red e incluye regulaciones para tuberías e instalaciones de almacenamiento, y para la comercialización de GN. Los principios de la ley estipulan que las tarifas de transporte y almacenamiento de gas deben ser razonables, objetivas y no discriminatorias. Estos principios aplican también al biogás.

Suecia ya ha alcanzado los objetivos propuestos por el Gobierno para 2020: el 50% de la utilización total de energía y el 10% del uso en transportes corresponde a energías renovables. Para el futuro, se han establecido objetivos más ambiciosos:

- Contar en Suecia con un sector energético neutral para 2045, con al menos un 85% de reducción en las emisiones de GEI. A partir de 2045, las emisiones del sector energético deberían ser negativas.
- Alcanzar una producción de electricidad 100% renovable hacia 2040.
- Reducir en un 63% las emisiones de GEI en el sector no ETS⁵ de la Unión Europea para 2030 y 75% para 2040 (en comparación con 1990).
- Reducir en un 70% las emisiones de GEI en el transporte nacional (excluyendo la aviación) para 2030 (en comparación con 2010).

⁵ El comercio de derechos de emisión (ETS, por sus siglas en inglés *emissions trading system*) es un instrumento de mercado de la Unión Europea, mediante el que se crea un incentivo o desincentivo económico que persigue un beneficio medioambiental. Para más información: https://ec.europa.eu/clima/policies/ets_en.

- Avanzar hacia un sector de transporte sin combustibles fósiles para el año 2050.

Por su parte, la industria sueca de biogás ha formulado una propuesta de Estrategia Nacional de Biogás con el objetivo específico de uso de biogás/biometano en 2030, allí se establece que 12 TWh se utilizarían en el sector del transporte y 3 TWh en la industria. La mayor parte de este biometano debería producirse en Suecia.

No hay aún una estrategia general para alcanzar estos objetivos, pero se ha implementado —como principales impulsores— un alto impuesto sobre el CO₂ existente en los combustibles fósiles y un sistema de certificados de “electricidad verde”. Específicamente en el caso del biogás, el principal incentivo en Suecia se centra en aumentar el uso de biometano como combustible para vehículos.

En cuanto a los instrumentos específicos de la política pública, Suecia ha apoyado la producción de biometano a partir de determinados sustratos, a través de programas de financiamiento de inversión para municipios y granjas. Paralelamente, se creó una demanda de biometano a través de la promoción del transporte “verde”. Entre los mecanismos identificados, están los siguientes:

- Exención de los impuestos al CO₂ y a la energía para biometano como combustible de transporte hasta fines de 2020. Los impuestos correspondientes, aplicados a la gasolina, son de aproximadamente 0,72 SEK/kWh (~ 69 EUR/MWh o 79 USD/MWh) y 2,4 SEK/Nm³ o 0,23 EUR/Nm³ o 0,26 USD/Nm³ (~ 21 EUR/MWh o 23,50 USD/MWh).
- Exención de los impuestos al CO₂ y a la energía sobre el biogás para calefacción (incluido el uso de la industria) hasta fines de 2020. El impuesto correspondiente sobre el GN es de 3,4 SEK/Nm³ o 0,32 EUR/Nm³ o 0,36 USD/Nm³ (~ 29 EUR/MWh o 32,50 USD/MWh).
- Otorgamiento de un incentivo equivalente a 0,40 SEK/kWh (~ 0,043 EUR/kWh o 0,05 USD/kWh) como apoyo a la producción de biogás a base de estiércol para reducir emisiones de CH₄ del estiércol (2015-2023).
- Otorgamiento de un incentivo transitorio adicional para la producción de biometano en el país, como respuesta a la situación de competencia del biometano doméstico debido a los dobles subsidios para el biometano importado. El apoyo es dado a la producción de biogás mejorado de diversos sustratos, excepto aguas residuales de tratamiento de lodos. Para el biogás de estiércol, este apoyo es adicional al subsidio específico referido en el párrafo precedente.
- Establecimiento de un mercado conjunto de certificados de electricidad en Noruega y Suecia. El productor obtiene un certificado por cada MWh de electricidad producida a partir de recursos renovables. Los consumidores deben comprar certificados en relación con su uso total de electricidad.
- Creación de programas de apoyo a la inversión para sostener el clima local 2015-2023 (Klimatklivet). Estos programas financian hasta aproximadamente el 45% de todo tipo de inversiones o medidas que conduzcan a una reducción significativa de emisiones de GEI.
- Creación, desde julio de 2018, de un nuevo régimen de impuestos Bonus-Malus para vehículos livianos, que otorga un bono de hasta 60 000 SEK (~ 5 700 EUR) para automóviles nuevos con bajas emisiones. Los vehículos a gas fósil obtienen una bonificación de 10 000 SEK (~ 950 EUR).

- Establecimiento de obligaciones de cuota para mezcla de biocombustibles en gasolina y diésel. La obligación es expresada como una reducción mínima de GEI que cada proveedor debe alcanzar para toda la gasolina y el diésel vendidos. Los niveles de reducción para 2018 son 2,6% para gasolina y 19,3% para diésel, con un nivel de reducción indicativo de 40% hacia 2030. La actual exención de impuestos al CO₂ y a la energía para los biocombustibles de mezcla baja será reemplazada paulatinamente con esta obligación. Las mezclas altas como E85 o HVO100 y biometano no son parte de la obligación y son todavía elegibles para la exención de impuestos hasta fines de 2020.

Actualmente, el Gobierno sueco está revisando la política de incentivos para el biogás y el biometano. En 2020 finaliza el programa actual de exención de impuestos. La Agencia Sueca de Energía está coordinando la estrategia para el desarrollo de la producción y de su uso en estaciones de carga para transporte. Entre otras medidas, a partir de 2020 se proyecta implementar una nueva legislación para zonas ambientalmente protegidas en ciudades. Las ciudades instalarían zonas de restricción para vehículos contaminantes (ruido y emisiones) con tres niveles de restricción diferentes.

4.4.5 Estándares de calidad y seguridad

Suecia es uno de los pocos países del mundo con un estándar nacional para el biogás como combustible vehicular. El estándar sueco (SS) 155438:99 se refiere al biogás como combustible para los motores de alta velocidad Otto. La norma indica que el contenido de CH₄ debe ser superior al 95% y también establece límites para punto de rocío, contenido de azufre y algunos otros componentes menores.

Esta norma se utiliza también en algunos casos para el biometano que se inyecta en la red, aunque en este caso se permite la adición de propano para alcanzar el alto valor calorífico del gas danés (se requiere a menudo un 7 a 9% de propano con costos significativos para el productor).

Si bien existe una revisión en curso de la SS 155438:99 (a fin de establecer un estándar de calidad para todos los tipos de gases vehiculares), el texto vigente distingue entre dos tipos de biogás y establece las especificaciones que se resumen en el Cuadro 7.

- **Biogás tipo A:** se refiere al biogás para motores sin regulación lambda⁶, es decir, combustión limpia.
- **Biogás tipo B:** se refiere al biogás para motores con regulación lambda, utilizada en el estequiométrico de combustión. Hoy en día, la mayoría de los vehículos pesados también tienen regulación lambda.

En materia de seguridad, la normativa sueca menciona los riesgos más comunes: inflamabilidad, envenenamiento, asfixia, riesgos causados por altas presiones, lesiones térmicas.

⁶ Regulación de la mezcla de combustible de un motor, a partir de una señal de control enviada por la sonda lambda, que compara permanentemente el contenido de oxígeno residual en el gas con el contenido de oxígeno en el aire y envía el resultado en forma de señal eléctrica análoga a una centralita electrónica que, a partir de esta información y junto con otros parámetros, genera la señal de control (RAI, s/f).

Cuadro 7. Suecia. Norma de calidad de gas SS 155438: 99 para transporte

	Unidad	Biogás tipo A	Biogás tipo B
Índice de Wobbe	MJ/Nm ³	44,7-46,4	43,9-47,3
Contenido de metano	vol % *	97 ± 1	97 ± 2
Punto de rocío del agua en el almacenamiento	°C	T - 5 **	T - 5 **
Contenido de agua	máximo mg/m ³	32	32
Dióxido de carbono + oxígeno + nitrógeno, máximo	vol %	4	5
De los cuales oxígeno, máximo	vol %	1	1
Contenido total de azufre, máximo	mg/m ³	23	23
Contenido total de compuestos nitrogenados (excluyendo N ₂) contabilizado como NH ₃ , máximo	mg/m ³	20	20
Tamaño máximo de partículas	µm	1	1

* a 273,15 K y 101,325 kPa

** T = temperatura diaria promedio más baja en una base mensual

Fuente: Swedish Gas Technology Centre Ltd (2012).

4.5 Colombia

4.5.1 Características generales del sector

Colombia ha venido ganando terreno, poco a poco, en la producción de biocombustibles líquidos de primera generación, y comienza a apostarle al desarrollo de proyectos que incentiven el aprovechamiento de los residuos orgánicos para la generación de energía, a través de la producción de biogás.

La condición que favorece el desarrollo del biogás en el trópico son los 365 días al año de crecimiento vegetal, con rendimientos dos veces más altos que en Europa y que no requiere ensilar. Las limitaciones están dadas por la menor digestibilidad del forraje y por la escasa logística para construcción y operación.

4.5.2 Instalaciones de producción

El uso de biodigestores domésticos en Colombia a escala rural se ha venido desarrollando lentamente, dado el poco apoyo institucional que ha recibido este tipo de proyectos. Sin

embargo, la aplicación de esta tecnología en zonas andinas y algunas demostraciones a nivel doméstico han fomentado el crecimiento del sector en los últimos años. No se cuenta con un registro completo de las pequeñas instalaciones disponibles a nivel rural, debido, principalmente, a que la mayor parte de estas son consecuencia de la iniciativa de los usuarios sin contar con un apoyo externo.

El auge de los cultivos de palma y la necesidad de tratamiento de los efluentes líquidos originados en las extractoras de aceite han fomentado la implementación de proyectos en este sector (proyectos de Palmeras del Llano, Palmar Santa Elena, Palmeiras). Otros proyectos son: la planta piloto de biogás para generación de energía en San Carlos de Guaroa, en Putumayo; dos biodigestores de Aceites Manuelita, con aplicación en planta de biodiésel de Biotec, en Meta; biodigestor en Oro Rojo, Grupo Indulpalma, de Biotec, en Santander.

Otras instalaciones de producción de biogás que se destacan son las que se encuentran en el Jardín Botánico de Bogotá, la planta de tratamiento de aguas residuales de San Fernando y el relleno sanitario de la pradera en Medellín.

4.5.3 Usos del biometano

Los usos del biogás contemplados en Colombia son: el aprovechamiento térmico directo para hogares o industrias, el enriquecimiento con biometano para inyección en la red o para combustible vehicular y la generación de energía eléctrica para autoconsumo o para venta a la red.

4.5.4 Regulación, condiciones de mercado e incentivos

El marco regulatorio para el biogás y el biometano en Colombia fue establecido por la Comisión de Regulación de Energía Eléctrica y Gas (CREG) mediante Resolución 240 de 2016, “por la cual se adoptan las normas aplicables al servicio público domiciliario de gas combustible con biogás y biometano”. Esta resolución derogó la Resolución CREG 135 de 2012. El objetivo de la norma es brindar una señal regulatoria que incentive el uso de fuentes no convencionales de energías renovables y establecer las pautas para regular la prestación del servicio público domiciliario para el uso de biogás y biometano, teniendo en cuenta aspectos de orden económico, de calidad y de seguridad en la prestación del servicio, de acuerdo con lo estipulado en la Ley 142 de 1994.

La norma distingue entre el servicio público domiciliario de gas combustible con biogás (SPD-BG) y servicio público domiciliario de gas combustible con biometano (SPD-BM). La resolución se aplica a las actividades de producción, transporte por tubería u otros medios, distribución y comercialización de dicho servicio, las cuales podrán ser realizadas por las personas autorizadas para dicho fin en el artículo 15 de la Ley 142.

La diferenciación que hace la norma con relación al biogás y al biometano determina que, en el caso de las zonas interconectadas al sistema nacional de transporte (SNT), el biometano deba utilizar la misma infraestructura y se rige por las mismas reglas que el GN. En el caso de las zonas aisladas para generación, transporte, comercialización y distribución de biogás, los agentes deberán construir la infraestructura necesaria para distribuir el producto, ya que en estas zonas no se cuenta con la infraestructura del SNT, por lo que la prestación puede adoptar condiciones particulares.

En efecto, para el caso de SPD-BG, el servicio se presta a través de redes aisladas y está destinado a atender usuarios regulados y no regulados, así como la demanda de gas natural vehicular (GNV). Este servicio se presta bajo el régimen de libertad vigilada. Para

el caso de SPD-BM, el servicio se destina a atender usuarios regulados y no regulados que se encuentren interconectados al SNT. Los prestadores y usuarios del servicio de SPD-BM tienen acceso irrestricto a las redes del SNT.

En todos los casos, los prestadores del servicio deben constituirse como empresa de servicios públicos domiciliarios (ESP) en los términos de la Ley 142. Asimismo, los agentes y las actividades relacionadas con la prestación de dicho servicio público están encuadrados y les son aplicables las definiciones y condiciones establecidas en la regulación de la prestación del servicio público domiciliario de GN.

Se autoriza a los prestadores del servicio para realizar, de manera integrada, las actividades de comercialización desde la producción, distribución y comercialización del servicio (integración vertical), siempre que se lleve contabilidad separada para cada una de las actividades, y se garantice el libre acceso a las redes a todos los usuarios regulados y no regulados que soliciten su conexión a estas.

El SPD-BG a través de redes aisladas para atender usuarios regulados, se presta bajo el régimen de libertad vigilada⁷ y los prestadores de este servicio deben:

- cumplir con las condiciones de calidad establecidas en la resolución;
- acordar el suministro con los usuarios regulados, a través de un contrato conforme lo establecido en la Ley 142 de 1994, referente a los Contratos de Servicios Públicos;
- cumplir las normas técnicas y ambientales que sobre la materia hayan adoptado o llegaren a adoptar las autoridades locales competentes.

El SPD-BM a través de redes de distribución y transporte interconectadas al SNT, para atender usuarios regulados y usuarios no regulados, se presta en conformidad con la regulación vigente en relación con los componentes de transporte (T), de distribución (Dt), de comercialización (C) de la fórmula del cargo único (CU) de GN. En relación con el componente de producto (G) se debe tener en cuenta el régimen de libertad vigilada que se establece en la Ley 142 de 1994. Los prestadores de este servicio deberán:

- cumplir con las condiciones de calidad establecidas en la resolución;
- informar al transportador, con cada entrega, las propiedades del biometano;
- acordar el suministro con los usuarios regulados, a través de un contrato conforme lo establecido en la Ley 142 de 1994, referente a los Contratos de Servicios Públicos. Las empresas que presten el SPD-BM, que suministran cantidades menores, pueden realizar negociaciones bilaterales en cualquier momento del año. Dicha información debe ser reportada al gestor del mercado de GN, en los términos contemplados en la regulación.

En cuanto a los incentivos financieros existentes en Colombia, aplican al biogás y al biometano los mismos incentivos que para el uso de energías renovables. En este sentido, la

⁷ El numeral 14.11 del artículo 14 de la Ley 142 de 1994 define el régimen tarifario de "libertad vigilada" como el régimen de tarifas mediante el cual las empresas de servicios públicos domiciliarios pueden determinar libremente las tarifas de venta a medianos y pequeños consumidores, con la obligación de informar por escrito a las comisiones de regulación, las decisiones tomadas sobre esta materia. Para el caso de los distribuidores de gas combustible integrados verticalmente con el productor de biometano, el precio de venta máximo es igual al precio promedio de adquisición del GN por parte de la empresa distribuidora en el mes anterior.

Ley 1715 de 2014⁸ tiene por objeto promover el desarrollo y la utilización de fuentes no convencionales de energía (FNCE), principalmente aquellas de carácter renovable, en el sistema energético nacional, mediante su integración al mercado eléctrico, su participación en las zonas no interconectadas (ZNI) y en otros usos energéticos como medio necesario para el desarrollo económico sostenible, la reducción de emisiones de GEI y la seguridad del abastecimiento energético. Los interesados en realizar inversiones en proyectos de FNCE y gestión eficiente de la energía pueden acceder a los siguientes incentivos tributarios:

- Deducción especial en la determinación del impuesto sobre la renta. Los contribuyentes declarantes del impuesto sobre la renta tendrán derecho a deducir hasta el 50% del valor de las inversiones. El valor para deducir por año no puede ser superior al 50% de la renta líquida del contribuyente.
- Depreciación acelerada. Gasto que la ley permite que sea deducible al momento de declarar el impuesto sobre la renta, por una proporción del valor del activo que no puede superar el 20% anual.
- Exclusión de bienes y servicios del impuesto al valor agregado (IVA). La compra de bienes y servicios, equipos, maquinaria, elementos o servicios nacionales o importados destinados al proyecto con FNCE quedan exentos del IVA.
- Exención de gravámenes arancelarios. Se exime del pago de derechos arancelarios de importación a maquinaria, equipos, materiales e insumos destinados exclusivamente para labores de preinversión y de inversión de proyectos con FNCE.

Para acceder a los incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014, el proponente debe registrar el proyecto ante la Unidad de Planeamiento Minero Energético (UPME), entidad encargada de emitir los certificados de registro y el aval del proyecto. Luego se presenta el proyecto ante la autoridad ambiental para la expedición del certificado de beneficio ambiental, el cual será el documento que avalará el acceso a los incentivos. Para el caso de los beneficios de aranceles, el certificado ambiental debe ser remitido a la Ventanilla Única de Comercio Exterior (VUCE) al menos 15 días antes de la nacionalización de los bienes importados.

Por otra parte, existe un impuesto nacional al carbono, que se creó por Ley 1819 de 2016 (Reforma Tributaria Estructural) y responde a la necesidad del país de contar con instrumentos económicos para incentivar el cumplimiento de las metas de mitigación de GEI a nivel nacional. El impuesto nacional al carbono busca desincentivar el uso de los combustibles fósiles e incentivar mejoras tecnológicas para su uso más eficiente. Su creación responde a los compromisos que Colombia asumió en el marco del Acuerdo de París.

El impuesto consiste en el pago de una tarifa relacionada con el contenido de carbono de los combustibles. Los combustibles que están gravados por este impuesto son: gasolina, kerosene, jet fuel, ACPM y fueloil. El GN también está gravado, pero solo para su uso en la industria de la refinación de hidrocarburos y la petroquímica, y el GLP solo para la venta a usuarios industriales. Para tener una referencia sobre la magnitud de la cobertura de este impuesto, es importante mencionar que las emisiones debidas a estos combustibles representan cerca del 27% de las emisiones totales del país, es decir, cerca de 51 millones de toneladas de CO₂eq.

⁸El Decreto 570 de 2018 del Ministerio de Minas y Energía de Colombia reglamenta la Ley 1715.

El impuesto tiene un valor para 2017 de 15 000 pesos colombianos o 5 USD⁹ por cada tonelada de CO₂ generada por la combustión, según los factores de emisión de CO₂ de cada uno de los combustibles. La tarifa se ajustará cada 1º de febrero con la inflación del año anterior, más un punto porcentual hasta que sea equivalente a una unidad de valor tributario (UVT) por tonelada de CO₂. Esto significa que cada uno de los combustibles gravados tiene una tarifa por galón o metro cúbico, determinado por ley (Cuadro 8).

El impuesto nacional al carbono se paga desde el 1º de enero de 2017. El distribuidor mayorista del combustible paga este impuesto al productor o al importador del combustible, quien se convierte, a su vez, en su recaudador. El resto de la cadena, es decir, todos los usuarios de los combustibles gravados lo pagan según los acuerdos comerciales establecidos en la cadena de distribución de combustible. El impuesto se cobra en cualquiera de estos tres momentos asociados a la cadena de distribución de los combustibles fósiles: cuando se vende en el territorio nacional; cuando el productor del combustible lo retira para consumo propio; cuando el combustible se importa. Estas acciones son consideradas como hecho generador del impuesto. El impuesto se causa una única vez respecto del hecho generador que ocurra primero, es decir que una vez ocurra una venta, retiro o importación, lo primero que suceda, conduce a la causación del impuesto, o sea, a su cobro.

Por mandato de ley, los recursos del impuesto se destinarán, entre otros, al manejo de la erosión costera, a la conservación de fuentes hídricas y a la protección de ecosistemas; todos temas estrechamente ligados con los compromisos internacionales en materia de cambio climático.

Por otro lado, en la misma ley que crea este impuesto se da un mandato al Ministerio de Ambiente para que establezca el procedimiento a través del cual se estimule la implementación de iniciativas de mitigación que generen reducciones de emisiones, o remocio-

Cuadro 8. Colombia. Escala del impuesto nacional al carbono en pesos colombianos

Combustible fósil	Unidad	Tarifa/unidad (expresada en COP)
Gas natural	Metro cúbico	29
Gas licuado de petróleo	Galón	95
Gasolina	Galón	135
Kerosén y jet fuel	Galón	148
ACPM	Galón	152
Fueloil	Galón	177

Fuente: Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (2017).

⁹ 1 USD = 2 984,50 COP = valor promedio mensual a diciembre 2017. <https://cambio.today/historico/dolar-nor-teamericano/peso-colombiano/diciembre-2017>

nes, de GEI a cambio de la no causación del impuesto. La respuesta a este mandato se consolidó en el Decreto 926 de 2017.

4.5.5 Estándares de calidad y seguridad

La Resolución CREG 240 de 2016 establece también las condiciones de calidad y de seguridad para el uso del biogás y biometano.

En el caso de zonas interconectadas al SNT, el biometano debe utilizar la misma infraestructura y se rige por las mismas reglas que el GN. La verificación de la calidad de gas, las condiciones de entrega y la responsabilidad de los agentes, tanto en el punto de entrada como en el punto de salida del SNT, se realiza de acuerdo con lo establecido en el Reglamento Único de Transporte (RUT) contenido en la Resolución CREG 071 de 1999. Igualmente, se aplica el RUT cuando se hace entrega directamente de la fuente de producción a un sistema de distribución interconectado al SNT.

El servicio de biometano a través de redes de distribución y transporte interconectadas al SNT para atender usuarios regulados y no regulados deberá cumplir con las especificaciones de calidad del GN, establecidas en el RUT y además con las especificaciones sobre siloxanos y compuestos halogenados para biogás. La verificación de las variables adicionales a las especificadas en el RUT, correspondientes a siloxanos y cloro, solo se miden a la salida de la planta de producción, en el punto de transferencia de custodia. Dicha certificación es responsabilidad exclusiva del productor.

En el caso de zonas aisladas, la verificación de la calidad del gas es responsabilidad del productor, quien debe instalar al menos un punto de verificación de calidad del biogás a la salida de la planta de producción, con analizadores portátiles o en línea que permitan determinar, como mínimo, poder calorífico del gas; CH₄; H₂S; CO₂. Para el biogás generado con residuos urbanos, adicionalmente se deberá determinar: siloxanos y cloro. En el punto de verificación, el productor debe estar en capacidad de garantizar e informar mediante los equipos adecuados o mediante la metodología y periodicidad que acuerden las partes, la calidad del gas entregado, en reportes semestrales a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. Cuando el biogás no cumple con las condiciones de calidad mínimas pactadas en los respectivos contratos, el comercializador debe responder por todas las obligaciones que posea con los demás agentes de la cadena.

Los cuadros 9 y 10 muestran las condiciones mínimas de calidad para el biogás de redes aisladas.

4.6 Brasil

4.6.1 Características generales del sector

Las potencialidades del biogás como fuente energética en Brasil se reflejan en la disponibilidad a gran escala de biomasa y residuos orgánicos con capacidad de almacenamiento. Las condiciones tropicales y subtropicales brasileñas confieren a la producción del biogás y del biometano ventajas comparativas en relación con las que ocurren en países fríos.

El Gráfico 6 muestra los esfuerzos de los estados brasileños para alcanzar una nueva era del biogás en Brasil, que hoy se encuentra regulado y con proyección nacional.

En este marco, el biogás y el biometano fueron incluidos en las agendas sectoriales del área energética. La Empresa de Investigación Energética (EPE) incluyó el biogás en el Plan Nacional de Energía (PNE - 2030) y ha detallado sus aplicaciones en diversas notas técnicas.

4. Análisis comparado de los mecanismos de promoción de la generación de energía a partir del biometano

Cuadro 9. Colombia. Especificaciones de calidad mínimas para biogás en redes aisladas

Especificaciones	Cantidad	Unidad
Poder calorífico inferior	> 16	MJ/m ³
Índice de Wobbe	> 18	MJ/m ³
CH ₄	> 50	Mol %
H ₂ S	< 20	mg/m ³
CO ₂	< 45	Mol %

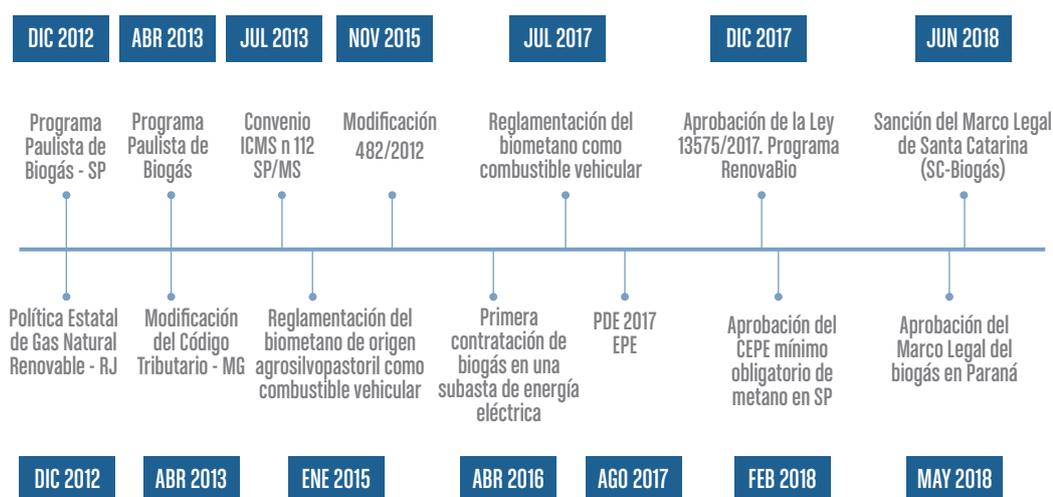
Fuente: CREG (2016).

Cuadro 10. Colombia. Especificaciones adicionales para el biogás proveniente de fuentes residuales, industriales y urbanas

Especificaciones	Cantidad	Unidad
Siloxanos	< 10	mg/m ³
Compuestos halogenados	< 1	mg(Cl)/m ³

Fuente: CREG (2016).

Gráfico 6. Brasil. Hitos del biogás



Fuente: Abiogás (2018).

Una estimación conservadora de la Abiogás concluye que Brasil tiene un potencial de producción de biogás de 81 billones de Nm³/año, 41 mil millones son del sector sucroenergético (considerando la caña de azúcar y sus residuos orgánicos como orujo, paja, torta de filtro y vinaza), 37 mil millones del sector agropecuario (considerando la proteína animal, desechos de animales y los cultivos de maíz, mandioca y soja) y 3 mil millones del sector de saneamiento ambiental (considerando el alcantarillado sanitario y los residuos sólidos urbanos, RSU). Estos valores equivalen a aproximadamente 67 millones de toneladas equivalentes de petróleo (tep) al año, o 76 mil millones de litros equivalentes de diésel.

4.6.2 Instalaciones de producción

En Brasil, en general, se emplean biodigestores de mediana tecnología para grandes productores de residuos y efluentes orgánicos, y biodigestores de baja tecnología para conjuntos de pequeños productores en operaciones condominiales, lo que por mucho tiempo ha determinado el bajo éxito de la tecnología para fines energéticos. Otra causa del fracaso inicial fue la opción por biodigestores con componentes de hierro, que fueron corroídos por el ácido sulfhídrico, uno de los constituyentes del biogás.

4.6.3 Usos del biometano

Las tecnologías brasileñas de biodigestión hoy disponibles posibilitan la aplicación del biogás no solo para generación de energía eléctrica en grandes bloques, sino también para la generación distribuida a pequeña escala.

Brasil proyecta expandir el uso del biogás y del biometano para la sustitución de combustibles fósiles en la movilidad rural y urbana, así como para la sustitución de leña y GLP para energía térmica.

De acuerdo con la Resolución 8 del 30 de enero de 2015 de la Agencia Nacional del Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (ANP), el biometano producido a partir de productos y residuos pecuarios (por ejemplo, desechos de cerdos y de aves), agrícolas y agroindustriales será tratado de manera análoga al GN. Esto significa que el biometano puede tener el mismo uso y la misma valoración económica que el GN, siempre que atienda a las exigencias de calidad del producto establecidas en esa resolución de la ANP.

4.6.4 Regulación, condiciones de mercado e incentivos

Las iniciativas gubernamentales en torno al biogás son transversales a varios ministerios y organismos, del Gobierno federal y de los estados. Ya se ha mencionado que la EPE consideró el biogás como fuente de energía renovable en la Planificación Energética Nacional y en el Plan Decenal de Expansión de Energía 2026.

Por otra parte, la Portaria 44/2015 del Ministerio de Minas y Energía (MME) estableció importantes incentivos para la generación de energía eléctrica con uso de microgeneradores que utilizan biogás y biometano. Estos microgeneradores son utilizados como respaldo (*backup*) y para generación en horario de punta.

En 2017 el MME lanzó el Programa RenovaBio, que pretende trazar una estrategia conjunta para reconocer el papel estratégico de todos los biocombustibles en la matriz energética brasileña. La Portaria 65/2018 estableció valores de referencia para el biogás.

El Ministerio de Desarrollo Agrario, con las acciones del Departamento de Biocombustibles, considera al biogás como fuente de interés de la agricultura familiar en Brasil y otras

iniciativas, como el Plan ABC, buscan el cumplimiento de los compromisos asumidos por Brasil en el ámbito de reducción de emisiones de GEI.

El Ministerio de Ciudades, con el Proyecto Probiogás, en asociación con la Cooperación Alemana a través de la GIZ, ha fomentado el uso energético del biogás a partir de diversos sustratos, como residuos sólidos urbanos, agrícolas y agropecuarios, y efluentes.

Por su parte, el Ministerio de Agricultura y Ganadería, a través de la Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária (EMBRAPA), conduce el Programa Biogásfert, con la participación de 19 centros de investigación sobre biogás y del uso de digestato como fertilizante orgánico.

El Ministerio de Medio Ambiente llevó a cabo múltiples acciones destinadas a la reducción de emisiones de GEI y de la contaminación hídrica de las cadenas productivas del biogás.

Además, el Ministerio de Ciencia y Tecnología desarrolló programas como FINEP Energía, FINEP Agro, proyecto Red biogás, entre otros.

A través del Ministerio de Relaciones Internacionales, Brasil está comprometido en varios foros internacionales que promueven el uso de gas verde.

En resumen, las medidas más relevantes a nivel federal son las que se refieren a la promoción de la energía eléctrica a partir de biogás y el programa de incentivos a los biocombustibles.

Desde 2004, la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) concede a los emprendimientos de generación de electricidad basados en biogás descuentos de hasta el 100% en las tarifas de transporte. La ANEEL también abrió posibilidades concretas de estímulo a la investigación, desarrollo e innovación para la inyección de la electricidad proveniente de biogás y biometano en la red de energía, a través de la Llamada I&D Estratégico número 14 de 2012. En el mismo sentido, por solicitud del MME, ANEEL incluyó al biogás entre las fuentes renovables para energía de reserva para el año 2017, en la Subasta A-3. Se fijó el precio máximo ofertado de 169,00 BRL/MWh (equivalente a 43,11 USD/MWh, tomando un tipo de cambio 1 BRL = 0,26 USD) para la generación con biogás/biometano.

El Programa RenovaBio es una iniciativa publicada en diciembre de 2017, en el marco de la Ley 13576 que establece la Política Nacional de Biocombustibles. Este programa fue creado como una herramienta del Gobierno brasileño para ayudar al país a alcanzar los compromisos nacionales ante el Acuerdo de París y para incentivar la expansión de los biocombustibles en la matriz brasileña. Entre las directrices del RenovaBio se encuentra: "acelerar el aprovechamiento racional del biogás y del biometano".

Para alcanzar los objetivos del RenovaBio, el Gobierno federal estableció dos instrumentos: 1) objetivos nacionales de reducción de emisiones para un período de 10 años, que se aplica a las distribuidoras de combustibles de acuerdo con su participación en el mercado; 2) certificación individual de producción de biocombustibles a través del análisis del ciclo de vida. El resultado de la certificación es el CBIO (crédito de descarbonización), que podrá ser comercializado por el productor/importador de biocombustible en la Bolsa, siendo la distribuidora la parte obligada a adquirir el crédito de acuerdo con su necesidad de reducción de emisiones.

Además de la distribuidora y del productor de biocombustibles, hay otros tres actores de gran importancia en la cadena del RenovaBio: el Consejo Nacional de Política Energética (CNPE), que define las metas anuales de reducción de emisiones; la Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (ANP), que es el agente responsable de la

supervisión de todos los procesos; y las empresas certificadoras, que utilizan RenovaCalc para calcular y validar las emisiones de los biocombustibles.

En el marco del RenovaBio, el biometano presenta dos grandes oportunidades: la comercialización directa de los CBIO generados por la producción del propio biometano, o como herramienta de reducción de emisiones en otras rutas, tales como sustitución de diésel en las flotas del sector de alcohol y biodiésel.

Adicionalmente, el Programa Ruta 2030 fue anunciado en julio de 2018 y establece las bases de una política industrial para automotores para los próximos 15 años, con el objetivo de modernizar el sector y definir reglas claras para programas de exenciones fiscales, a fin de estimular la inversión en investigación, desarrollo e innovación. Al momento de la redacción de este informe, el programa ha tenido poco avance. Está pendiente su reglamentación.

El Programa Combustible Brasil, basado sobre la Resolución CNPE 15/2017, busca crear un mercado de combustibles con una oferta compatible con el crecimiento de la demanda, capaz de atender al consumidor brasileño en condiciones adecuadas de precio y calidad, en un ambiente regulatorio objetivo, claro y favorable a las inversiones para expansión del sector de *downstream*. Como parte de las premisas del programa, se espera una evolución del mercado de combustibles acorde a los compromisos de reducción de emisiones de GEI; el aprovechamiento de oportunidades de producción regional de combustibles, incluyendo biocombustibles, buscando la optimización de la logística de transporte y distribución; y la práctica de precios libres, que fortalezca la competencia entre diversos agentes en el mercado interior y que propicie la seguridad y la confianza necesarias para fomentar inversiones privadas a largo plazo.

Por otra parte, la iniciativa Gas para Crecer representa una oportunidad para el diseño de un nuevo mercado de gas brasileño, con miras a la reducción de la participación de Petrobras en ese sector. Los temas discutidos abarcan toda la cadena del gas, incluyendo su integración con el sector eléctrico y cuestiones tributarias. Se busca promover el aumento de la transparencia en la formación de precios y en las características, las capacidades y el uso de infraestructuras accesibles a terceros.

En los estados brasileños, principalmente en aquellos en que el sector del agronegocio y el sector sucroenergético tienen expresión económica destacada, hay varias iniciativas para fomentar la inserción del biogás. A continuación, se identifican las medidas más relevantes.

4.6.4.1 San Pablo

- Decreto 58659 del 4 de diciembre de 2012, Programa Paulista de Biogás. Establece la adición de un porcentaje mínimo de biometano al gas canalizado comercializado en el estado de San Pablo.
- Decreto 59038, del 3 de abril de 2013, Programa Paulista de Biocombustibles. Las flotas del Estado con motor diésel deben utilizar combustible con un 20% de biodiésel, que puede ser sustituido por biogás o biometano, cuando el suministro se garantiza en cantidad y precios compatibles.
- Decreto 59039, del 3 de abril de 2013, modifica el Reglamento del Impuesto sobre Operaciones Relativas a la Circulación de Mercancías y sobre Prestaciones de Servicios de Transporte Interestatal e Intermunicipal y de Comunicación (RICMS). Promue-

ve el aplazamiento del pago del impuesto a la circulación de mercaderías (ICMS) en las operaciones con materia prima y producto intermedio utilizados en la fabricación de bienes para la generación de energía eléctrica y térmica. El RICMS tuvo sucesivas modificaciones destinadas a promover la producción de biogás o biometano y la generación de energía eléctrica o térmica a partir de biogás o biometano (Suspensión del ICMS Importación, Diferencia del ICMS en las adquisiciones internas y Apropiación Integral de créditos ICMS en las adquisiciones internas - artículo 29 de las Disposiciones Transitorias del RICMS/SP).

- ARSESP 633 de 17 de febrero de 2016. Establece condiciones y criterios para la autorización de proyectos con biometano en la prestación de servicio de distribución de gas canalizado en regiones con atención por redes locales, implantadas o para ser implantadas, que dependen del suministro de gas en el marco del área de concesión de cada concesionaria del estado de San Pablo.
- ARSESP 744, de 26 de julio de 2017. Establece condiciones y criterios para distribución de biometano en la red de gas canalizado, en el ámbito del estado de San Pablo.

4.6.4.2 *Río de Janeiro*

- Decreto 44855, del 26 de junio de 2014, autoriza a las distribuidoras de GN a adquirir hasta 10% de su consumo de fuentes renovables a un precio superior al precio del GN "con descuento".
- Convenio que establece reducciones en la base de cálculo del ICMS para las salidas internas de biogás y biometano para los estados de Bahía, Mato Grosso, Río de Janeiro y San Pablo.

4.6.4.3 *Paraná*

- Decreto 11671 del 16 de julio de 2014. Programa Paranaense de Energías Renovables. Sujeto a las disposiciones y límites del Programa Competitivo de Paraná, en relación con los siguientes sectores: (i) Producción de piezas, partes, componentes y herramientas utilizadas en la generación de energía renovable (ii) Producción de material para su uso como insumo en las obras de construcción civil requeridas para proyectos de generación de energía renovable; (iii) Producción de bienes que integran la infraestructura de conexión y transmisión necesaria para proyectos de generación de energía renovable, para ser interconectados en el SIN.
- Ley 19500 del 21 de mayo de 2018. Política Estadual del Biogás y Biometano y demás productos y desechos derivados de la descomposición de materia orgánica (biodigestión), la cual establece principios, reglas, obligaciones e instrumentos de organización, incentivos, fiscalización y apoyo a las cadenas productivas, integradas o no, con el objetivo de enfrentar el cambio climático y promover el desarrollo regional con sustentabilidad ambiental, económica y social. Las empresas de innovación tecnológica pueden beneficiarse con la concesión de incentivos fiscales, recursos financieros, subvenciones económicas, que se ajusten en términos de regímenes diferenciados de tributación, regímenes especiales de transferencia, cesión y utilización de créditos tributarios, asociación, convenios o contratos específicos, destinados a apoyar actividades de investigación y desarrollo en el territorio paranaense.

4.6.4.4. Río Grande del Sur

- Ley 14864, del 11 de mayo de 2016. Establece la Política Estadual del Biometano y el Programa Gaucho de Incentivo a la Generación y Utilización de Biometano. Dispone el aplazamiento total del ICMS y la autorización de un crédito presunto de hasta un 12% del ICMS sobre las adquisiciones internas de biogás y biometano por concesionarias distribuidoras de GN, entre otras medidas.

También los estados de Pernambuco, Minas Gerais, Espírito Santo y Ceará establecen incentivos fiscales. En Ceará se resolvió fomentar la producción de biometano y crear un sello verde para incentivar el mercado.

En general, las empresas distribuidoras de gas demuestran interés en incorporar el biometano en mezcla con el GN en los gasoductos, así como las distribuidoras de energía eléctrica adhieren a la idea de la generación distribuida de electricidad, con proveedores de biogás que actúan en forma descentralizada. Sin embargo, está pendiente, por parte de los órganos reguladores, el dictado de normativa específica para las conexiones a los gasoductos y a las redes de distribución eléctrica, así como para la homologación de los gasoductos de biogás en bruto. Tampoco hay todavía una definición clara de cómo las concesionarias van a absorber en sus redes la producción descentralizada tanto de electricidad como de biometano. Se requiere un esfuerzo regulatorio para que estas importantes iniciativas del mercado no pierdan fuerza.

4.6.5 Estándares de calidad y seguridad

La ANP, por medio de la Resolución 8 de 2015, modificada por Resolución 685 de 2017, estableció los requisitos mínimos para la inyección en la red de distribución de GN o el uso vehicular del biometano producido a partir de residuos de la industria agrosilvopastoril (Cuadro 11). En la Región Norte aplica una calidad diferenciada, debido a la calidad del GN producido y distribuido en esa región.

En cuanto a la inyección de biometano proveniente de rellenos sanitarios y de estaciones de tratamiento de efluentes domésticos, debido a la presencia de siloxanos y otros compuestos, en la Resolución 685 de 2017, la ANP previó especificaciones para biometano generado a partir de estos residuos (Cuadro 12).

En cuanto a la seguridad, la mencionada Resolución ANP 685 establece en su artículo 4 directrices para la implementación del análisis de riesgo y gestión de barreras. Se destacan los siguientes puntos:

- El objetivo del análisis de riesgos es establecer requisitos para la identificación y el análisis de riesgos que pueden resultar de la contaminación del biometano por componentes nocivos para la salud humana y el medio ambiente para ser conducidos en las diferentes fases del ciclo de vida de la instalación con los resultados debidamente documentados.
- El productor de biometano de los rellenos sanitarios y las estaciones de tratamiento de aguas residuales deben contratar asesoramiento independiente para realizar un análisis de riesgos con la metodología de cumplimiento de los requisitos de las normas BS EN 61882: 2016 y BS ISO 31000: 2009 antes de la entrada en funcionamiento de la unidad.

4. Análisis comparado de los mecanismos de promoción de la generación de energía a partir del biometano

- La identificación y análisis cualitativo o cuantitativo de los riesgos debe tener en cuenta, como mínimo, los peligros derivados de los niveles de oxígeno, la odorización, el H₂S, y los riesgos biológicos.
- Con el fin de controlar y reducir la posibilidad de incidentes que comprometen la salud pública y el medio ambiente, se deben aplicar todas las recomendaciones del análisis de riesgo; el productor queda obligado a demostrarlas.

Cuadro 11. Brasil. Especificación del biometano de productos agrosilvopastoriles y residuos comerciales

Características	Unidades	Límites (2)		
		Norte	Nordeste	Centro Oeste, Sudeste y Sur
Poder calorífico superior	kl/m ³	34 000 a 38 400	35 000 a 43 000	
	kWh/m ³	9,47 a 10,67	9,72 a 11,94	
Índice de Wobbe	kl/m ³	40 500 a 45 000	46 500 a 53 500	
Metano, mínimo	% mol.	90	90	
Etano (3)	% mol.	ver notas	ver notas	
Propano (3)	% mol.	ver notas	ver notas	
Butanos y pesados (3)	% mol.	ver notas	ver notas	
Oxígeno, máx.	% mol.	0,8	0,8	
CO₂, máx.	% mol.	3	3	
CO₂ + O₂ + N₂, máx. (4,5)	% mol.	10		
Azufre total, máx. (4,5)	mg/m ³	70		
Sulfídrico (H₂S), máx.	mg/m ³	10		
Punto de rocío de agua a 1 atm, máx. (6)	°C	-39	-39	-45
Punto de rocío de hidrocarburos (7,8)	°C	15	15	0

Notas:

(1) El productor debe instalar un filtro de 1,0 uM para asegurar la eliminación de los microorganismos.

(2) Los límites especificados son valores referidos a 293,15 K (20 °C) y 101,325 kPa (1 atm) en base seca, excepto los puntos de rocío de hidrocarburos y de agua.

(3) La determinación sólo debe realizarse cuando haya la adición de GN, GLP o propano.

(4) La odorización del Biometano cuando sea necesaria deberá atender la norma ABNT NBR 15616 y NBR 15614.

(5) Es la suma de los compuestos de azufre presentes en el Biometano.

(6) Si la determinación es del contenido de agua, la misma debe ser convertida a punto de rocío en (°C), con-

Fuente: ANP (2017).

4. Análisis comparado de los mecanismos de promoción de la generación de energía a partir del biometano

Método		
NBR	ASTMD	ISO
15213	3588	6976
15213		6976
14903	1945	6974
14903	1945	6974
14903	1945	6974
14903	1945	6974
14903	1945	6974
14903	1945	6974
14903	1945	6974
14903	1945	6974
15631	5504	6326-3 6326-5 19739
15631	4084 - 07 4468 5504 6228	6326-3 19739
15765	5454	6327 10101-2 10101-3 11541
16338		23874

forme correlación de la ISO 18453. Cuando los puntos de recepción y de entrega estén en regiones distintas, se debe observar el valor más crítico de esta característica en la especificación.

(7) El punto de rocío de hidrocarburos solo tiene que analizarse cuando haya una adición de propano o GLP, y la medición para el certificado de calidad se hará en línea después del enriquecimiento del gas. El punto crincondens-therm de la mezcla debe calcularse por medio de la ecuación de estado con base en las composiciones obtenidas en las cromatografías convencional y extendida, reportando el valor encontrado como punto de rocío de hidrocarburos. Si la presencia de hexanos y más pesados no ha sido detectada en la cromatografía convencional, queda dispensada la necesidad de realizar la cromatografía extendida.

(8) Queda dispensado el análisis del punto de rocío de hidrocarburos para el caso del enriquecimiento con GN.

Cuadro 12. Especificación del biometano procedente de vertederos y tratamiento de aguas residuales

Características	Unidades	Límites (2)		
		Norte	Nordeste	Centro Oeste, Sudeste y Sur
Poder calorífico superior	kl/m ³	34 000 a 38 400	35 000 a 43 000	
	kWh/m ³	9,47 a 10,67	9,72 a 11,94	
Índice de Wobbe	kl/m ³	40 500 a 45 000	46 500 a 53 500	
Metano, mín.	% mol.	90	90	
Etano (3)	% mol.	ver notas	ver notas	
Propano (3)	% mol.	ver notas	ver notas	
Butanos y pesados (3)	% mol.	ver notas	ver notas	
Oxígeno, máx.	% mol.	0,8	0,8	
CO₂, máx.	% mol.	3	3	
CO₂ + O₂ + N₂, máx. (4,5)	% mol.	10		
Azufre total, máx. (4,5)	mg/m ³	70		
Sulfídrico (H²S), máx.	mg/m ³	10		
Punto de rocío de agua a 1 atm, máx. (6)	°C	-39	-39	-45
Punto de rocío de hidrocarburos (7,8)	°C	15	15	0
Contenido de siloxanos, máx.	mg (Si/m ³)	0,3	0,3	
Clorados, máx.	mg (Cl/m ³)	5	5	
Fluorados, máx.	mg (F/m ³)	5	5	

Notas:

- (1) El productor debe instalar un filtro de 1,0 uM para asegurar la eliminación de los microorganismos.
- (2) Los límites especificados son valores referidos a 293,15 K (20 °C) y 101,325 kPa (1 atm) en base seca, excepto los puntos de rocío de hidrocarburos y de agua.
- (3) La determinación sólo debe realizarse cuando haya la adición de GN, GLP o propano.
- (4) La odorización del Biometano cuando sea necesaria deberá atender la norma ABNT NBR 15616 y NBR 15614.
- (5) Es la suma de los compuestos de azufre presentes en el Biometano.
- (6) Si la determinación es den el contenido de agua, la misma debe ser convertida a punto de rocío en (°C), con-

Fuente: ANP (2017).

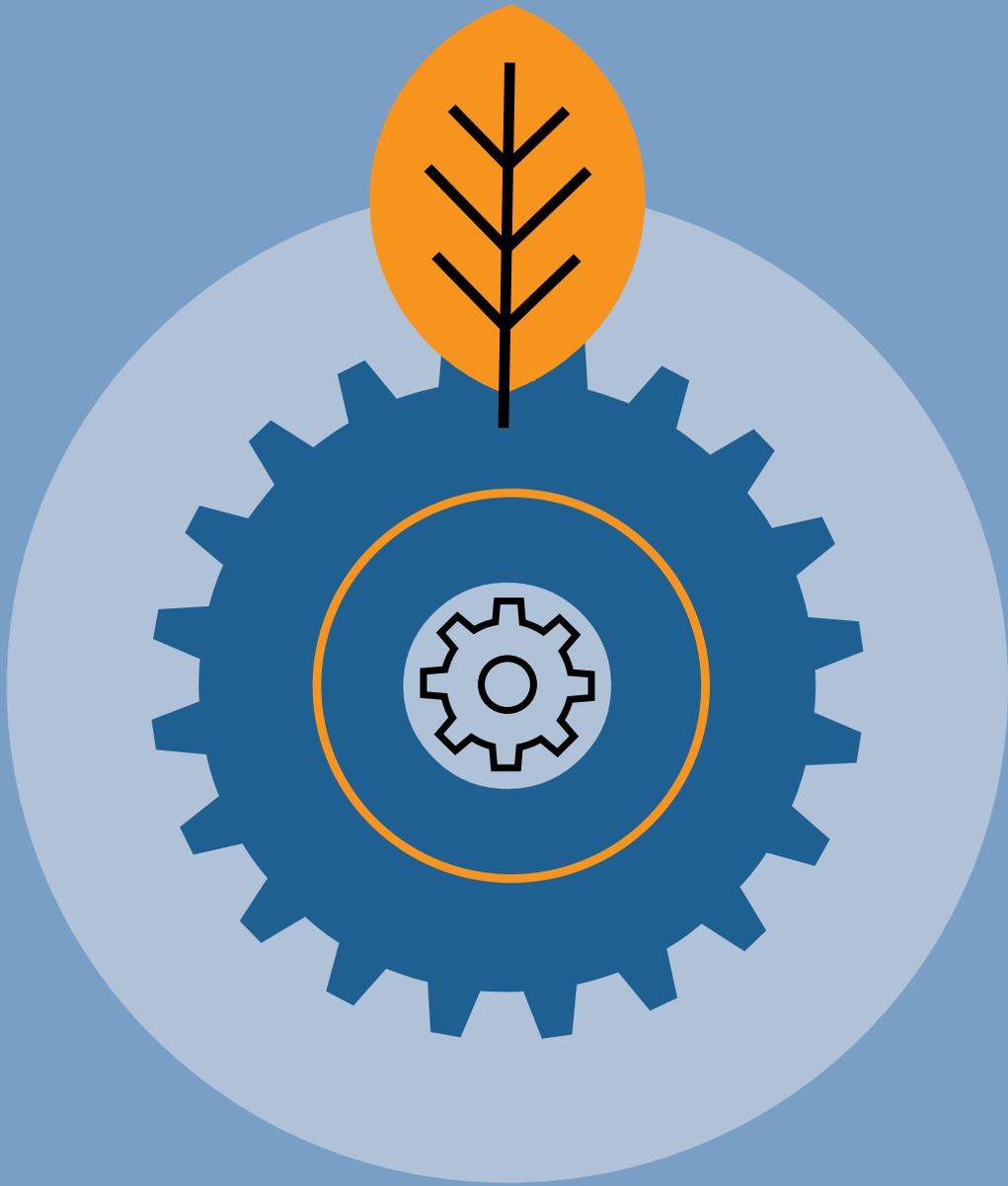
4. Análisis comparado de los mecanismos de promoción de la generación de energía a partir del biometano

Método			
NBR	ASTMD	ISO	NF
15213	3588	6976	
15213		6976	
14903	1945	6974	
14903	1945	6974	
14903	1945	6974	
14903	1945	6974	
14903	1945	6974	
14903	1945	6974	
14903	1945	6974	
15631	5504	6326-3 6326-5 19739	
15631	4084 - 07 4468 5504 6228	6326-3 19739	
15765	5454	6327 10101-2 10101-3 11541	
16338		23874	
16560 16561			
		1911	
		15713	X43-304

forme correlación de la ISO 18453. Cuando los puntos de recepción y de entrega estén en regiones distintas, se debe observar el valor más crítico de esta característica en la especificación.

(7) El punto de rocío de hidrocarburos sólo tiene que analizarse cuando haya una adición de propano o GLP, y la medición para el certificado de calidad se hará en línea después del enriquecimiento del gas. El punto crincondensante de la mezcla debe calcularse por medio de la ecuación de estado con base en las composiciones obtenidas en las cromatografías convencional y extendida, reportando el valor encontrado como punto de rocío de hidrocarburos. Si la presencia de hexanos y más pesados no ha sido detectada en la cromatografía convencional, queda dispensada la necesidad de realizar la cromatografía extendida.

(8) Queda dispensado el análisis del punto de rocío de hidrocarburos para el caso del enriquecimiento con GN.



5. EL BIOMETANO EN LAS ACCIONES NACIONALES DE MITIGACIÓN DE LOS PAÍSES ANALIZADOS EN EL MARCO DEL ACUERDO DE PARÍS

Las contribuciones determinadas a nivel nacional (NDC por sus siglas en inglés, *nationally determined contributions*) presentan públicamente los planes de los países, en el marco del Acuerdo de París, para contribuir a los esfuerzos internacionales para asegurar un futuro sostenible para todos, manteniendo el aumento de la temperatura global bastante por debajo de los 2 °C, con respecto a los niveles preindustriales, con una preferencia por que ese límite no supere los 1,5°.

Las NDC presentan las políticas públicas de los países y sus acciones para reducir las emisiones de GEI y adaptarse al cambio climático en numerosos sectores, como, por ejemplo: la descarbonización del suministro de energía aumentando la participación de las fuentes renovables; mejoras en la eficiencia energética; una mejor gestión del uso del suelo; la planificación urbana y el transporte.

Estos planes de acción ya existían bajo la forma de contribuciones previstas y determinadas a nivel nacional (INDC por su sigla en inglés, *intended nationally determined contributions*), pero el Acuerdo de París cambió el estatus jurídico de estos planes que pasaron de ser intenciones a compromisos en firme, bajo la denominación de NDC.

El registro provisional de las NDC es el principal instrumento para asentar formalmente las medidas adoptadas por los países en el marco del Acuerdo de París. Es un canal de comunicación totalmente transparente, en el que se puede buscar información sobre lo que están haciendo los países para combatir el cambio climático.

El Acuerdo de París establece el principio de que los futuros planes nacionales no deben ser menos ambiciosos que los que ya se han presentado. Se espera que las contribuciones nacionales vayan creciendo con el tiempo, en la medida en que los fondos de

financiación para el clima y otras formas de cooperación multilateral sean puestos en marcha, en el marco del Acuerdo.

A continuación, se identifican las NDC publicadas por los países en estudio. Es probable que en la descripción de estos planes de acción se reiteren algunas de las metas y políticas de incentivos que se trataron en este informe, ya que las medidas de promoción del gas verde están incluidas, en general, en las contribuciones propuestas por los países.

5.1 Alemania

El Consejo Europeo, que reúne a los Jefes de Estado y de Gobierno de la Unión Europea, acordó en octubre de 2014 el marco de actuación de la Unión Europea en materia de clima y energía hasta el año 2030.

Cada país de la Unión Europea, entre ellos Alemania, tiene una situación distinta, por eso se propusieron objetivos nacionales diferenciados de reducción de emisiones, vinculados al PIB per cápita de cada Estado Miembro. Los objetivos de 2030 oscilan entre 0 y -40% en comparación con los niveles de 2005 y están en línea con el objetivo general de reducción de la Unión Europea del 30%.

No obstante, en el plan de acción climática presentado en 2015 a la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNUCC), no se han incluido políticas específicas para el biometano.

De junio de 2015 a marzo de 2016, los estados federados, municipios, asociaciones y ciudadanos alemanes elaboraron conjuntamente propuestas de medidas estratégicas de protección del clima que deberán entrar en vigor a más tardar a partir de 2030 (Ministerio Federal de Medio Ambiente, Conservación de la Naturaleza y Seguridad Nuclear, 2016). En marzo de 2016 entregaron a la Ministra Federal de Medio Ambiente el catálogo elaborado, que contiene 97 propuestas de medidas.

El Gobierno alemán tuvo en cuenta ese catálogo, otros informes y resultados de estudios y escenarios científicos para desarrollar el Plan de Acción Climática 2050 a la luz del Acuerdo de París. El Gabinete alemán aprobó el Plan en noviembre de 2016.

5.1.1 Otras acciones adoptadas por el país

Con respecto a la transición energética y al Acuerdo de París, el Gobierno federal de Alemania se ha fijado objetivos en el sector de calefacción. Según el Energy Concept 2010 (Ministerio Federal de Medio Ambiente, Conservación de la Naturaleza y Seguridad Nuclear, 2010), la proporción de energías renovables en la provisión de calor debería aumentar al 14% para 2020. El Plan de Acción Climática 2050 también asume el objetivo de reducir las emisiones de GEI en al menos un 55% para 2030, en comparación con los niveles de 1990.

Además, en el sector de la construcción (actualmente el 35% del consumo final de energía en Alemania), se busca explícitamente una reducción de la demanda de energía primaria en un 80% para 2050. El objetivo es lograr un *stock* de construcción neutral para el clima para el año 2050. Los nuevos edificios deberían ser climáticamente neutros a partir de 2020.

El sector de calefacción alemán está dominado por los combustibles fósiles. En 2017, alrededor del 87% del consumo total de calor (1 262 TWh) se basó en estos combustibles. En la actualidad, el calor proporcionado por las energías renovables representa casi el 13% del consumo de energía final para el calor. La mayor parte de esto se debe a los combus-

tibles sólidos biogénicos. El suministro de calor de biometano ha aumentado constantemente en los últimos cinco años, pero en un nivel bajo. En 2017, representó alrededor del 2% del consumo de calor de energías renovables (3,8 TWh).

En términos de áreas de aplicación, la calefacción de espacios y el agua caliente solo representan un tercio del consumo final de energía en Alemania, mientras que los procesos de calor y frío, un poco menos de un cuarto. Los hogares representan la mayor parte del consumo de calor en alrededor del 44%, seguidos por la industria (38%) y empresas/comercios/servicios (18%).

5.1.1.1 Potencial de reducción a través del biometano en cogeneración

Debido a su alta eficiencia y compatibilidad ambiental asociada, la generación combinada de calor y energía es cada vez más importante. La mayor proporción de calor a partir de biometano se genera en esta área (3 340 GWhth en 2017). Mediante el uso de biometano ya se han ahorrado más de 0,5 millones de tCO₂eq por año. El potencial técnico del biometano se establece en más de 110 TWh, lo que aumentaría las reducciones de emisiones de GEI a más de 6 millones de toneladas al año. Aún sin haber contabilizado el ahorro de GEI debido al desplazamiento de la electricidad fósil.

5.1.1.2 Potencial de reducción a través de biometano en el suministro de calor no acoplado

El suministro directo de calor con biometano en 2017 evitó alrededor de 0,1 millones de tCO₂eq. Como el GN representa alrededor del 50% de la energía utilizada en el suministro de inmuebles, y se usan tecnologías innovadoras, como las calderas de condensación de alta eficiencia, el biometano ofrece una buena oportunidad para aumentar la proporción de calor generado por las energías renovables de manera rápida y eficiente, así como para lograr ahorros considerables en las emisiones de GEI.

5.1.1.3 Potencial de reducción a través del biometano en redes de calefacción

Dado que el biometano puede reemplazar el carbón directamente cuando se usa en redes de calefacción, se debe utilizar un factor de GEI más alto para medir el potencial de reducción de GEI. Con un factor de GEI de alrededor de 315 gCO₂eq/kWh, los ahorros potenciales sobre las otras aplicaciones aumentan. Por ejemplo, si a un consumo de corriente en redes de calor de 114 TWh/a, se agregara 1% de calor de biometano, sería posible ahorrar entre 0,18 y 0,31 millones de tCO₂eq. Cabe señalar que este valor varía según el tipo de combustible fósil desplazado (gas o carbón).

Hasta ahora, no se utiliza ni una décima parte de las potencialidades del biometano. Esto se debe en parte a la importante ventaja del precio del GN en comparación con el del biometano.

5.1.1.4 Perspectivas y opciones para la acción

Con respecto a los objetivos de protección del clima, la demanda de energía de los edificios disminuirá con el tiempo como resultado de las renovaciones y modernizaciones de los sistemas de calefacción y, por lo tanto, también el consumo de gas. Para la generación de calor de proceso en la industria, los gases podrían presentar mayor demanda. Lo mismo se aplica al uso de gas en las redes de calefacción locales y de distrito.

Para cumplir con el objetivo de reducir las emisiones de GEI en un 95% para 2050, la proporción de gases renovables debe incrementarse significativamente. Del lado del suministro, el gas puede producirse de manera convencional (GN), biogénico (biometano) y sintético (*power-to-gas*) y alimentarse a la red de GN. El biometano ya está disponible y se puede utilizar directamente para la descarbonización del suministro de calor. Gracias a las tecnologías e infraestructura existentes (redes de gas y calefacción, sistemas de calefacción), es fácil convertir energía fósil a renovable. Además, todavía hay un gran potencial para mayores aumentos en la producción de biometano (hasta 118 TWh, que es un aumento de más de 10 veces respecto de la producción actual). El mayor uso de biometano también puede traccionar el uso de gases sintéticos. Para esto es necesario aumentar las capacidades de producción en la próxima década, creando sistemas de incentivos basados sobre el consumo.

Un aspecto importante para el diseño futuro de las condiciones marco son los cambios realizados en la legislación de la Unión Europea. En caso de que Alemania no logre sus objetivos de protección climática legalmente vinculantes, según la legislación europea, se aplicarán multas. Por ejemplo, Alemania tendrá que reducir las emisiones que no están sujetas a su comercio en un 14% para 2020 y en un 38% para 2030 en comparación con 2005. Ya está claro que Alemania no alcanzará sus objetivos para 2020. Como resultado, tiene que comprar derechos de emisión excedentes de otros Estados Miembros. Se espera que el endurecimiento de los objetivos de protección del clima aumente el costo de dichos derechos de emisión. Según los cálculos, los costos presupuestarios para el Gobierno federal podrían oscilar entre 30 000 y 60 000 millones de EUR para 2030. Esto también demuestra la necesidad de una mayor inversión en el desarrollo de energía renovable y la eficiencia energética.

Además, la mayor expansión de la producción de biometano genera un valor agregado nacional, que, al mismo tiempo, contribuye al logro de los objetivos y, a su vez, ofrece un valor agregado multidimensional para la sociedad. La simple compra de créditos de carbono no crearía este valor agregado. Los costos estimados de dichas asignaciones superan con creces las inversiones existentes en activos de plantas para la producción y el uso de biometano.

Para avanzar en una mayor expansión, hay muchas posibilidades. En el Cuadro 13, se muestran las opciones de acción identificadas por Alemania que pueden fomentar el uso creciente de gases renovables en el sector de la calefacción.

5.2 Dinamarca

Junto con la Unión Europea, Dinamarca anunció sus contribuciones al esfuerzo de mitigación del cambio climático global el 06 de marzo de 2015.

Las características claves de su NDC son:

- Cambio de las emisiones per cápita de 2010 a 2030 (promedio): -40%.
- Emisiones anuales por persona en 2030 (promedio): 6,9 tCO₂eq.
- Rango global de emisiones nacionales excluyendo uso del suelo (de 195 países): # 73 en 2010 y # 101 en 2030.

La Unión Europea tiene dos estrategias para combatir el cambio climático que se complementan y que son igual de necesarias para que los esfuerzos tengan un impacto real.

Por un lado, tiene una política de mitigación de los efectos del cambio climático, y por otro, una estrategia para adaptarse al cambio. Tanto la mitigación como la adaptación son consideradas los dos pilares para hacer frente al calentamiento global. Sin embargo, no se han establecido medidas específicas con respecto al biometano.

En Dinamarca, los objetivos generales para reducir las emisiones de GEI fueron establecidos en la Ley de Energías Renovables y en la Estrategia Energética 2050. Las emisiones deberían reducirse en un 40% para 2020, en comparación con los niveles de 1990, y, en el transporte, las energías renovables deberían representar el 10% del consumo de combustibles. El objetivo es independizarse totalmente de los combustibles fósiles para 2050.

Cuadro 13. Alemania. Objetivos y opciones para el biometano en el mercado de la calefacción

Campo objetivo/acción	Opciones para la acción
Calor de procesos industriales: establecer el biometano como una alternativa renovable (especialmente a altas temperaturas de más de 500 °C).	Desarrollar incentivos para reducir la intensidad de CO ₂ del calor de procesos industriales mediante el uso de energía renovable.
Suministro de calor conectado a la red: incrementar la participación de energías renovables a través del biometano (sin intervención costosa en los sistemas de calefacción existentes).	Introducción de límites de GEI para la calefacción urbana. Promoción del uso eficiente del biometano en cogeneración en el marco de Ley Alemana de Energía para Edificios*.
Reducir la alta diferencia de precios entre los combustibles fósiles y el biometano: reforzar el biometano en el mercado de la calefacción y establecer nuevos incentivos.	Ajuste del factor de energía primaria para biometano en la Ley Alemana de Energía para Edificios $f_p = 0,36$.
Aumentar la proporción de biometano y otros gases renovables en la red de GN.	Promoción de la conversión de plantas de biogás a biometano. Crear un marco económico para <i>power-to-gas</i> .
Edificios: aumentar la proporción de energías renovables y reducir las emisiones de GEI.	Promoción amigable con la tecnología del uso eficiente del biometano y otros gases renovables (CHP y tecnología de condensación) como parte de Ley Alemana de Energía para Edificios, teniendo en cuenta los posibles conceptos de utilización del calor en los edificios.

*GebäudeEnergieGesetz (GEG) - German Energy Act for Buildings

Fuente: DENA (2018).

5.2.1 Otras acciones adoptadas por el país

A continuación, se refieren las medidas que Dinamarca propone implementar para alcanzar estos objetivos.

- **Reforzar la transición a través de la participación del gas verde en el sistema de gas durante el período 2020-2030.** En 2017, Dinamarca se convirtió en parte de la Iniciativa Green Gas, que además cuenta con la participación de Suecia, Alemania, Francia, Holanda, Suiza y Bélgica. Los siete países han firmado una declaración conjunta que los obliga a trabajar por un sistema de gas con 100% de emisiones de CO₂ neutro en 2050. Green Gas Denmark presentó un análisis que muestra que es realista pensar que Dinamarca contará con un 100% de gas verde en la red de gas en 2035. Para que esto tenga éxito, se requieren políticas que puedan ayudar a impulsar el desarrollo de la tecnología.
- **Mantener el esquema actual de subsidios para la producción de biogás.** El gas verde, como todas las demás fuentes de energía renovable, necesita apoyo financiero durante el período de transición. El actual esquema de subsidios debe volver a registrarse en la Unión Europea antes de 2023. Para garantizar condiciones de inversión estables que puedan contribuir al desarrollo de la tecnología y a la reducción de costos, se recomienda que el esquema de subsidio actual continúe y, por lo tanto, también se aplique a las nuevas plantas que se establecerán después de 2023.
- **Duplicar la asistencia para el Programa de Demostración y Desarrollo de Tecnología Energética (EUDP).** Debería pasar del nivel actual de 400 millones de DKK (60 millones de USD) en 2018 a 800 millones de DKK (120 millones de USD) en años posteriores. Los entornos e iniciativas de investigación danesa son de gran importancia para el desarrollo de su sistema energético. En los últimos tres años, Dinamarca ha producido tanto biogás como en los 30 años anteriores. La investigación ha dado como resultado la optimización de los procesos biológicos y el consiguiente aumento de la producción. Actualmente, gran parte de la investigación trata sobre el potencial de la metanización, pero en el futuro probablemente incluirá una serie de nuevos tipos de gases verdes que aún no conocemos. El EUDP es un esquema de subsidio público que apoya nuevas tecnologías en el campo de la energía, es un muy buen primer paso. Por lo tanto, aún se deben asignar más fondos de Dinamarca, de modo que se garantice el marco adecuado para la investigación y el desarrollo necesarios.
- **Creación de un espacio económico destinado a la innovación y al desarrollo.** Con el fin de garantizar los fondos necesarios para la innovación y el desarrollo del gas verde, parte de las tarifas de distribución se pueden destinar en el futuro a su investigación.

5.3 Suecia

Al igual que lo indicado en Dinamarca, en marzo de 2015, Suecia presentó su INDC, en la que se comprometió, junto con los demás 27 integrantes de la Unión Europea, a un objetivo vinculante del 40% de reducción de las emisiones de GEI para 2030 (en comparación con 1990). Dicha INDC fue ratificada en octubre de 2016 y adquirió el carácter de NDC. En la NDC ratificada, el país no discrimina ninguna acción de mitigación relativa al biometano.

5.3.1 Otras acciones adoptadas por el país

A continuación, se refieren las medidas que Suecia propone implementar para alcanzar estos objetivos.

- **Séptima Comunicación Nacional de Suecia sobre el Cambio Climático del 2017.** Suecia ha introducido instrumentos para la reducción de los efectos del cambio climático, que han tenido un efecto muy significativo hasta el momento. Es de destacar que sus emisiones de GEI han disminuido alrededor de un 25% entre 1990 y 2015, mientras que la economía creció un 75%.
- **Ley del Clima para Suecia.** En junio de 2017, con amplio apoyo del Parlamento sueco, el Gobierno introdujo este marco de política climática, que es la reforma ambiental más importante en la historia de Suecia y establece la implementación del Acuerdo de París en ese país. Contiene objetivos climáticos ambiciosos:
 - Emisiones netas nulas de GEI para 2045, y posteriormente emisiones negativas. Las emisiones de las actividades en Suecia deben ser al menos un 85% más bajas que en 1990. Según las previsiones actuales de la población de Suecia, esto significa que las emisiones serán de menos de una tonelada por persona para 2045.
 - Para 2030, las emisiones del transporte nacional, excluyendo la aviación, se reducirán en al menos un 70% en comparación con 2010.
 - Las emisiones en los sectores fuera del esquema de comercio de emisiones de la Unión Europea deberían ser al menos un 63% más bajas en 2030 y al menos un 75% más bajas en 2040, en comparación con 1990.

Estos objetivos significan que Suecia se compromete a lograr reducciones de emisiones que superan con creces las reducciones de emisiones requeridas según la legislación de la Unión Europea.

En su Séptima Comunicación Nacional, a la CMNUCC, se proporciona un resumen completo de los esfuerzos de Suecia para combatir el cambio climático. Las emisiones y absorciones de GEI se informan para cada sector y se describen las medidas de política adoptadas, planificadas y su impacto en las emisiones. El informe contiene proyecciones de emisiones hasta 2020 y 2030. Según estas proyecciones, las emisiones continuarán disminuyendo, y el objetivo nacional para 2020 está al alcance de las medidas nacionales solamente. La Comunicación Nacional también describe la vulnerabilidad de Suecia y los esfuerzos para adaptarse al cambio climático. Además, se presentan las contribuciones de Suecia al financiamiento climático, al igual que la investigación y el desarrollo. Finalmente, se proporciona una descripción del trabajo de Suecia en materia de educación, capacitación y conciencia pública sobre el cambio climático.

5.3.2 Medidas adoptadas relativas a la generación con biogás y el uso del biometano

- **Propuestas para el sector del transporte.** Las emisiones del transporte nacional, donde predomina el transporte por carretera, aumentaron después de 1990, alcanzaron un máximo en 2006-2007. Desde entonces han ido disminuyendo, pero esta disminución se ha desacelerado desde 2013.

La disminución de las emisiones a partir del período 2006-2007 se puede atribuir a los instrumentos de política pública, introducidos tanto a nivel nacional como a nivel de la Unión Europea. Los más importantes incluyen estándares de desempeño de emisiones para vehículos nuevos, impuestos a los vehículos e impuestos a los combustibles de origen fósil. Estas medidas adoptadas han resultado en vehículos más eficientes energéticamente y un mayor uso de combustibles renovables. Últimamente, la inversión en los programas de ambiente nacional ha otorgado apoyo en infraestructura para la introducción de vehículos eléctricos. En la propuesta de presupuesto para 2018, el Gobierno sugirió la introducción de un sistema de bonos extra para los vehículos ligeros nuevos y una obligación de reducción de emisiones para la gasolina y el diésel, con el fin de estimular aún más las reducciones de emisiones en el sector. Se aplicaron a partir del primero de julio de 2018. Además, el Gobierno propone que se introduzca un impuesto a los viajes aéreos con el objetivo de reducir el impacto climático de la aviación. Por otro lado, el apoyo a la investigación, el desarrollo y la demostración de los resultados en el sector del transporte es muy significativo. Las agencias suecas están financiando varios proyectos de investigación grandes que abarcan toda la cadena, desde el cultivo de materias primas para combustibles de base biológica hasta el uso de nuevos combustibles.

Asimismo, la Agencia Sueca de Transporte ha estimado el efecto en las emisiones nacionales de los requisitos de CO₂ de la Unión Europea para vehículos nuevos y los instrumentos nacionales introducidos desde 2005 que afectan la elección de automóviles. Si los requisitos de la Unión Europea y los instrumentos nacionales no estuvieran vigentes desde 2015, las emisiones habrían sido 1,3 tCO₂ más altas por año. El efecto aumenta con el tiempo y en 2030, se estima en 4,3 tCO₂/año. El análisis también muestra que el impacto a corto plazo de las emisiones se debe, en gran medida, a los incentivos nacionales, mientras que el impacto a largo plazo depende, en gran medida, de los requisitos de la Unión Europea.

Por otro lado, desde diciembre de 2015, los biocombustibles sostenibles están totalmente exentos del impuesto al CO₂. Este es un cambio para los combustibles mezclados, como el etanol mezclado en gasolina y el biodiésel mezclado en diésel, donde la reducción de impuestos anterior se limitó a no más del 5% del volumen.

El etanol tiene una exención del 88-100% del impuesto a la energía dependiendo de si se usa para mezcla baja en gasolina, mezcla alta en gasolina (E85) o mezcla alta en diésel (ED95). Para FAME (éster metílico de ácido graso) en diésel, la deducción es del 36% del impuesto a la energía normal. Para las grasas y aceites vegetales y animales hidrogenados (HVO) y otros biocombustibles clasificados como diésel o gasolina, la deducción fiscal es del 100%, tanto para el impuesto a la energía como para el impuesto al CO₂. Esto también se aplica a la porción del combustible producido a partir de biomasa.

- **Propuestas para el sector de agricultura.** En enero de 2015, el Gobierno sueco introdujo un plan de apoyo para la producción de biogás a través de la digestión anaeróbica de estiércol. El aumento de la digestión del estiércol ofrece varios beneficios ambientales: reduce las emisiones de GEI y la eutrofización¹⁰ de las aguas frescas y marinas, además de producir biogás para energía. El biogás generado se puede utilizar para ge-

¹⁰ Acumulación de residuos orgánicos en el litoral marino o en un lago, laguna, embalse, etc., que causa la proliferación de ciertas algas.

nerar electricidad o calor, así como también, combustible para vehículos. El subsidio asciende a un máximo de 0,40 SEK/kWh o 0,04 EUR/kWh de biogás producido. Entre enero de 2015 y septiembre de 2016 se repartió un total de 69 millones de SEK (6,5 millones de EUR) entre 51 plantas de biogás.

5.4 Colombia

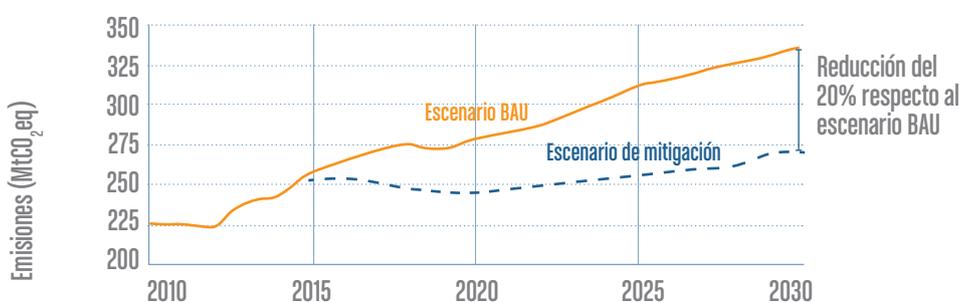
La INDC presentada por Colombia ante el Acuerdo de París (COP 21) fue ratificada como NDC el 12 de julio de 2018 (Gráfico 7). Colombia se comprometió a reducir sus emisiones de GEI en un 20% para el año 2020 respecto de un escenario tendencial. La meta condicionada es reducir las emisiones en un 30% con recursos de cooperación internacional. Al igual que los otros países analizados, Colombia no incluye una mención específica al biometano en sus medidas de mitigación.

Para alcanzar las metas propuestas, el país ha desarrollado varias iniciativas que buscan hacer un cambio en su economía, para que esta sea menos “carbono intensivo”, es decir, que se permita el desarrollo económico, pero con la menor cantidad de emisiones de GEI posibles.

Gráfico 7. Colombia. Meta NDC. COP 21

Meta unilateral e incondicionada

La República de Colombia se compromete a reducir sus emisiones de GEI en un 20% con respecto a las emisiones proyectadas para el año 2030.



Meta condicionada

Sujeto a la provisión de apoyo internacional, Colombia podría aumentar su ambición para pasar de una reducción del 20% a una del 30% con respecto a las emisiones proyectadas para el año 2030.

Tipo de meta

Desviación con respecto a un escenario *business as usual* (escenario BAU).

Horizonte de tiempo

- Año 2030.

- En función del resultado de las negociaciones del Acuerdo de París, en la sección sobre períodos, Colombia estudiará la posibilidad de comunicar una meta indicativa en 2025.

Fuente: Gobierno de Colombia (2015).

Desde febrero de 2016, la Estrategia Colombiana de Desarrollo Bajo en Carbono creada por el Decreto 298 de 2016, con mandato de la Comisión Intersectorial de Cambio Climático, ha liderado un proceso de distribución sectorial de las obligaciones de reducción de emisiones para cumplir con la NDC presentada. En el marco de este proceso, los ministerios sectoriales de Minas y Energía, Ambiente y Desarrollo Sostenible, Agricultura y Desarrollo Rural, Vivienda, Ciudad y Territorio, Transporte, y Comercio, Industria y Turismo han determinado cuáles van a ser sus medidas prioritarias desde sus sectores para contribuir a este compromiso nacional. Estas medidas se reflejarán posteriormente en los Planes Integrales Sectoriales de Cambio Climático que los ministerios deben elaborar según el artículo 170 de la Ley del Plan Nacional de Desarrollo y la Política Nacional de Cambio Climático. Para las 33 medidas o líneas estratégicas priorizadas sectorialmente, se han cuantificado sus potenciales de mitigación.

Los ministerios promoverán o implementarán dichas medidas según sus competencias, con los actores privados, territoriales y gubernamentales del caso. Por potencial de mitigación se entiende el estimado de reducción de emisiones de GEI que dicha medida permitirá, al ser comparada con un escenario de línea base en ausencia de dicha medida. Por ejemplo, para la medida de sustitución de taxis de combustión interna por taxis eléctricos, el potencial de mitigación se refiere a las toneladas de CO₂eq evitadas por cuenta de las emisiones que dejarían de entrar en la atmósfera al reemplazar un número de taxis con motores de combustión interna por taxis eléctricos. Los potenciales están indicados en el año 2030, pues para ese año Colombia se ha comprometido a reducir 66,5 millones de toneladas de CO₂eq, es decir, un 20% por debajo de la línea base; y hasta 99,7 millones de toneladas a 2030 con apoyo internacional, un 30% por debajo de la línea base.

En el Cuadro 14 se presentan las medidas priorizadas para cumplir la NDC relacionadas con la generación de biogás como fuente renovable y el aprovechamiento del uso del biometano.

Por otra parte, las medidas descritas en el Cuadro 15 han sido priorizadas para su implementación por varios ministerios, pero aún requieren de la definición de metas cuantitativas y cálculo de potencial de mitigación de GEI. Se listan aquellas relacionadas con la temática tratada en el presente informe.

5.4.1 Otra acción adoptada por el país

El Impuesto Nacional al Carbono, que busca desincentivar el uso de los combustibles fósiles y fomentar mejoras tecnológicas para su uso más eficiente, es parte de las acciones comprometidas por Colombia en el marco del Acuerdo de París. Alcanza al GN solamente para su uso industrial en la refinación de hidrocarburos y petroquímica.

5.5 Brasil

El 12 de septiembre de 2016, Brasil ratificó con fuerza de ley los compromisos asumidos en el marco del Acuerdo de París. El objetivo es reducir las emisiones de GEI en un 37% a 2025 y en un 43% por debajo de los niveles de 2005 a 2030. El país analizado no ha incluido en las medidas propuestas ninguna relativa específicamente al uso del biometano, si bien hace mención a aumentar el uso de biocombustibles sostenibles.

Cuadro 14. Colombia. Medidas priorizadas para la NDC

Ministerio líder	Medida o línea estratégica de mitigación	Metas o actividades	Potencial de reducción de emisiones en 2030 MtCO ₂ eq (Reducción sobre meta nacional 20%)
Energía	Línea estratégica de generación de energía	Esta línea tiene como objetivo la diversificación adecuada de la matriz energética colombiana, cumpliendo con parámetros de calidad, seguridad y confiabilidad, así como la promoción de proyectos a partir de FNCE renovable que respeten las reglas de mercado y garanticen la confiabilidad del sistema. De igual forma, busca avanzar en la autogeneración de energía mediante fuentes alternativas y la transformación de la generación energética en las ZNI.	4,74 (1,4%)

Fuente: Ministerio de Ambiente de Colombia (2016).

Cuadro 15. Colombia. Medidas priorizadas para la NDC pendientes de determinación relacionada con bioenergía

Ministerio líder	Medida o línea estratégica de mitigación	Metas o actividades	Potencial de reducción de emisiones en 2030 MtCO ₂ eq (Reducción sobre meta nacional 20%)
Vivienda, Ciudad y Territorio	Combustibles derivados de residuos	Por determinar	Por determinar
Agricultura y Desarrollo Rural	Gestión de estiércol para porcinos	Biodigestores en granjas porcinas tecnificadas	Por determinar

Fuente: Ministerio de Ambiente de Colombia (2016).

5.5.1 Medidas descritas en la NDC

Brasil menciona que ya ha alcanzado uno de los programas de biocombustibles mejor desarrollados hasta la fecha, el cual incluye la cogeneración de electricidad a partir de biomasa. También que ha logrado resultados significativos al reducir las emisiones de la deforestación, principalmente al disminuir la tasa de deforestación en la Amazonia brasileña en un 82% entre 2004 y 2014.

La combinación energética actual de Brasil consiste en el 40% de las energías renovables (75% de las renovables en su suministro de electricidad), que representa tres veces el promedio mundial en energías renovables y más de cuatro veces el promedio de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE). Esto calificaría a Brasil como una economía baja en carbono.

Como medidas adicionales para adoptar para el sector energético, que sean consistentes con el objetivo de temperatura de 2 °C, menciona en particular, el aumentar la proporción de biocombustibles sostenibles en la combinación energética brasileña a aproximadamente el 18% para 2030.

Asimismo, también menciona que el país planea utilizar un 45% de energías renovables en su matriz energética, de las cuales entre 28 y 33% provendrán de fuentes no hídricas, incluidas la energía eólica, solar y biomasa. El país también se propone aumentar su eficiencia energética en cerca del 10%.

5.5.2 Otras acciones adoptadas por el país

Como ya se ha mencionado en este documento, la Ley 13576 del 26 de diciembre de 2017, que instituyó la Política Nacional de Biocombustibles (Programa RenovaBio), fue reglamentada por el Decreto 9308 del 15 de marzo de 2018. El Programa RenovaBio es fruto de una iniciativa coordinada por el MME con apoyo de la EPE, de la ANP y de diversos especialistas de la academia y del ámbito privado, que significó un amplio debate —en el seno del CNPE— sobre el papel de los biocombustibles en la matriz energética brasileña.

El RenovaBio se inspiró en programas conocidos como Low Carbon Fuel Standard (en California) y Renewable Fuels Standard (implementado a nivel nacional por Estados Unidos). Con el RenovaBio, Brasil pasó a contar con una de las más avanzadas legislaciones ambientales para el sector de combustibles con vistas al cumplimiento del Acuerdo de París. Se trata de una política de Estado que, por primera vez, tiene como objetivo trazar una estrategia de largo alcance y con el reconocimiento del papel de todos los tipos de biocombustibles (etanol, biodiésel, biometano, biokerosene) para la reducción de GEI. Al mismo tiempo, se pretende dar previsibilidad al abastecimiento nacional de combustibles y permitir a los agentes privados mejores condiciones para la realización de planificación y análisis de inversión en producción, innovación tecnológica y en procesos productivos más eficientes.

La ley del RenovaBio prevé el establecimiento de metas nacionales anuales de reducción de emisiones para la matriz de combustibles, para ser definidas por el CNPE para un período de diez años, la que será actualizada anualmente. Las metas nacionales serán desdobladas en metas individuales, para ser cumplidas por los distribuidores de combustibles, en la proporción de su participación en el mercado de combustibles fósiles. Como único medio de cumplimiento de las metas individuales por parte de los distribuidores, se crea el CBIO, vinculado a la venta de biocombustibles, emitidos en proporción directa a su reducción de emisiones en relación con el combustible fósil. El CBIO será un acti-

vo financiero, negociable en Bolsa, emitido por el productor de biocombustibles, a partir de la comercialización. Los distribuidores de combustibles cumplirán la meta al demostrar la adquisición de estos CBIO. Para determinar la cantidad de CBIO, generada a partir de un determinado volumen de biocombustible de un productor específico, el RenovaBio establece la certificación individual de la producción de biocombustibles, que tiene por objetivo medir la exacta contribución de cada agente productor para la reducción de las emisiones de GEI en relación con su sustituto fósil, sobre la base de la técnica del análisis del ciclo de vida de carbono.

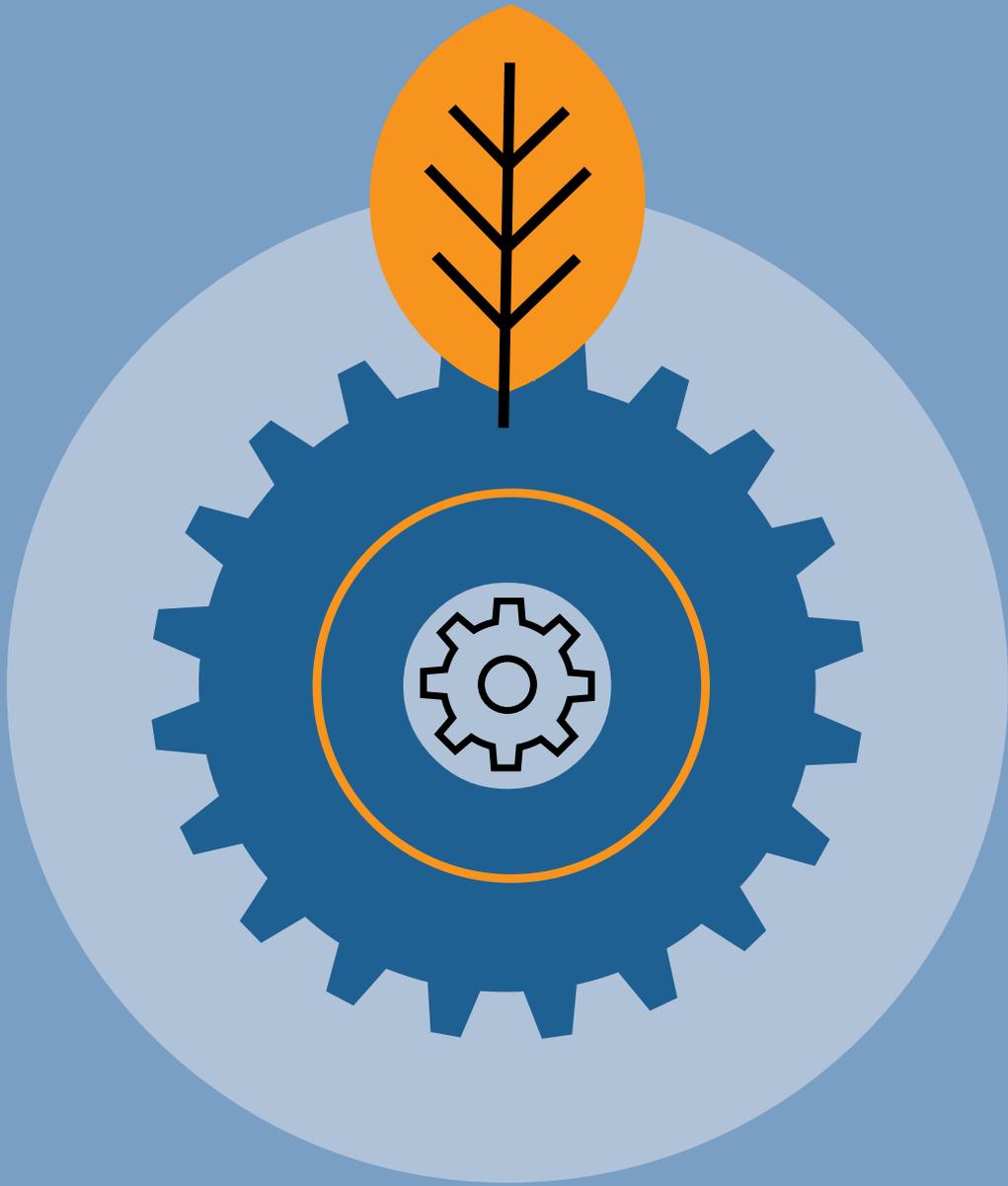
A su vez, el Decreto 9308 reglamentó la Política Nacional de Biocombustibles. Se creó el Comité RenovaBio como autoridad de aplicación, liderada por el MME y con representantes de los ministerios de Medio Ambiente; Agricultura, Ganadería y Abastecimiento; Industria, Comercio Exterior y Servicios; Hacienda; Planificación, Desarrollo y Gestión; y Casa Civil. El Comité RenovaBio propone las metas nacionales al CNPE.

La reglamentación establece que las metas nacionales anuales deben definirse antes del 15 de junio de 2018. En cambio, las metas individuales se publicarán antes del 1º de julio de 2019 y entrarán en vigencia el 24 de diciembre del mismo año. Las metas serán divulgadas en unidades de CBIO. Cada CBIO será equivalente a la emisión evitada de una tonelada de carbono en relación con el combustible fósil. Esta es, entonces, la medida oficial de la reducción deseada para las emisiones de CO₂ en la matriz energética de transportes. Las metas anuales serán determinadas por el CNPE, mientras que las individuales serán responsabilidad de la ANP. Las distribuidoras de combustibles que no compren la cantidad mínima de CBIO serán incluidas en una lista de infractores, con aplicación de multas.

En cuanto al mercado de comercialización de los CBIO, cada crédito representa 1 tCO₂eq que deja de ser emitida cuando el biocombustible es comparado con su sustituto fósil. El Comité RenovaBio será responsable de hacer un seguimiento de la capacidad de producción de las plantas que participan del programa y que, por lo tanto, podrán emitir CBIO. El mismo Comité deberá hacer un monitoreo de la oferta, de la demanda y de los precios de los CBIO. Sin embargo, no se estableció todavía ninguna herramienta de regulación de ese mercado. El Comité RenovaBio también debe realizar el monitoreo de la producción, del abastecimiento y del mercado de biocombustibles, a fin de mantener la regularidad en el abastecimiento. El Comité es responsable de divulgar la evolución del llamado índice de intensidad de carbono de la matriz brasileña de combustibles. A partir de esos valores se establecerá si las metas generales del programa están siendo cumplidas.

La Política Nacional de Biocombustibles se complementa con las acciones emprendidas por la Plataforma para el Biofuturo, que va a permitir que las propuestas del RenovaBio para el mercado interno tengan amplitud y sean debatidas también en el exterior. Al mismo tiempo, el RenovaBio podrá beneficiarse de las experiencias y el aprendizaje de otros países, por medio del diálogo internacional. La Declaración de Visión de la Biofuturo¹¹ contiene un listado de mecanismos similares a los del RenovaBio como posibilidades de ser contempladas por los países miembros de la iniciativa.

¹¹ Para más información, visitar: www.biofutureplatform.org/declarations.



6. ANÁLISIS DE APLICABILIDAD AL CASO ARGENTINO

6.1. Marco regulatorio de los biocombustibles en la Argentina

6.1.1 El biogás en la Ley de Biocombustibles 26093

La Ley de Biocombustibles 26093 de 2006 define como “biocombustibles” al bioetanol, al biodiésel y al biogás¹² producidos a partir de materias primas de origen agropecuario, agroindustrial o desechos orgánicos. Solo podrán producir biocombustibles las plantas habilitadas que cumplan con los requerimientos de calidad y producción sustentable que establezca la autoridad de aplicación, previo procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) que incluya el tratamiento de efluentes y la gestión de residuos¹³.

Conforme al artículo 11 de la Ley 26093, el biocombustible gaseoso denominado “biogás” se utilizará en sistemas, líneas de transporte y distribución, de acuerdo con lo que establezca la autoridad de aplicación. Por otra parte, el artículo 12 de la misma ley establece la obligación del Estado nacional de utilizar biogás sin corte o mezcla.

Entre las funciones de la autoridad de aplicación definidas en la ley, a los fines de la habilitación y del otorgamiento de incentivos a la producción y uso del biogás, se destacan las siguientes:

- a) Promover y controlar la producción y uso sustentables de biocombustibles.
- b) Establecer las normas de calidad a las que deben ajustarse los biocombustibles.
- c) Establecer los requisitos y condiciones necesarios para la habilitación de las plantas de producción y mezcla de biocombustibles, resolver sobre su calificación y aprobación, y certificar la fecha de su puesta en marcha.

¹² Regulatoriamente, todas las veces que el marco normativo refiere al “biogás”, se puede extender la referencia al biometano, considerado como una de las condiciones bajo las cuales puede utilizarse el biogás. Tal como se ha definido a los efectos de este informe, el biometano “es el biogás que ha sido sometido a procesos de tratamiento para lograr altas concentraciones de metano, constituyendo una mezcla gaseosa que cumple con las especificaciones requeridas por las redes y artefactos de gas natural”.

¹³ Artículo 6 Ley 26093: “Solo podrán producir biocombustibles las plantas habilitadas a dichos efectos por la autoridad de aplicación. La habilitación correspondiente se otorgará, únicamente, a las plantas que cumplan con los requerimientos que establezca la autoridad de aplicación en cuanto a la calidad de biocombustibles y su producción sustentable, para lo cual deberá someter los diferentes proyectos presentados a un procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) que incluya el tratamiento de efluentes y la gestión de residuos”.

- d) Establecer los requisitos y criterios de selección para la presentación de los proyectos que tengan por objeto acogerse a los beneficios establecidos por la presente ley, resolver sobre su aprobación y fijar su duración.
- f) Realizar auditorías e inspecciones a los beneficiarios del régimen de promoción establecido en esta ley, a fin de controlar su correcto funcionamiento, su ajuste a la normativa vigente y la permanencia de las condiciones establecidas para mantener los beneficios que se les haya otorgado.
- j) Administrar los subsidios que eventualmente otorgue el Honorable Congreso de la Nación.
- k) Determinar y modificar los porcentajes de participación de los biocombustibles en cortes con gasoil o nafta.
- l) En su caso, determinar las cuotas de distribución de la oferta de biocombustibles (Ley 26093, artículo 4).

El Decreto 109/2007, reglamentario de la Ley 26093, aclara que quedan sujetas a este régimen las actividades de producción, mezcla, comercialización, distribución, consumo y uso sustentable de biocombustibles.

El artículo 8 del Decreto ratifica la obligatoriedad de autorización previa para la realización de estas actividades al especificar que se considerará clandestina y contraria a la Ley 26093 toda planta de producción, mezcla y almacenaje de biocombustibles que no se encuentre autorizada por la autoridad de aplicación.

A los efectos de obtener la habilitación:

- a) Todos los sujetos interesados en realizar actividades de producción, mezcla y comercialización de biocombustibles, promocionados o no, bajo los términos de la Ley 26093, deberán registrarse ante la autoridad de aplicación, cumpliendo con todos los requisitos que establezca dicha autoridad.
- b) La autoridad de aplicación establecerá la normativa técnica que deberán cumplir las plantas de producción, mezcla y almacenaje de biocombustibles, relativa a la seguridad y medio ambiente, y aquella relativa a la aptitud del proceso para obtener productos para ser comercializados en el mercado interno.
- c) La habilitación de las plantas de producción o mezcla de biocombustibles no será otorgada hasta tanto se encuentre garantizado adecuadamente el proceso de producción de los combustibles, se verifique que las instalaciones finales corresponden a las presentadas y hasta tanto se certifique que el producto obtenido cumple con las normas de calidad establecidas por la autoridad de aplicación.
- d) Las plantas que se encuentren en funcionamiento o en proceso de prueba a la fecha de aprobación de la presente reglamentación deberán cumplimentar lo establecido en la Ley 26093, la presente reglamentación, y toda la normativa que dicte la autoridad de aplicación, en un período que no podrá superar los noventa (90) días hábiles contados desde la publicación del presente decreto. Las plantas que no se inscriban en el plazo establecido serán consideradas clandestinas y se les aplicará el régimen sancionatorio (Decreto 109/2007, artículo 8).

Específicamente en cuanto al uso del biogás, el artículo 14 del Decreto 109/2007 establece que la autoridad de aplicación definirá las condiciones bajo las cuales podrá utilizarse el biogás puro y, cuando así lo considere oportuno, las condiciones en las cuales podrá integrarse a una red de GN.

La autoridad de aplicación es actualmente la Secretaría de Energía de la Nación, quien tiene la potestad de establecer las condiciones de habilitación de las plantas de biogás (sin perjuicio de las competencias locales en materia ambiental), y de incentivar y fijar las

condiciones económicas y comerciales para la incorporación del biogás y del biometano en la red¹⁴.

En cuanto al régimen de incentivos vigente para los distintos usos del biogás y del biometano, en estudios anteriores y en la práctica desarrollada mediante los recientes programas RenovAr, para el uso “generación de energía eléctrica”, los incentivos son los mismos que los que corresponden a las fuentes renovables en general y que actualmente se rigen por la Ley 26190 modificada por la Ley 27191.

Para todos los demás usos (inserción en la red, biocombustible para transporte, generación de calor), la Ley 26093 establece un régimen promocional, que aplica también al biodiésel y al bioetanol. Una de las limitaciones de este régimen es que define como “sujetos beneficiarios” a los proyectos de radicación de industrias de biocombustibles en el país por “personas físicas o jurídicas, dedicadas mayoritariamente a la producción agropecuaria” y que “hayan accedido al cupo fiscal establecido en el artículo 14 de la presente ley y en las condiciones que disponga la reglamentación” (Ley 26093, artículo 14). Es decir que, si no existe la correspondiente partida presupuestaria o si el proyecto no entra en el cupo, el acceso a los beneficios es inexistente.

Los beneficios consisten en:

- Beneficios impositivos en cuanto al IVA y al impuesto a las ganancias respecto de la adquisición de bienes de capital o la realización de obras de infraestructura correspondientes al proyecto respectivo.
- Los bienes afectados a los proyectos no integrarán la base de imposición del impuesto a la ganancia mínima presunta o al impuesto que lo reemplace.
- La autoridad de aplicación garantizará que aquellas instalaciones que hayan sido aprobadas para el fin específico de realizar las mezclas deberán adquirir los productos a los sujetos promovidos por la ley hasta agotar su producción disponible a los precios que establezca la mencionada autoridad. La Secretaría de Agricultura, Ganadería, Pesca y Alimentos (actual Ministerio de Agricultura, Ganadería y Pesca) promoverá aquellos cultivos destinados a la producción de biocombustibles que favorezcan la diversificación productiva del sector agropecuario. A tal fin, dicha Secretaría podrá elaborar programas específicos y prever los recursos presupuestarios correspondientes.
- La Secretaría de Emprendedores y Pequeña y Mediana Empresa (SEPYME) promoverá la adquisición de bienes de capital por parte de las pequeñas y medianas empresas destinadas a la producción de biocombustibles. A tal fin elaborará programas específicos que contemplen el equilibrio regional y preverá los recursos presupuestarios correspondientes.
- La Secretaría de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva promoverá la investigación, cooperación y transferencia de tecnología, entre las pequeñas y medianas empresas y las instituciones pertinentes del Sistema Público Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación. A tal fin, elaborará programas específicos y preverá los recursos presupuestarios correspondientes.

¹⁴ En el caso de integración a la red de GN, interviene el ENARGAS en su carácter de autoridad de aplicación de la Ley 24076, que regula los servicios públicos de transporte y distribución de GN. Al incorporarse a la corriente de GN, aplican al biogás/biometano los mismos estándares de calidad fijados por el ENARGAS para el GN de origen fósil.

En el caso de los proyectos de biogás, estos beneficios promocionales no han tenido aplicación efectiva. Se desconoce la existencia de un cupo o partida presupuestaria para dicho fin. Por otra parte, la reglamentación de la Ley 26093 ni siquiera ha establecido un régimen de habilitación para las plantas de producción de biogás y biometano.

Cabe destacar que Colombia tiene un mecanismo similar de beneficios para todo tipo de proyectos de FNCE, incluyendo las fuentes renovables. La Ley 1715 de 2014 otorga beneficios impositivos a todos los interesados en realizar inversiones en proyectos de FNCE y Gestión Eficiente de la Energía: deducción especial en la determinación del impuesto sobre la renta; depreciación acelerada; exclusión de bienes y servicios del IVA; exención de gravámenes arancelarios de importación.

6.1.2 Necesidad de un marco regulatorio integral y específico para biogás y biometano

La Ley 26093 establece un buen punto de partida para el dictado de la normativa correspondiente a la habilitación de plantas de producción de biogás, cualquiera sea su uso final. Sin embargo, el Decreto Reglamentario 109/2007 y las resoluciones dictadas en consecuencia (que establecieron las condiciones mínimas de seguridad que deben cumplir las plantas de elaboración, almacenamiento y mezcla de biocombustibles) pusieron el foco en la habilitación de plantas de biodiésel y bioetanol. Está pendiente la reglamentación de los proyectos de biogás/biometano.

Estrictamente, lo que está faltando —como verdadero instrumento de promoción— es un marco regulatorio integral del biogás, que incluya las condiciones de habilitación y funcionamiento de las plantas de producción, así como los mecanismos de incentivos para los distintos usos finales del biogás.

En consecuencia, se insiste en la recomendación efectuada en estudios anteriores (FAO, 2015)¹⁵ para que se desarrolle un régimen regulatorio del biogás, alternativamente mediante:

- Una reglamentación de los aspectos técnicos y de seguridad en la producción y uso del biogás/biometano por Resolución de la Secretaría de Gobierno de Energía, en el marco de la Ley 26093 y del Decreto Reglamentario 109/2007, con el siguiente alcance:
 - condiciones mínimas de seguridad para la habilitación de plantas de producción de biogás;
 - inclusión por referencia de los requisitos de seguridad que se adopten en normas NAG del ENARGAS, incluyendo la homologación de artefactos, vehículos y equipos para el uso de biogás;
 - inclusión como anexo de una Guía técnico-regulatoria para la realización de la EIA requerida a los efectos de la habilitación.
- Una Ley de Regulación y Promoción del Biogás dictada por el Congreso Nacional, que incluya todos los aspectos anteriores (en su mismo texto o por delegación) y que esta-

¹⁵ El Estudio realizado por el CEARE para FAO en 2015 concluyó que el principal incentivo para la promoción del biogás es la reglamentación de las condiciones mínimas de seguridad y la elaboración de guías ambientales para la habilitación de las plantas de producción de biogás. Sin esta reglamentación, los potenciales inversores no saben a qué atenerse. La ausencia de una normativa específica dificulta conocer cuál es el camino crítico que deben recorrer los proyectos que se encuentran sujetos a evaluación por parte de las autoridades y cuáles son los requisitos que se deben cumplir para habilitar una planta de producción de biogás.

blezca al mismo tiempo el régimen de incentivos económicos para todos los usos del biogás.

Se considera que para la inserción del biogás como fuente de energía renovable en la matriz energética nacional resulta tan necesario el establecimiento de condiciones y parámetros técnicos, ambientales y de seguridad para la habilitación de las plantas productoras como los incentivos económicos y financieros que permitan promover los variados usos del biogás.

Tal ha sido la visión de los países de la Unión Europea: se realizó un esfuerzo para la estandarización de las especificaciones de calidad del biometano, con el objetivo de facilitar la penetración en la red de GN y su uso como combustible para transporte en todo el mercado europeo. Al mismo tiempo, la combinación de estándares técnicos europeos homogéneos con incentivos y herramientas nacionales, enmarcadas dentro de la legislación europea, ha sido efectiva para ayudar a desbloquear el potencial de generación de biometano y acelerar el despliegue de combustibles gaseosos renovables en el mercado de la Unión Europea.

Asimismo, un buen ejemplo en este sentido es Colombia, donde la CREG, mediante Resolución 240 de 2016, adoptó las normas aplicables al servicio público domiciliario de gas combustible con biogás y biometano. Ese reglamento contiene todo el conjunto de normas que debe atender el desarrollador de un proyecto de biogás y aplica a las actividades de producción, transporte, distribución y comercialización de biogás y biometano. Incluso, este nuevo reglamento flexibilizó la normativa colombiana anterior, para permitir la integración vertical en redes aisladas y establecer condiciones diferenciadas de calidad de gas. Se autoriza la libre comercialización del biogás entre comercializadores, productores y usuarios finales bajo libertad vigilada, y se amplió la regulación para incluir como fuente de biogás a las biomásas cultivadas.

A continuación, se analizará, a partir de los mecanismos identificados a nivel internacional, la aplicabilidad de incentivos para los siguientes usos del biogás/biometano en la Argentina:

- incorporación en la red de GN;
- incorporación en una red de gas local de una comunidad aislada;
- aplicaciones al transporte en reemplazo de GNC o de GNL;
- otras aplicaciones que combinen el biometano con otros combustibles convencionales.

Desde el punto de vista económico, sobre la base de estudios anteriores realizados por el (FAO 2015, 2017), se asume que en la Argentina existen condiciones competitivas para la expansión del biogás, especialmente en los siguientes usos: como GNC y GNL para el transporte, desplazando al gasoil mediante una red de estaciones de servicio de biometano ubicadas en correspondencia con las plantas de biogás; y mediante el abastecimiento por redes o por gasoducto virtual de biometano a poblaciones cercanas a los centros de biogás, pero alejadas de los gasoductos troncales, en competencia con el abastecimiento de GLP.

6.2 Distintos usos del biometano

6.2.1 Consideraciones comunes a todos los usos

Antes de analizar la posibilidad de aplicar incentivos a los distintos usos del biogás, cabe advertir que, en términos generales, el desarrollo del biogás en la Argentina continúa postergado por la permanencia de los subsidios al GN de origen fósil.

En efecto, las medidas de política fiscal podrían tener una incidencia directa en las decisiones de inversión y en el comportamiento de los agentes hacia actividades bajas en carbono y resilientes al clima, trasladando externalidades a precios. Sin embargo, según la Fundación Ambiente y Recursos Naturales, en 2017 los subsidios a los combustibles fósiles implicaron un 5,6% del presupuesto nacional y en 2018 un 3,1%, con montos de 9 487 millones de USD y 6 901 millones de USD, respectivamente. Estos montos representaron el 1,74% del producto bruto interno (PBI) en 2017 y el 1,26% en 2018, con un descenso interanual del 27%.

A partir de 2017 se observa una fuerte disminución de los subsidios al consumo, derivada de la significativa actualización de los precios y tarifas que pagan los usuarios de GN. Sin embargo, se mantienen los subsidios a la producción de combustibles fósiles, focalizados en el desarrollo de los reservorios de gas no convencionales de Vaca Muerta, así como otros aportes que buscan compensar a las empresas por las consecuencias de la gran devaluación operada en 2018.

En el mismo sentido, en diciembre de 2017, la Argentina aprobó un Impuesto sobre los Combustibles Líquidos y al Dióxido de Carbono. La Ley 27430 modificó el Título III de la Ley 23966, texto ordenado en 1998 y sus modificaciones, realizando adecuaciones en el impuesto sobre los combustibles líquidos e introduciendo un nuevo impuesto al CO₂, con el propósito de internalizar los costos ambientales asociados al consumo de ciertos productos. El impuesto fue reglamentado por el Decreto 501/2018.

Las experiencias comparadas demuestran que el impuesto al CO₂ es un muy buen instrumento para desincentivar el consumo y la producción de combustibles fósiles que afectan el cambio climático, al tiempo que permiten una mejor transición hacia las energías renovables. Sin embargo, en la Argentina, este esquema impositivo eximió al GN de origen fósil, con lo cual se pierde el incentivo específico para el biometano que podría introducirse en reemplazo directo del GN.

En países como Suecia y Dinamarca, solamente el “gas verde” está eximido del impuesto al carbono. Incluso, en Colombia, el impuesto al carbono resulta aplicable al GN que se usa en la industria de refinación de hidrocarburos y en la petroquímica.

Consecuentemente, los incentivos económicos al GN no convencional, así como la gran experiencia argentina en la producción de hidrocarburos, conducen a que sea más difícil el desarrollo de tecnologías renovables como el biometano. El *upgrading* del biogás requiere del aprendizaje sobre nuevas tecnologías y su desarrollo, lo cual se ve reflejado en precios menos competitivos frente al GN de origen fósil.

En la actualidad, no existen en el país, ni a nivel nacional ni provincial, esquemas de impuestos al carbono ni de comercio de emisiones que promuevan la sustitución del gas fósil por gas verde.

6.2.2 Incorporación en la red de GN

La Argentina cuenta con una importante red de transporte y distribución de GN, que puede servir de base para la recepción del biometano. Cuando se inyecta en la red, el biometano desplaza el uso de combustible fósil en forma proporcional a su producción. El biometano puede ser utilizado como sustituto directo del GN¹⁶. La mezcla de biometano con GN es posible en casi todas las proporciones. De este modo, las redes argentinas ofrecen una infraestructura de almacenamiento y distribución potencialmente ilimitada para el biometano.

La Ley 24076, que regula los servicios públicos de transporte y distribución de GN, establece que el ENARGAS tiene competencia para determinar las condiciones técnicas, de calidad y seguridad en todas las etapas de la industria del gas. El biometano cumple con la definición de “gas” establecida en el artículo 2 del Decreto Reglamentario 1738/92 y, en consecuencia, el ENARGAS es la autoridad encargada de fijar las condiciones técnicas, de calidad y seguridad para la incorporación del biometano en la red de GN.

Cabe destacar que ENARGAS solo tiene competencia en materia de calidad y seguridad de biogás, a los efectos de la inserción del biometano en la red. Todo lo atinente a la habilitación de las plantas de producción de biometano y su comercialización permanece en cabeza de la Secretaría de Energía, del Ministerio de Desarrollo Productivo de la Nación. ENARGAS tampoco tiene incumbencias para fijar las condiciones económicas de comercialización del biometano, porque tampoco las tiene respecto de la producción y comercialización del GN de origen fósil. Únicamente, en caso de que el biometano fuera adquirido por las licenciatarias de distribución de gas para el abastecimiento de su demanda prioritaria (residenciales, comerciales), el ENARGAS tendría que autorizar el traslado del precio del biometano a las tarifas finales del usuario residencial y comercial (*pass-through*).

En materia de calidad de gas, resultan aplicables al biometano —como valores límite para la inyección en los puntos de ingreso al sistema de transporte y distribución— los mismos valores que actualmente rigen para el GN mediante Resolución ENARGAS I-259/08 Reglamentación de las Especificaciones de Calidad del Gas Natural. Siempre que se verifique que el poder calorífico y el índice de Wobbe sean intercambiables con el del GN, no habría inconvenientes en la seguridad y funcionamiento de los artefactos¹⁷. Básicamente, el mínimo poder calorífico superior del gas para ser recibido y entregado por el transportista será de 8 850 kcal/m³ y el máximo será de 10 200 kcal/m³.

Asimismo, el gas para ser recibido por el transportista del cargador (el titular de la capacidad de transporte) y para ser entregado por el transportista debe satisfacer las condiciones del Cuadro 16.

Asimismo, de acuerdo con lo observado en los distintos países en estudio, en el caso del biometano, deberían agregarse requisitos respecto de los componentes objetados para la salud humana en cuanto a exposición ocupacional, principalmente compuestos halogenados, y un contenido limitado de siloxanos para evitar la formación de depósitos de

¹⁶ La diferencia entre el GN y el biometano es que el primero contiene, además de metano, pequeñas cantidades de etano y propano que aportan un valor calorífico más alto.

¹⁷ Las regulaciones técnicas establecen a qué valores límite pueden fluctuar el poder calorífico y el índice de Wobbe. El incumplimiento de estos parámetros podría provocar fallas de funcionamiento relevantes para la seguridad, especialmente en los quemadores. Por tal motivo, hay que separar el CO₂ del biogás hasta que se cumplan los requisitos mínimos con respecto al valor calorífico y se garantice el índice de Wobbe.

Cuadro 16. Argentina. Especificaciones de calidad de GN

Especificaciones de calidad de GN	Requisitos básicos	Referencia de control
Vapor de agua (H ₂ O)	65 mg/m ³	ASTM D 1142 / IRAM-IAPG A 6856
Dióxido de carbono (CO ₂)	2 (*) % molar	ASTM D 1945 / GPA 2261 / ISSO 6976 / IRAM-IAPG A 6852
Total de inertes	4 (**) % molar	ASTM D 1945 / GPA 2261 / ISO 6976 / IRAM-IAPG A 6852
Oxígeno (O ₂)	0,2 % molar	ASTM D 1945 / GPA 2261 / ISO 6976 / IRAM-IAPG A 6852
Sulfuro de hidrógeno (SH ₂)	3 mg/m ³	GPA 2377 / IRAM-IAPG A 6860
Azufre entero	15 mg/m ³	GPA 2377 / IRAM-IAPG A 6860 / IRAM-IAPG A 6861
Hidrocarburos condensables (HC)	-4 °C a 5 500 kPa abs	GPA 2286 y Ecuación de Estado
Poder calorífico superior (PCS)	Mín. 8 850 Máx. 10 200 kcal/m ³	GPA 2172 / ISO 6976 / IRAM-IAPG A 6854 / ASTM D3588
Temperatura	50 °C	Medición <i>in situ</i>
Partículas sólidas y líquidos	Ver Anexo pto. 10	Análisis citados en pto. 10
Índice de Wobbe (PCS/x ^{1/2}) (1)	Mín. 11 300 Máx 12 470 kcal/m ³	ISO 6976 / IRAM-IAPG A 6854

Notas: Condiciones de referencia: 15 °C y 101,325 kPa abs.

(1) Especificación incluida para el producto suministrado a los consumidores.

(*) Este valor límite podrá ser superado con acuerdo del transportista, no pudiendo ser en ningún caso superior a 2,5% molar.

(**) Este valor límite podrá ser superado con acuerdo del transportista, no pudiendo ser en ningún caso superior a 4,5% molar.

Fuente: ENARGAS (2008).

óxidos de silicio en el catalizador de vehículos y de una película de sílice en quemadores. Por ejemplo, la normativa de Colombia establece, como especificaciones adicionales para el biogás proveniente de fuentes residuales, industriales y urbanas que la cantidad de siloxanos debe ser inferior a 10 mg/m³ y la de compuestos halogenados no debe superar 1 mg(Cl)/m³.

La Unión Europea también propone valores límite para los contaminantes en biometano, según criterios de evaluación de la salud humana (CEN/TR 17238 de 2018), que se suman a las especificaciones de calidad del GN.

La solución de cualquier controversia entre el transportista y el cargador referente a las especificaciones de calidad se someterá al arbitraje del ENARGAS.

De acuerdo con el relevamiento efectuado, Alemania y Dinamarca son los países con más incentivos económicos y regulatorios para la introducción del biometano en la red de GN:

- Se establece el acceso prioritario a la red del biogás producido, respecto del gas de origen fósil. También Colombia garantiza que los prestadores y usuarios del servicio público domiciliario de biometano tienen acceso irrestricto a las redes del Sistema Nacional de Transporte.
- Se garantiza un procedimiento no discriminatorio para la evaluación de la posibilidad de conexión a la red, con plazos determinados para la contestación al interesado y transparencia de los requisitos técnicos para la conexión.
- Los costos de conexión se comparten entre el propietario de la red y el titular del proyecto de biometano. Además, se promueve que las instalaciones de alimentación de biometano sean operadas por el titular de la red, a fin de garantizar el cumplimiento de los requisitos de calidad del biometano a un costo razonable solventado por el operador de la red.
- A quienes inyecten biogás en la red se les reconoce mayor flexibilidad (25%) en materia de desbalances anuales.
- El titular del proyecto de biometano puede acceder a un incentivo económico, a modo de un *feed in tariff*¹⁸. Esto aplica a la red de GN de Alemania, pero, sobre todo, al uso para generación de electricidad, que da derecho a la tarifa eléctrica evitada¹⁹. La Agencia Danesa de Energía administra un subsidio para biogás mejorado entregado a la red, al que pueden acceder los titulares de una planta de mejoramiento o depuración de biogás.
- Dinamarca estableció también un sistema de Certificados de Biometano. Por cada MWh de biometano que un productor de biogás inyecta en la red, se le otorga un Certificado de Biometano, que puede comercializarse en un mercado abierto para usuarios finales de gas.

¹⁸ El *feed in tariff* es un instrumento normativo que impulsa el desarrollo de las energías renovables no convencionales, mediante el establecimiento de una tarifa especial, premio o sobreprecio, por unidad de energía eléctrica inyectada a la red por unidad de generación.

¹⁹ Esto se justifica en que la alimentación de la red se produce en forma descentralizada y, en principio, se evitan las tarifas de la red eléctrica aguas arriba. Este beneficio se otorga por 10 años. Transcurridos los 10 años, los operadores de red deben presentar procedimientos de cálculo razonables para establecer los cargos de red evitados. Los cargos de la red eléctrica evitados se transfieren a los cargos de la red en todo el país.

- En Brasil, el estado de San Pablo estableció la obligación de adicionar un porcentaje mínimo de biometano al gas de red comercializado dentro del estado.

En cuanto a la aplicabilidad de estos instrumentos en la Argentina, los incentivos puramente regulatorios como la prioridad de acceso a la red y, en general, la garantía de un tratamiento no discriminatorio por parte de los operadores de red son perfectamente viables en el país.

Las soluciones que imponen objetivos de descarbonización sobre los sujetos del mercado de gas también podrían implementarse (por ejemplo, obligación de los grandes usuarios de GN o de las distribuidoras de incorporar un porcentaje de gas verde en sus compras de gas), del mismo modo que se establecieron mediante Ley 27191 los cupos obligatorios de consumo de energía eléctrica de fuentes renovables²⁰. Sin embargo, para la implementación de estos mecanismos es necesario contar con un sistema de trazabilidad y certificación de los aportes de gas verde a la red. Estos registros permiten acreditar la calidad “verde” del suministro, mantener el control de los parámetros que justifican la aplicación de las ayudas financieras y evitar duplicación de ventas. Alemania (Registro de Biogás-DENA), Dinamarca (Energinet.dk) y Suecia (Energigas Sverige) poseen este tipo de registros.

Si se impusiera una obligación de mezclar el abastecimiento de gas fósil con gas verde, el ENARGAS debería permitir, a las licenciatarias de distribución, la posibilidad de trasladar el precio del biometano a las tarifas que pagan los usuarios finales de gas.

En cambio, en el actual contexto macroeconómico, parece lejana la posibilidad de otorgar incentivos económicos en forma de bonos o tarifas especiales para pagar con fondos públicos, como se ha hecho en Alemania o Dinamarca.

6.2.3 Incorporación en una red de gas local de una comunidad aislada

La mayoría de las poblaciones que no tienen acceso a la red de GN son abastecidas con GLP, siendo este combustible alternativo mucho más costoso que el GN. Para estos casos, el uso del biometano es una solución para acercar a la población un combustible más económico y más limpio.

En la Argentina existen proyectos, promovidos por los Gobiernos de provincias como Neuquén, Corrientes y Córdoba, para desarrollar redes dedicadas a poblaciones que hoy en día no cuentan con acceso al GN, con el objetivo de alimentarlas con biogás.

Para este uso en redes de gas desconectadas del sistema nacional de transporte, Colombia es un modelo para seguir. La regulación colombiana define a las redes aisladas para biogás como un conjunto de tuberías y activos asociados encaminados a distribuir biogás de manera exclusiva, sin mezclarse con otros combustibles, desde el sitio de generación hasta el domicilio de los usuarios, y que no son parte de los activos del sistema nacional de transporte o de las redes de distribución de GN.

Para promover el uso del biogás en zonas aisladas, la CREG de Colombia aprobó requisitos de calidad diferenciales (menos exigentes) que para el GN, lo cual redundaría en un menor costo de abastecimiento. La verificación de la calidad del gas en estos casos es res-

²⁰ Por ejemplo, las plantas de producción de biometano podrían abastecer a las distribuidoras con GN renovable, que estas inyectarían a las redes junto con el GN de origen fósil. Por la adquisición de este gas verde, las distribuidoras recibirían certificados que acrediten el cumplimiento de la obligación y que, a su vez, puedan ser transferidos a centrales térmicas, industrias y estaciones de carga de GNC, como sujetos obligados a la utilización de una proporción de GN verde.

ponsabilidad del productor, quien debe instalar al menos un punto de verificación de calidad del biogás a la salida de la planta de producción, con analizadores portátiles o en línea que permitan determinar, como mínimo: poder calorífico del gas; CH₄; H₂S; CO₂. Para el biogás generado con residuos urbanos, adicionalmente se deberá determinar: siloxanos y cloro. En el punto de verificación, el productor debe estar en capacidad de garantizar e informar mediante los equipos adecuados o mediante la metodología y periodicidad que acuerden las partes, la calidad del gas entregado, en reportes semestrales a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. Cuando el biogás no cumple con las condiciones de calidad mínimas pactadas en los respectivos contratos, el comercializador debe responder por todas las obligaciones que posea con los demás agentes de la cadena.

La posibilidad de establecer zonas de calidad diferenciadas para redes aisladas, no conectadas al sistema nacional de gas, es una medida que reduce el costo de la provisión, sin poner en riesgo el sistema. En efecto, la normativa colombiana distingue entre biometano (cuando se inyecta en el sistema nacional de transporte) y biogás (cuando se inyecta en redes aisladas). Esto indica que el biogás no necesitaría ser depurado ni pasar por el *upgrading* a biometano antes de su inyección en la red, con la consecuente reducción de costos.

Ya existen en la Argentina experiencias sobre autorizaciones para transportar gas fuera de especificación, como cuando el ENARGAS autorizó a las licenciatarias de transporte para llevar gas en el *midstream*. La nueva regulación del *midstream* viene a atender las necesidades de desarrollo de los yacimientos de gas no convencionales en Vaca Muerta, provincia de Neuquén. Básicamente, extiende a ciertos ductos que podrían considerarse de transporte las características regulatorias de los sistemas de captación. A lo largo de su traza, el gasoducto de captación no puede realizar entregas zonales, en tanto el gas captado se encuentra fuera de la especificación de calidad del GN (en muchos casos, luego de mezclarse con otros gases en la red de captación, alcanza los requisitos de calidad para su entrega en la red de transporte)²¹.

Lo mismo puede aplicarse a la incorporación de biogás en sistemas de gasoductos exclusivos que desarrollen parques industriales o poblaciones que no tienen acceso a las redes de gasoductos existentes.

Además, para el caso de redes aisladas, la CREG en Colombia autorizó la flexibilización de las restricciones de integración vertical. Es decir, que el productor de biogás podría participar de la construcción y operación de la red aislada que distribuye el fluido. Esta flexibilización es útil en los casos en que un gobierno provincial o municipal decide promover y financiar la provisión de gas de estas características.

6.2.4 Aplicaciones al transporte en reemplazo de GNC o GNL

El desarrollo de los vehículos a GNC y a GNL constituye una tendencia mundial en lo que respecta al uso de combustibles y una transición de la matriz de energía secundaria hacia patrones de uso menos contaminantes y más eficaces, aún más si se piensa que tanto el GNC como el GNL se pueden reemplazar por BMC (biometano comprimido) y BML (biometano licuado).

Para planificar e incentivar el uso de BMC y de BML, hay que tener en cuenta primordialmente el desarrollo de la red de estaciones de carga y del parque automotor a GNC/GNL.

²¹ El gas que circula por el sistema de captación se encuentra fuera de especificación de calidad. Antes de ingresar en el sistema de transporte, debe ser acondicionado. De todos modos, el proyecto debe cumplir con toda la normativa de seguridad establecida en las NAG 100 y NAG 125 durante las etapas de construcción, habilitación y puesta en marcha de las instalaciones.

Esta es la base sobre la cual el BMC y el BML vendrán a mezclarse o a reemplazar progresivamente al GNC/GNL de origen fósil.

Al respecto, cabe destacar que en la Argentina no hay vehículos construidos específicamente para funcionar con GNC, sino que son convertidos. No obstante, según datos publicados en la página web del ENARGAS, la cantidad de vehículos habilitados para funcionar con GNC en el país es de 1 663 348. La red de estaciones de carga de GNC alcanza un desarrollo significativo.

En cambio, no está desarrollada aún la red de estaciones de carga de GNL o duales (GNC y GNL). Hay algunas experiencias piloto, con camiones a GNL importados, así como la provisión de GNL para propulsar un buque que une Buenos Aires con Montevideo.

Por su parte, el ENARGAS aprobó nuevas normativas de seguridad y modernizó los mecanismos de monitoreo y control para promover la ampliación del consumo de GNC en autobuses de transporte público, utilitarios y vehículos livianos en general, y de GNL para el transporte pesado.

A través de la Resolución 42/2019, el ENARGAS aprobó la norma NAG 451 y estableció el procedimiento para habilitar el abastecimiento de GN como combustible en vehículos importados “atendiendo al nuevo polo de demanda de GNC y GNL, cuyo destino sea la utilización como combustible aplicado al transporte público de pasajeros y al transporte pesado de carga”, lo que permitirá incrementar el consumo de gas vehicular y aminorar el empleo de otros combustibles líquidos importados.

En el caso del GNL, la NAG-501 de 2018 estableció las normas mínimas de seguridad para plantas de almacenamiento de GNL en tierra, que incluye los requisitos mínimos de seguridad relacionados con el diseño, el emplazamiento, la construcción, la operación y el mantenimiento de plantas de almacenamiento de GNL en tierra, incluyendo los procesos de licuefacción de GN y regasificación de GNL. Esta reglamentación debería hacerse extensible a la licuefacción de biometano.

En cuanto a los incentivos para el uso del biometano comprimido o licuado, en reemplazo o como mezcla del GNC o GNL destinados a combustible vehicular, del estudio internacional resulta que:

- La RED y la FQD son los principales impulsores a nivel de la Unión Europea para la participación de las energías renovables en el sector del transporte mediante la fijación de metas. La RED obliga a los países de la Unión Europea a alcanzar una participación del 10% de las energías renovables en el consumo energético final del sector de transporte en 2020. La FQD obliga a los proveedores de combustible a reducir la intensidad promedio de GEI de sus combustibles en un 6% en 2020, en comparación con los niveles de 2010.
- La Unión Europea se ha preocupado por la creación de una red de puntos de carga (estaciones de servicio) a escala, la interoperabilidad de los sistemas de los distintos países (mediante normas y especificaciones técnicas) y brindar información clara al consumidor para crear conciencia.
- La mayoría de los países de la Unión Europea han implementado una obligación nacional de mezcla para incentivar a los proveedores de combustibles al cumplimiento. El porcentaje obligatorio de la mezcla ha ido creciendo en forma progresiva.

- En principio, la obligación de mezcla se complementaba con el impuesto al carbono que grava los combustibles fósiles y exime a los combustibles renovables. Progresivamente, los países están aumentando el porcentaje obligatorio de mezcla y reduciendo la exención fiscal para los biocombustibles de mezcla baja. Los biocombustibles de mezcla baja quedan sujetos a la misma tasa impositiva que los combustibles fósiles. Los biocombustibles de mezcla alta quedan totalmente exentos del impuesto.
- En Brasil, el Programa RenovaBio estableció dos instrumentos: los objetivos nacionales de reducción de emisiones en el área de transporte para un período de 10 años, que se aplica a las distribuidoras de combustibles de acuerdo con su participación en el mercado; y la certificación individual de producción de biocombustibles a través del análisis del ciclo de vida. El resultado de la certificación es el CBIO, que puede ser comercializado por el productor/importador de biocombustible en la Bolsa de Comercio, siendo la distribuidora la parte obligada a adquirir el crédito de acuerdo con su necesidad de reducción de emisiones.

En definitiva, se considera que, en materia de GNC, la Argentina cuenta con una infraestructura y una red de estaciones de servicio suficientemente robusta como para establecer una cuota para que los proveedores de GNC para automotores introduzcan un porcentaje de mezcla obligatorio con gas de origen renovable. En cambio, para la introducción del biometano líquido habrá que esperar un mayor desarrollo del uso del GNL para transporte, incluyendo el incremento del parque de camiones a GNL y la red de estaciones de carga.

Esta obligación podría consistir en que un porcentaje de GN adquirido por las estaciones de carga de GNC, en forma directa del productor o a través de la distribuidora, sea de origen renovable, lo cual se acreditaría mediante un sistema de certificación, basado en certificados obtenidos directamente del productor de biometano o en la compra de certificados a la distribuidora. Cuando el BMC se toma directamente del gasoducto virtual (compresión y almacenaje como medio de transporte) en lugar de hacerlo de la red, la certificación de origen es más sencilla.

Al respecto, puede tomarse como ejemplo el Programa RenovaBio de Brasil en cuanto establece objetivos nacionales de reducción de emisiones en el transporte para un período de 10 años y crea un mecanismo de certificación individual de producción de biocombustibles.

Entre los países europeos, Suecia ha incentivado fuertemente el uso del biometano para transporte. Las medidas más significativas incluyen estándares de desempeño de emisiones para vehículos nuevos, exenciones de impuestos a los vehículos verdes y a los biocombustibles. Estas medidas han resultado en vehículos más eficientes energéticamente y en un mayor uso de combustibles renovables. Además, el apoyo a la investigación y el desarrollo en el sector del transporte es muy significativo. Las agencias suecas están financiando grandes proyectos de investigación que abarcan toda la cadena, desde el cultivo de materias primas para combustibles de base biológica hasta el uso de nuevos combustibles.

6.2.5 Otras aplicaciones

Por último, cabe destacar la posibilidad de inserción del biometano mediante el esquema de gasoductos virtuales, que comprimen o licuefacionan el biometano para facilitar su traslado a los lugares alejados de la cobertura nacional de gasoductos.

En la Argentina, hay empresas que han desarrollado alternativas tecnológicas que permitirían producir BMC o BML para su transporte o comercialización. A partir de instalaciones de acondicionamiento de biogás, el biometano obtenido puede ser convertido en BMC o BML para su transporte por vía de gasoducto virtual hasta su lugar de monetización, donde podrá ser inyectado en la red de distribución de GN, o podrá ser consumido como combustible por vehículos o por la generación eléctrica.

En este caso, el ENARGAS está elaborando una regulación para los almacenadores que son sujetos de la Ley 24076 y requieren de una autorización para funcionar. No se establecen controles económicos (no hay tarifas máximas) pero sí obligaciones en materia de seguridad de las instalaciones y de los seguros que hay que tomar para el ejercicio de la actividad.

Finalmente, países como Alemania o Dinamarca cuentan con medidas para fomentar el uso de biometano para calefacción, en especial como obligación de calor de fuente renovable para edificios nuevos. La Argentina no posee previsiones en tal sentido.

7. CONCLUSIONES

En el Cuadro 17 se resumen los principales instrumentos aplicados en los países analizados para incentivar el uso del biogás y del biometano.

Las metas NDC propuestas por la Argentina en materia de reducción de emisiones de GEI, aun con la mejora ofrecida y con su reflejo en las políticas nacionales, no son consistentes con la temperatura límite del Acuerdo de París, y llevarían a un calentamiento de entre 3 °C y 4 °C.

Mientras que el uso de biogás con destino a la generación de energía eléctrica está siendo contemplado como energía verde en las políticas públicas, mediante incentivos significativos, no existen aún incentivos vigentes para el uso de biometano como combustible para transporte o para su incorporación en la red de GN.

El biometano es un combustible comercialmente viable, con la condición de contar con algunas ventajas impositivas o que se le garanticen otros incentivos fiscales. La producción de biometano puede comercializarse mediante las infraestructuras existentes para el GN; la tecnología para su depuración está madura y ha sido probada.

Sin embargo, aun en los países europeos, los costos de producción y distribución de biometano no resultan competitivos respecto del GN de origen fósil. Por ello, los países líderes en la inserción del gas verde han aplicado sistemas de cuotas, certificados verdes, *feed-in-tariffs*, exención de impuestos, u otros mecanismos de apoyo económico, así como políticas gubernamentales para superar las barreras y explotar sus beneficios.

Al momento de realizar este informe, las condiciones macroeconómicas y de financiamiento de la Argentina dificultan pensar en el establecimiento de apoyos financieros directos para estas tecnologías. Desde el Ministerio de Hacienda se busca la progresiva restricción de todos los subsidios a la energía y los consumidores no están actualmente en condiciones de soportar que las ayudas financieras para el sector se trasladen a las tarifas.

En efecto, en este contexto macroeconómico, es difícil anticipar la posibilidad de que el Gobierno nacional otorgue subsidios económicos explícitos, como lo hacen Alemania o Dinamarca.

Sin embargo, existen mecanismos regulatorios que contribuirían al ingreso del biometano en la red de GN, como la obligación de los operadores de la red de dar prioridad de acceso a la producción de biometano que cumpla con los estándares de calidad fijados para el GN (y los específicos que se establezcan para biometano). Asimismo, podría evaluarse la contribución de los operadores de red a la financiación de los costos de conexión.

En el caso de las redes aisladas, el establecimiento de condiciones de calidad diferenciadas, como ocurre en Colombia, es una solución que abarata los costos de suministro y permite que localidades alejadas de la red tengan acceso al gas.

Cuadro 17. Instrumentos para el desarrollo del biometano en los países estudiados

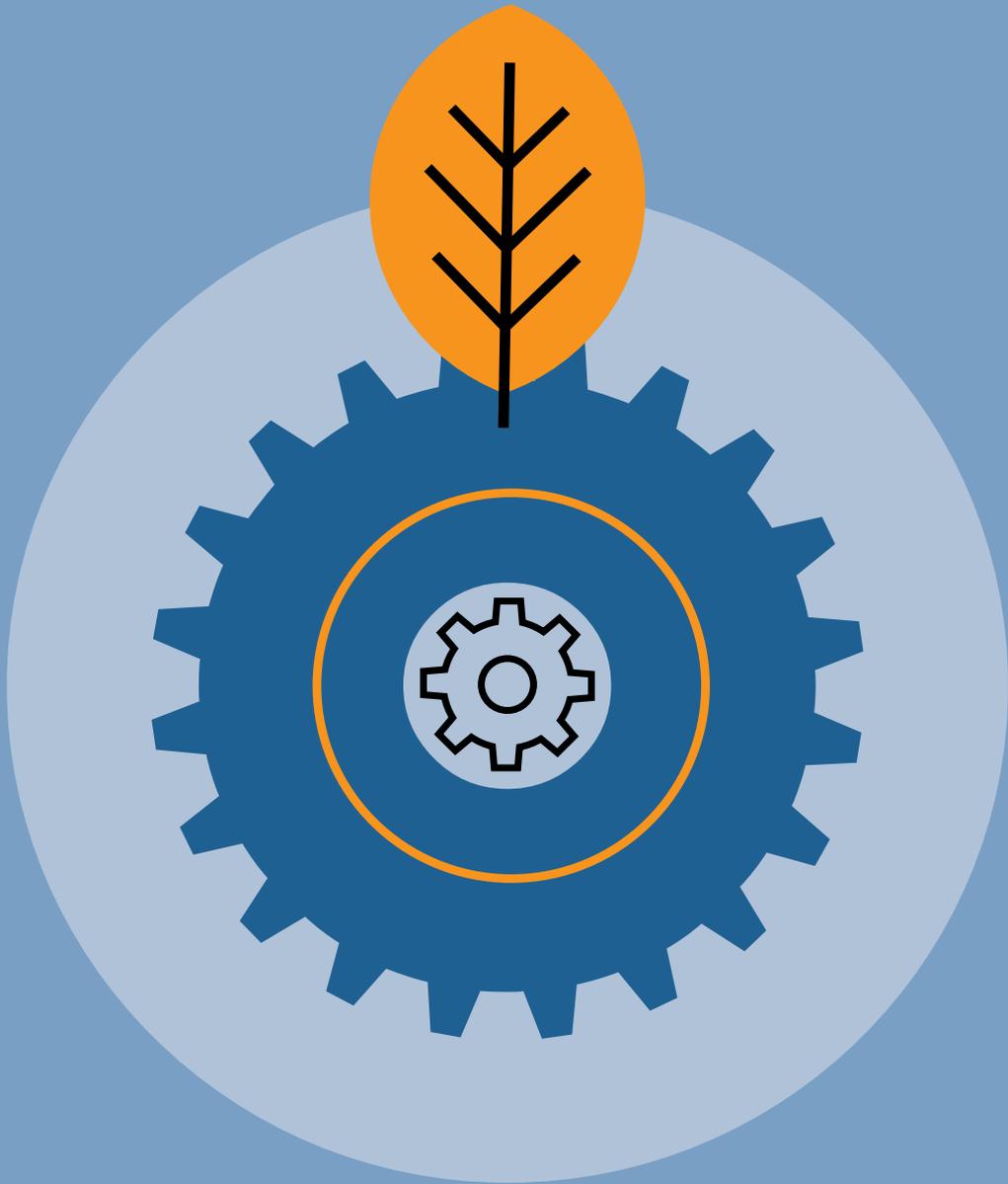
Usos biometano	Alemania	Suecia	Dinamarca	Colombia	Brasil	Argentina
Incorporación a la red de GN	<ul style="list-style-type: none"> - Acceso prioritario a la red. - Costos de conexión y de acondicionamiento compartidos con operador de red. - Mayor flexibilidad en desbalances. 	<ul style="list-style-type: none"> - La red de gasoductos no es significativa. - Subsidio a la producción de biogás, especialmente con sustrato estiércol. 	<ul style="list-style-type: none"> - Acceso prioritario a la red. - Subsidio a la producción de biogás mejorado para red. 	<ul style="list-style-type: none"> - Acceso irrestricto a la red nacional de transporte. 	<ul style="list-style-type: none"> - Cuota obligatoria de gas verde para distribuidores en San Pablo. 	<ul style="list-style-type: none"> - Sin antecedentes.
Incorporación a una red de gas local de una comunidad aislada	<ul style="list-style-type: none"> - Sin reglas específicas. 	<ul style="list-style-type: none"> - Sin reglas específicas. 	<ul style="list-style-type: none"> - Sin reglas específicas. 	<ul style="list-style-type: none"> - Calidad diferenciada. - Permite integración vertical. 	<ul style="list-style-type: none"> - Sin reglas específicas. 	<ul style="list-style-type: none"> - Antecedentes de calidad diferenciada en <i>midstream</i>.
Aplicaciones al transporte en reemplazo de GNC o GNL	<ul style="list-style-type: none"> - Obligación de mezcla de combustibles fósiles con biocombustibles incluye biometano. 	<ul style="list-style-type: none"> - Obligación de mezcla de combustibles fósiles con biocombustibles, incluye biometano. - Incentivos para autos verdes: exención impuestos. - Ayuda financiera para estaciones de servicio verdes. 	<ul style="list-style-type: none"> - Obligación de mezcla de combustibles fósiles con biocombustibles incluye biometano. - Subsidio al biogás para transporte. 	<ul style="list-style-type: none"> - No hay obligación de mezcla con biogás. 	<ul style="list-style-type: none"> - Metas de reducción de emisiones para distribuidores de combustibles. - Certificados negociables de descarbonización. 	<ul style="list-style-type: none"> - No hay obligaciones de mezcla con biometano.
Otras aplicaciones	<ul style="list-style-type: none"> - Todos los usos de biometano están exentos del impuesto al carbono. - Obligación de calefacción con fuentes renovables en edificios nuevos (incluye 30% con biogás). 	<ul style="list-style-type: none"> - Todos los usos de biometano están exentos del impuesto al carbono y a la energía. 	<ul style="list-style-type: none"> - Exención del impuesto al carbono y a la energía para todos los usos salvo inyección en red. - Subsidio al uso de biogás para procesos industriales. - Subsidio al biogás para calefacción. 	<ul style="list-style-type: none"> - Impuesto al carbono en GN para procesos industriales. - Beneficios impositivos (IVA, ganancias, aranceles) para todos los proyectos con biogás y biometano. 	<ul style="list-style-type: none"> - Por razones climáticas, no son prioritarios los usos para calefacción. 	<ul style="list-style-type: none"> - La ley prevé beneficios impositivos (IVA, ganancias, aranceles) para proyectos con biogás, pero no se ha implementado, salvo en uso para generación de electricidad.

Fuente: Elaborado por el autor.

Por otro lado, en el sector de transporte, el biometano podría sustituir paulatinamente al GN de origen fósil que es comprimido o licuefaccionado a los efectos de su utilización como combustible vehicular. En el caso del GNC, la Argentina cuenta con una red de estaciones de carga relativamente extendida, que sirve de base para el ingreso del BMC. En el caso del GNL como combustible para transporte, la red de estaciones de carga aún no está desarrollada y el mercado está restringido a los vehículos de gran porte. Para vehículos livianos, el BMC y la electricidad renovable son las alternativas limpias más eficientes.

Para todos los usos de biometano en el transporte, un sistema de promoción basado sobre la experiencia europea —que consiste en la exención de los impuestos que se cobran a los combustibles fósiles y el aumento progresivo de las obligaciones de mezcla— podría ser suficiente incentivo económico para el desarrollo de un mercado sostenible de abastecimiento basado en biometano.

Para finalizar, se destaca nuevamente la necesidad primordial de contar con un marco regulatorio integral para el biometano, que establezca reglas claras en cuanto a la habilitación de las plantas de producción, condiciones de calidad, seguridad y comercialización. Estas previsiones son absolutamente necesarias para despejar la incertidumbre de los inversores. De todos modos, a partir de la regulación de la actividad de producción, comercialización y uso del biometano, podrán hacerse efectivos para el biogás los beneficios promocionales previstos en la Ley de Biocombustibles, además de los otros instrumentos aquí recomendados.



BIBLIOGRAFÍA

- Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).** 2017. Resolução Anp N° 685, De 29.6.2017 - Dou 30.6.2017.
- Abiogás.** 2018. *Proposta de programa nacional do biogás e biometano*. Versión 2.
- Biogás Consortium.** 2014. *Marco Europeo legislativo y financiero para la implementación de plantas de biogás a pequeña escala en empresas agroalimentarias y de bebidas*. Co-funded by the Intelligent Energy Europe Programme of the European Union (disponible en http://www.biogas3.eu/documentos/BIOGAS3_D22_Legislative%20and%20financial%20framework%20ES.pdf). Acceso: octubre de 2019.
- Comisión Europea.** 2016. *Optimal use of biogas from waste streams* (disponible en https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/ce_delft_3g84_biogas_beyond_2020_final_report.pdf). Acceso: octubre de 2019.
- CREG.** 2016. Resolución 240 de 2016, por la cual se adoptan las normas aplicables al servicio público domiciliario de gas combustible con biogás y biometano. Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Bogotá. Ministerio de Minas y Energía.
- CYTED.** 2018. *Producción de biometano para combustible de transporte a partir de residuos de biomasa*. Tarea 1. Diagnóstico de los recursos de biomasa disponibles en Iberoamérica (disponible en http://www.cytcd.org/sites/default/files/tarea_1_diagnostico_de_los_recursos.pdf). Acceso: octubre de 2019.
- Danish Energy Agency.** 2018. *Biogas in Denmark*. The Ministry of Energy, Utilities and Climate, Denmark (disponible en <https://ens.dk/en/our-responsibilities/bioenergy/biogas-denmark>). Acceso: octubre de 2019.
- Deutsche Energie-Agentur (DENA).** Sin fecha. Register extract (disponible en <https://www.biogasregister.de/en/biogas-records/register-extract.html>). Acceso: octubre de 2019.
- DENA.** 2018. *Biomethan in der Wärmewende*. Berlín (disponible en https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9282_dena-Anlyse_Biomethan_in_der_Waermewende.pdf). Acceso: octubre de 2019.
- Doczekal, C.** 2016. *Report on good practice of biomethaneusage as a transportation fuel*. Güssing Energy Technologies GmbH. Austria.
- EBA.** 2017. Statitiscal report 2016. *Annual Statistical Report of the European Biogas Association*. Bruselas (Bélgica).
- EBA.** 2018. Statitiscal report 2017. *Annual Statistical Report of the European Biogas Association*. EBA. Bruselas (Bélgica).
- EBA.** 2019. Statitiscal report 2018. *Annual Statistical Report of the European Biogas Association*. Bruselas (Bélgica) (disponible https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2019/11/EBA_report2018_abridged_A4_vers12_220519_RZweb.pdf). Acceso: octubre 2019.

- ENARGAS.** 2008. Resolución 259/2008 (disponible en <http://mepriv.mecon.gov.ar/Normas2/259-08.htm>).
- Ekman, Michelle.** 2013. Biomethane in Sweden Governmental Incentives and Market Trends. Global Biomethane Congress 2012. Swedish Gas Association.
- Fachverband Biogas e. V. 2017. Biogas to Biomethane.
- FAO.** 2019. *Informe técnico-analítico para una estrategia de promoción de la incorporación de biometano a la red de gas natural*. Buenos Aires. Proyecto para la promoción de la energía derivada de biomasa (UTF/ARG/020/ARG) – FAO (disponible en http://www.probiomasa.gov.ar/_pdf/02CEARE-InformeTecnico-web.pdf).
- Gaul, T.** 2015. “Environmental compatibility with biogas as transport fuel”, *Biogas-Journal*, October.
- Gobierno de Colombia.** 2015. *Contribución Prevista y Determinada a Nivel Nacional* (disponible en <http://www.minambiente.gov.co/index.php/component/content/article/1784-plantilla-cambio-climatico-46#indc-contribuci%C3%B3n-prevista-y-determinada-a-nivel-nacional-indc-colombia>). Acceso: octubre de 2019.
- Grøn Gas Danmark.** 2018. GRØN GAS I FREMTIDENS ENERGISYSTEM (disponible en https://grongasdanmark.dk/sites/grongasdanmark.dk/files/media/dokumenter/Gr%C3%B8ngas_publication_final_web_01.03.18.pdf). Acceso: octubre de 2019.
- IEA Bioenergy Task 37.** 2018. *Country Report Summaries 2017* (disponible en <http://task37.ieabioenergy.com/country-reports.html>). Acceso: octubre de 2019.
- IEA Bioenergy.** 2019. *Greening the Gas Grid in Dinamarca*. IEA Bioenergy: Task 37 (disponible en https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2019/03/IEA_Greening-the-Gas-Grid_end.pdf). Acceso: octubre de 2019.
- IEA Energy Technology Network.** 2014. *Biomethane Status and Factors Affecting Market Development and Trade* (disponible en <http://task40.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2013/09/t40-t37-biomethane-2014.pdf>). Acceso: octubre de 2019.
- Klimarådet.** 2017. *Transition Towards 2030*. Copenhagen (disponible en <https://klimaraadet.dk/en/rapporter/transition-towards-2030>). Acceso: octubre 2019.
- Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.** 2015. *Contribución prevista y nacionalmente determinada (INDC) de Colombia* (disponible en http://www.minambiente.gov.co/images/cambioclimatico/pdf/documentos_tecnicos_soporte/Contribuci%C3%B3n_Nacionalmente_Determinada_de_Colombia.pdf). Acceso: octubre de 2019.
- Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.** 2016. *Medidas priorizadas para la contribución nacionalmente determinada de Colombia en mitigación de GEI* (disponible en www.minambiente.gov.co/images/medidas_ndc_25_agosto-1_version_comunicaciones_2.pdf). Acceso: octubre de 2019.
- Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.** 2017. *Principales preguntas frente al impuesto nacional al carbono y la solicitud de no causación por carbono neutralidad* (disponible en http://www.minambiente.gov.co/images/abc_carbono_final29ago.pdf). Acceso: octubre de 2019.
- Ministerio de Minas y Energía Comisión de Regulación de Energía y Gas.** 2016. Resolución N.º 260. Colombia (disponible en <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d-5ffb5b05256eee00709c02/1e4b4d3a8ce049ab052580bb004cd21d?OpenDocument>).
- Ministerio Federal de Medio Ambiente, Conservación de la Naturaleza y Seguridad Nuclear.** 2016. Plan de Acción Climática 2050 (disponible en https://unfccc.int/sites/default/files/resource/klimaschutzplan_2050_es_bf_0.pdf). Acceso: octubre de 2019.

Ministerio Federal de Medio Ambiente, Conservación de la Naturaleza y Seguridad Nuclear. 2010. *Energy Concept for an Environmentally Sound, Reliable and Affordable Energy Supply*.

Naciones Unidas. *Nationally Determined Contributions* (disponible en <https://unfccc.int/process/the-paris-agreement/nationally-determined-contributions>).

Svensson, M. 2014. *Biomethane standards Gas quality standardisation of biomethane, going from national to international level*. Swedish Gas Technology Centre European.

Swedish Gas Association. 2018. *A Proposal of National Biogas Estrategy 2.0* (disponible en https://www.energigas.se/library/2303/national-biogas-strategy-2_0.pdf). Acceso: octubre de 2019.

Swedish Gas Technology Centre Ltd. 2012. *Basic Data on Biogas* (disponible en <http://www.sgc.se/ckfinder/userfiles/files/BasicDataonBiogas2012.pdf>). Acceso: octubre de 2019.

The Swedish Environmental Protection Agency. 2017. *Sweden's Seventh National Communication on Climate Change*. Government Offices of Sweden. Ministry of the Environment and Energy (disponible en <https://www.government.se/49c920/contentassets/f947f4f4b7ac4af3baadfc827d97557a/swedens-seventh-national-communication-on-climate-change.pdf>). Acceso: octubre de 2019.

The Swedish Environmental Protection Agency. 2009. *Climate Investment Programmes*. Government Offices of Sweden. Ministry of the Environment and Energy (disponible en <https://www.naturvardsverket.se/Documents/publikationer/978-91-620-8468-4.pdf>). Acceso: octubre de 2019.

Thrän, D. et al. 2014. *Biomethane – status and factors affecting market development and trade*. IEA Task 40 and Task 37 Joint Study (disponible en <https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2014/09/biomethane-status-2014.pdf>). Acceso: octubre de 2019.

Universidad Nacional de Colombia y Tecsol. 2018. *Estimación del potencial de conversión a biogás de la biomasa en colombia y su aprovechamiento*. Bogotá D.C.

Unión Europea. 2009a. "Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo", *Diario Oficial de la Unión Europea* (disponible en <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0016:0062:ES:PDF>).

Unión Europea. 2009b. "Directiva 2009/30/CE del Parlamento Europeo y del Consejo", *Diario Oficial de la Unión Europea* (disponible en <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009L0030&from=ES>).

Unión Europea. 2009c. "Directiva 2009/33/CE del Parlamento Europeo y del Consejo", *Diario Oficial de la Unión Europea* (disponible en <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:120:0005:0012:ES:PDF>).

Unión Europea. 2014. "Directiva 2014/94/UE del Parlamento Europeo y del Consejo", *Diario Oficial de la Unión Europea* (disponible en <https://www.boe.es/doue/2014/307/L00001-00020.pdf>).

Unión Europea. 2015. "Directiva (UE) 2015/1513 del Parlamento Europeo y del Consejo", *Diario Oficial de la Unión Europea* (disponible en <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32015L1513&from=ES>).

Van Grinsven, A., C. Leguijt and J. Tallat-Kelpsaite. 2017. *Supporting mechanisms for the development of biomethane in transport*. CE Delft and Eclareon (disponible <https://www.cedelft.eu/en/publications/download/2310>). Acceso: octubre 2019.

Análisis comparado de condiciones de desarrollo del biometano

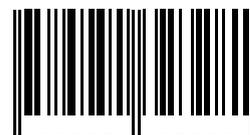
COLECCIÓN
INFORMES
TÉCNICOS

N.º 9

Organización de las Naciones Unidas
para la Alimentación y la Agricultura (FAO)

www.fao.org

ISBN 978-92-5-132328-1



9 789251 323281

CA8349ES/1/04.20