

Informe técnico-analítico para una estrategia de promoción de la incorporación de biometano a la red de gas natural

COLECCIÓN INFORMES TÉCNICOS N.º 2

Cita requerida:

FAO. 2019. *Informe técnico-analítico para una estrategia de promoción de la incorporación de biometano a la red de gas natural*. Colección Informes Técnicos N.º 2. Buenos Aires. 72 pp.

Licencia: CC BY-NC-SA 3.0 IGO.

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 978-92-5-131241-4

© FAO, 2019



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 Producción y Trabajo

Dante Sica
Ministro de Producción y Trabajo

Luis Miguel Etchevehere
Secretario de Gobierno de Agroindustria

Andrés Murchison
Secretario de Alimentos y Bioeconomía

Miguel Almada
Director de Bioenergía

Ministerio de Hacienda

Nicolás Dujovne
Ministro de Hacienda

Gustavo Lopetegui
Secretario de Gobierno de Energía

Sebastián A. Kind
Subsecretario de Energías Renovables

Maximiliano Morrone
Director Nacional de Promoción
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

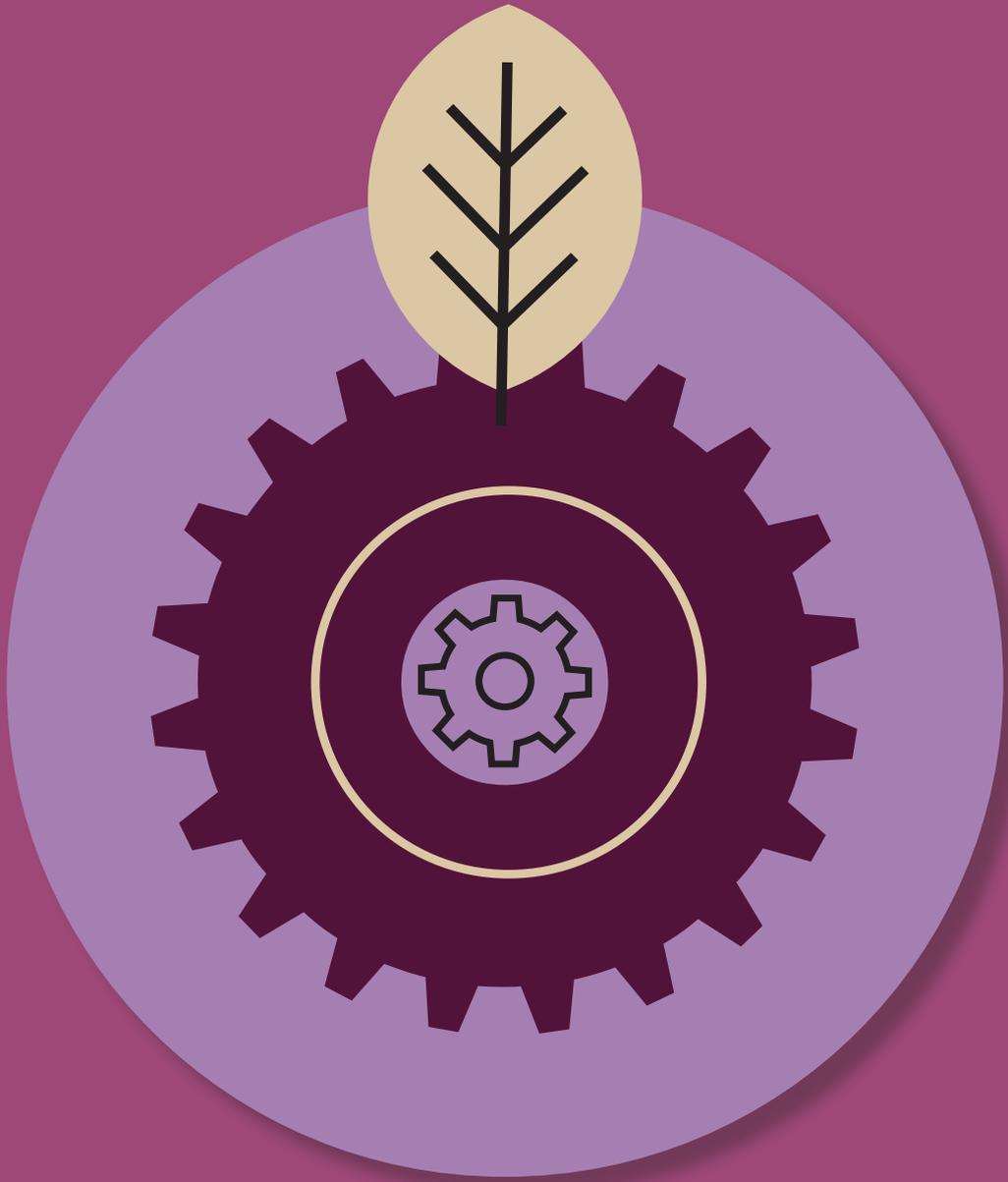
Centro de Estudios de la Actividad
Regulatoria Energética (CEARE)
Autor

Verónica González
Coordinación Colección

Sofía Damasseno
Colaboración Colección

Alejandra Groba
Edición y corrección

Mariana Piuma
Diseño e ilustraciones



ÍNDICE

Prólogo	vii
Agradecimientos	ix
Siglas y acrónimos	xi
Unidades de medida	xi
Resumen ejecutivo	xiii

1.

Introducción	1
--------------	---

2.

Conceptos relativos a la incorporación de biometano en la red de gas natural	3
2.1 Definiciones	3
2.2 Usos energéticos del biogás	3
Biogás para energía eléctrica	3
Biogás como combustible (energía térmica o mecánica)	11
2.3 Marco regulatorio	12
2.4 Condiciones técnicas para la incorporación del biogás a la red de gas natural	13

3.

Situación actual de la producción y uso de biometano en la Argentina	15
3.1 Plantas de biogás en la Argentina	15
3.2 Principales barreras	16

4.

Fomento de la incorporación de biometano a la red de gas natural en otros países	19
4.1 Alemania	20
4.2 Italia	27
4.3 Colombia	35

5.

Aplicabilidad de experiencias de otros países en la Argentina	41
--	-----------

ÍNDICE

6.

Conclusiones y recomendaciones para una estrategia de promoción de la incorporación de biometano en la red de gas natural **47**

- 6.1 Definición del mercado, metas de producción y combustibles alternativos **50**
- 6.2 Marco regulatorio **51**
- 6.3 Guías ambientales específicas **53**
- 6.4 Desarrollo tecnológico e industrial asociado **53**

Bibliografía **54**

Anexo I – Normativa alemana **55**

Cuadros

- Cuadro 1 Resultado de las ofertas económicas de la Ronda 2 de RenovAr **8**
- Cuadro 2 Proyectos de biogás adjudicados en la Ronda 2 de RenovAr **9**
- Cuadro 3 Proyectos de biogás de relleno sanitario adjudicados en la Ronda 2 de RenovAR **10**
- Cuadro 4 Alemania: Propiedades del biogás antes y después de su depuración para inyección a la red **22**
- Cuadro 5 Alemania: Tarifas de energía eléctrica y bonos para proyecto de 2011 **24**
- Cuadro 6 Modulación del incentivo sobre la base de la capacidad de la planta **30**
- Cuadro 7 Especificaciones de calidad mínima del biogás para redes aisladas **38**
- Cuadro 8 Especificaciones de calidad mínima adicionales para el biogás proveniente de fuentes residuales, industriales y urbanas **39**

Gráficos

- Gráfico 1 Ofertas recibidas en la Ronda 2 de RenovAr **6**
- Gráfico 2 Ofertas calificadas de la Ronda 2 de RenovAr **7**
- Gráfico 3 Mecanismo para obtener el incentivo tipo A1 **29**
- Gráfico 4 Mecanismo para obtener el incentivo tipo A2 **30**
- Gráfico 5 Mecanismo para obtener el incentivo tipo B **32**
- Gráfico 6 Mecanismo para obtener el incentivo tipo C **33**
- Gráfico 7 Plantas de biogás en Europa en 2015 **42**
- Gráfico 8 Plantas de biometano en Europa **42**
- Gráfico 9 Evolución del número de plantas de biogás en Europa **43**
- Gráfico 10 Evolución del número de plantas de biometano en Europa **43**
- Gráfico 11 Sistemas de incentivos para el biogás y biometano en Europa **45**
- Gráfico 12 Origen y aplicaciones del biogás y el biometano **48**

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 estas 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, acorde a 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 la Secretaría de Gobierno de Agroindustria del Ministerio de Producción y Trabajo, y la Secretaría de Gobierno de Energía del Ministerio de Hacienda, 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 incrementar 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.

PRÓLOGO

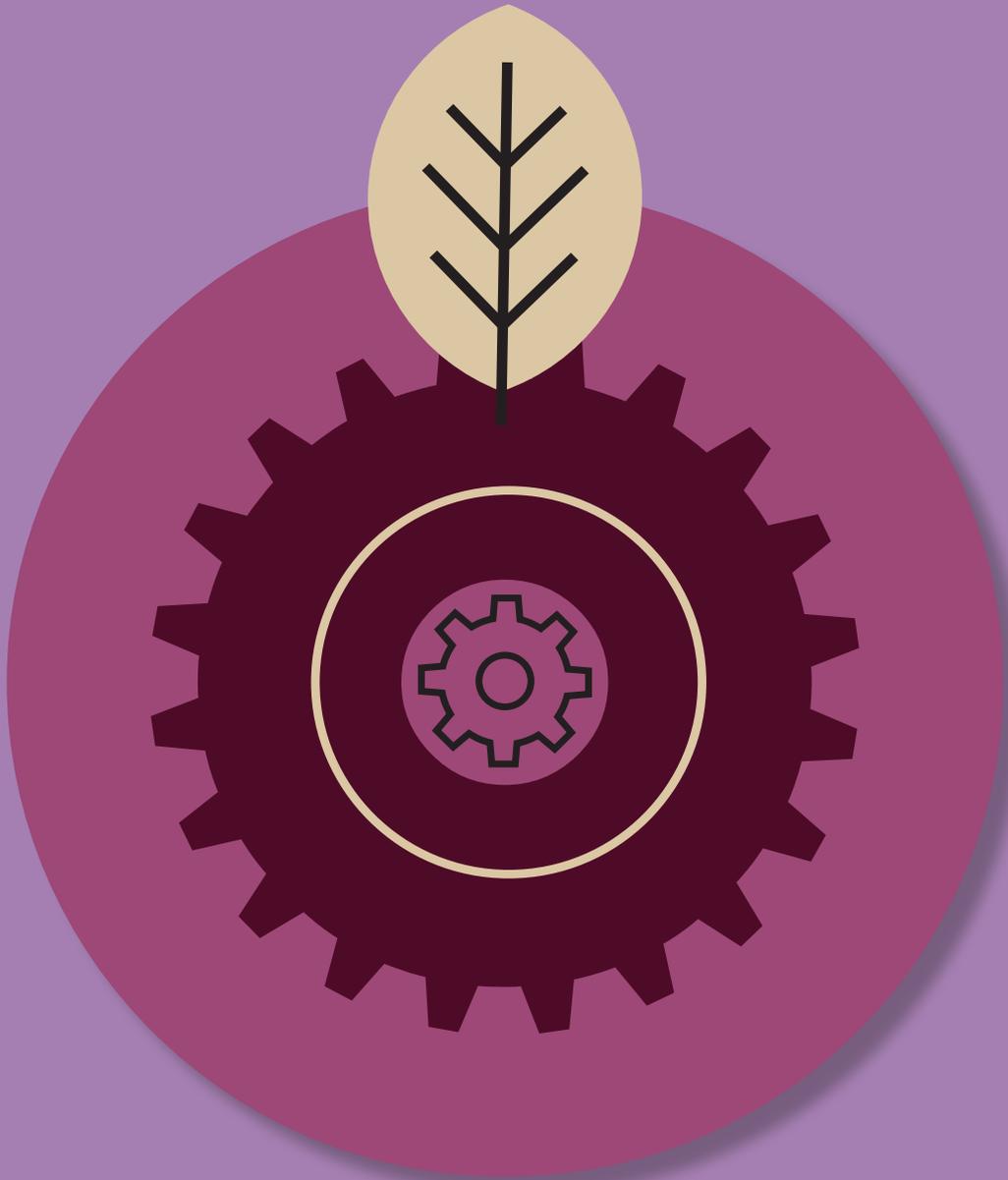
Para lograr ese propósito, el Proyecto se estructura en tres componentes principales con objetivos específicos:

- 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.

AGRADECIMIENTOS

Se agradece a Guillermo Stuhldreher y a Natalia Duarte por su cuidadosa revisión de este documento.



SIGLAS Y ACRÓNIMOS

AGFW: Arbeitsgemeinschaft für Wärme und Heizkraftwirtschaft bzw. Arbeitsgemeinschaft für FernWärme – Asociación Alemana del Calor y de la Energía Eléctrica
CAE: Cogeneración de alta eficiencia
CAMMESA: Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico SA
CC: Certificados de consumo
CEARE: Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética
CEN: Comité Europeo de Normalización
CHP: Combined Heat and Power – Electricidad y calor combinados
CND: Componente nacional declarado
CREG: Comisión de Regulación de Energía Eléctrica y Gas
CT: Central térmica
DVGW: Deutschen Verein des Gas- und Wasserfaches – Asociación Alemana de Gas y Agua
DWA: Deutschen Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall – Asociación Alemana de Agua, Aguas Residuales y Desechos
EEG: Erneuerbare-Energien-Gesetz – Ley de Energías Renovables
EIA: Evaluación de impacto ambiental
ENARGAS: Ente Nacional Regulador del Gas
FAO: Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura
FODER: Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables
FNR: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe – Agencia de Recursos Renovables
FVB: Fachverband Biogas – Asociación Alemana de Biogás
GNC: Gas natural comprimido
GNP: Gas natural a presión
GNV: Gas Natural Vehicular
GSE: Gestor de Servicios de Energía
H₂S: Ácido sulfhídrico o sulfuro de hidrógeno
INTI: Instituto Nacional de Tecnología Industrial
IVA: Impuesto al Valor Agregado (IVA)
MEM: Mercado Eléctrico Mayorista
MINEM: ex Ministerio de Energía y Minería
NAG: Normas argentinas de gas
NEC: National Electrical Code (Código Eléctrico Nacional)
NFPA: National Fire Protection Association – Asociación Nacional de Protección contra el Fuego

SIGLAS Y ACRÓNIMOS

RenovAr: Programa RenovAr

RHI: *Renewable heat incentive*

RSU: Residuos sólidos urbanos

RUT: Reglamento Único de Transporte de Colombia

SA: Sociedad Anónima

SADI: Sistema Argentino de Interconexión

SAGARPA: Secretaría de Agricultura, Ganadería, Desarrollo Rural, Pesca y Alimentación

SE: ex Secretaría de Energía

SENASA: Servicio Nacional de Sanidad y Calidad Agroalimentaria

SNT: Sistema nacional de transmisión de gas de Colombia

SPD-BG: Servicio público domiciliario de gas combustible con biogás de Colombia

SPD-BM: Servicio público domiciliario de gas combustible con biometano de Colombia

Unidades de medida

ct€/kWh: centavos de euro por kilowatt hora

GWh: gigavatio hora

kg: kilogramo

kWh: kilovatio hora

mbar: milibar

mg/m³: miligramo por metro cúbico

MMBtu: millones de BTU

MMm³/d: millones de metros cúbicos por día

MW: megavatio

MWh: megavatio hora

USD/MWh: dólares por megavatio hora

RESUMEN EJECUTIVO

El Programa RenovAr dejó en evidencia la poca competitividad que tienen los proyectos de biogás para generación eléctrica respecto de otras fuentes renovables, como la solar y la eólica. En contraposición, la utilización de biometano como combustible, tanto para consumo domiciliario como para transporte (en sustitución del GLP y otras fuentes fósiles), resulta muy atractiva.

Los países que mayor proporción de biogás transforman en biometano son Suecia (22%), Reino Unido (15%), Holanda (8%) y Suiza (5%). Alemania convierte solo el 1,7%, aunque en valores absolutos tiene la mayor producción de Europa, por su enorme producción de biogás.

Los países que mayor cantidad de plantas de biometano tienen después de Alemania utilizan una parte para la propulsión de vehículos, particularmente autobuses. Suecia es el país con mayor proporción de autobuses que circulan con biometano, gracias a incentivos basados en exenciones impositivas.

La Argentina, particularmente en su zona agropecuaria núcleo, tiene mejores recursos para la producción de biogás que cualquiera de esos países, pero los altos valores de *feed-in tariff* necesarios para su desarrollo indican una limitación para el crecimiento del biogás para generación de energía eléctrica.

En cuanto al biometano, se observa que existen condiciones competitivas para su expansión en dos casos: la utilización como GNC y GNL para el transporte (mediante estaciones de servicio cercanas a las plantas) y el abastecimiento por redes o por gasoducto virtual (a poblaciones cercanas a las plantas y alejadas de los gasoductos troncales, que usan GLP). En ambos casos, un sistema de incentivos basado en la experiencia sueca podría ser suficiente económicamente para el desarrollo de un mercado sostenible.

En función del análisis, el trabajo plantea recomendaciones sobre la definición del mercado, metas de producción y combustibles alternativos, el marco regulatorio, guías ambientales específicas y el desarrollo tecnológico e industrial asociado para desarrollar el uso del biometano en el país.

1.



INTRODUCCIÓN

Si bien en la Argentina existe un gran volumen de recursos y residuos provenientes de la biomasa disponibles y aprovechables para uso energético, para que este sector se desarrolle continúa pendiente la adopción de políticas públicas financieras, regulatorias y ambientales favorables a la inserción de la biomasa y el biogás.

En este contexto, el Proyecto para la promoción de la energía derivada de biomasa (PROBIOMASA) le encomendó al Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética (CEARE) de la Universidad de Buenos Aires (UBA) este informe técnico-analítico sobre una estrategia para promover la incorporación de biometano a la red de gas natural.

Para ello, se analizaron los antecedentes internacionales en tres países (Alemania, Italia y Colombia), considerando su aplicabilidad al caso argentino. Además, se tuvieron en cuenta las experiencias y recomendaciones de otras instituciones que están trabajando en la misma línea en la Argentina.

Como resultado, en este trabajo se describen las políticas públicas necesarias para fomentar la incorporación de biometano en la red de gas natural en la Argentina, identificando la normativa que se requiere para la promoción de los proyectos.

2.



CONCEPTOS RELACIONADOS CON LA INCORPORACIÓN DE BIOMETANO EN LA RED DE GAS NATURAL

2.1 Definiciones

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

Biogás: Es el 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.

Biometano: Es el biogás que se ha sometido a procesos de tratamiento para lograr altas concentraciones de metano que constituyan una mezcla gaseosa conforme a las especificaciones requeridas por las redes y artefactos de gas natural.

Biometano por redes de gas natural: Es el biometano que se inyecta en redes que transportan, por tuberías u otros medios, o distribuyen gas natural para prestar el servicio público domiciliario de gas combustible.

2.2 Usos energéticos del biogás

El biogás puede utilizarse para obtener energía eléctrica, energía térmica o energía mecánica.

Biogás para energía eléctrica

Cuando el biogás es utilizado para la generación de energía eléctrica, los incentivos son los mismos que los que corresponden a los proyectos con biomasa sólida y que actualmente se rigen por la Ley 26190, modificada por la Ley 27191, *Régimen de fomento para el uso de fuentes renovables*.

La Ley 26190 declaró de interés nacional la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables con destino a la prestación de servicio público, como así también la investigación para el desarrollo tecnológico y la fabricación de equipos con esa finalidad. Reglamentada por el Decreto PEN 562/09, esta ley estableció un conjunto de beneficios impositivos aplicables por diez años a las nuevas inversiones en emprendimientos de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, así como una remuneración adicional a pagar durante 15 años por cada kilovatio hora efectivamente generado por las diferentes fuentes que volcaran su energía en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) o que estuvieran destinadas a la prestación de servicio público. Los beneficios impositivos se refieren a obtener la devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado (IVA) correspondiente a los bienes nuevos amortizables o, alternativamente, practicar la amortización acelerada en el Impuesto a las Ganancias; y a la exclusión de la base imponible del Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta. El Estado también se comprometió a promover el otorgamiento de facilidades fiscales por parte de las jurisdicciones provinciales y municipales.

En septiembre de 2015, la Ley 27191 redefinió la meta del régimen de fomento, y estableció como objetivo una contribución de las fuentes renovables del 8% del consumo de energía eléctrica nacional al 31 de diciembre de 2017. Se ampliaron los beneficios impositivos y se estableció que los beneficiarios que en sus proyectos de inversión acreditaran entre un 30% y un 60% de integración de componente nacional en las instalaciones electromecánicas, excluida la obra civil, tendrían derecho a percibir como beneficio adicional un certificado fiscal para ser aplicado al pago de impuestos nacionales, por un valor equivalente al 20% del componente nacional acreditado.

Según el texto, los beneficiarios del régimen, cualquiera sea la fecha en que sus proyectos se inicien y desarrollen, pueden trasladar al precio pactado en los contratos de abastecimiento de energía renovable los mayores costos derivados de los incrementos de impuestos, tasas, contribuciones o cargos nacionales, provinciales, municipales, o de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, que se produzcan con posterioridad.

Además, para estimular las inversiones y promover la producción de energías renovables, la nueva ley estableció que los grandes usuarios (los de consumo igual o superior a 300 kW) deben abastecerse de un 8% de energía renovable en 2017, 12% en 2019, 16% en 2021, 18% en 2023 y 20% en 2025. De no cumplirlo, quedarían sujetos a una penalidad equivalente al costo variable de producción de energía eléctrica correspondiente a la generación cuya fuente de combustible sea gasoil de origen importado, calculado como el promedio ponderado de los 12 meses del año calendario anterior a la fecha de incumplimiento. Con esta medida se apunta a que los grandes consumos contraten volúmenes de energía directamente en el mercado, ya sea con generadores independientes, a través de comercializadores o por medio de la ejecución de proyectos propios.

Por otra parte, se dispuso la conformación del Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER), que brindaría financiación a proyectos de inversión, alimentado por un mínimo de 50% del ahorro efectivo en combustibles líquidos causado por las energías renovables.

En mayo de 2016, la Resolución MINEM 71 puso en marcha la convocatoria abierta para la contratación en el MEM de energía eléctrica de fuentes renovables: Programa RenovAr. Los interesados debían incluir en sus ofertas la solicitud de los beneficios fiscales contenidos

en la Ley 26190 y su modificación. En los proyectos cuya fuente renovable fuera generación con residuos debía darse intervención al ex Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable (actual Secretaría de Gobierno de Ambiente y Desarrollo Sustentable).

La Resolución MINEM 72/2016 aprobó el procedimiento para la obtención del “Certificado de inclusión en el régimen de fomento de las energías renovables”.

Mediante Resolución MINEM 136, de julio de 2016, se convocó la Ronda 1 del Programa RenovAr, con el fin de celebrar contratos de abastecimiento de energía eléctrica renovable del mercado a término, con CAMMESA como comprador en representación de los distribuidores y grandes usuarios del MEM hasta su reasignación en cabeza de los agentes distribuidores y/o grandes usuarios del MEM.

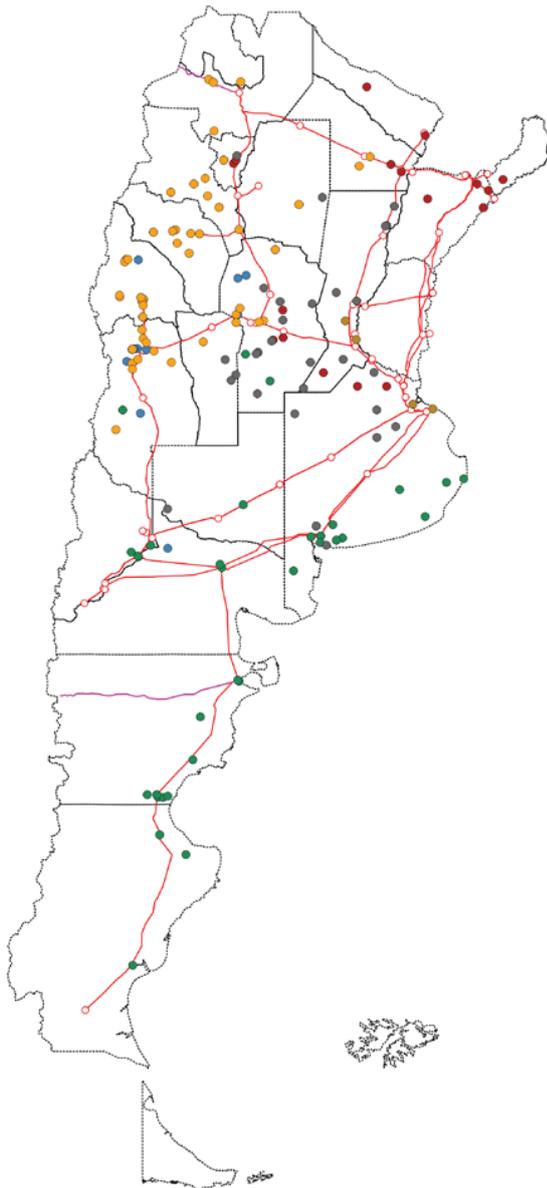
En el marco de la Ronda 1, inicialmente, solo una de las adjudicaciones recayó sobre un proyecto de biogás.¹ Sin embargo, por Resolución MINEM 213/2016 se invitó a los titulares de las ofertas calificadas por las tecnologías biomasa, biogás y pequeños aprovechamientos hidráulicos a bajar el precio y celebrar contratos de abastecimiento por un precio máximo por tecnología. Ese valor tope para biogás se fijó en 160 USD/MW. De este modo se adjudicaron finalmente 6 proyectos de biogás (9 MW) ubicados en las provincias de Córdoba, Santa Fe y San Luis.

En la Ronda 2, se presentaron 36 proyectos de biogás por un total de 71,9 MW (4 de ellos de relleno sanitario por 15,1 MW), menos del 1% del total de potencia ofertada (ver Gráfico 1), que estuvo dominada por las fuentes solar y eólica. De los 36 proyectos de biogás calificaron todos menos uno, lo cual indica que las condiciones de presentación no constituyen una barrera (Gráficos 1 y 2).

En mayo de 2016, se lanzó la convocatoria abierta para la contratación de fuentes renovables en el Mercado Eléctrico Mayorista: el Programa RenovAr. En la Ronda 2 se presentaron 36 proyectos de biogás, por 71,9 MW, de los cuales 35 calificaron.

¹ El oferente Global Green presentó un proyecto de CT biogás en Ricardone, provincia de Santa Fe por 118 USD/MWh y 1,2 MW de potencia asignada.

Gráfico 1. Ofertas recibidas en la Ronda 2 de RenovAr
Fuente. MINEM (2017)



POTENCIA OBJETIVO: 1 200 MW
228 POR 9 391,3 MW

Tecnología	Cantidad de proyectos	Potencia ofertada (MW)
Eólica	58	3 810,5
Solar	99	5 290,6
Biomasa	20	186,6
Biogás	32	56,8
Biogás de relleno sanitario	4	15,1
PAH*	15	31,6
Total	228	9 391,3

* PAH: pequeños aprovechamientos hidroeléctricos

21 provincias

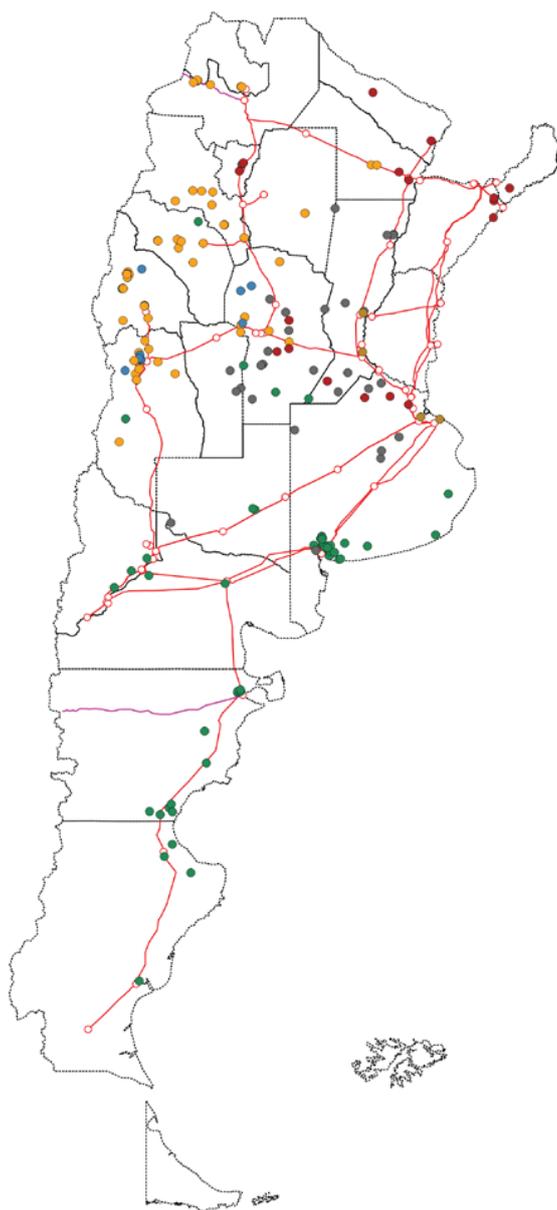
- Buenos Aires
- Catamarca
- Chaco
- Chubut
- Córdoba
- Corrientes
- Formosa
- Jujuy
- La Pampa
- La Rioja
- Mendoza
- Misiones
- Neuquén
- Río Negro
- Salta
- San Juan
- San Luis
- Santa Cruz
- Santa Fe
- Santiago de Estero
- Tucumán

REFERENCIAS

- BG ● BM ● BRS ● EOL ● PAH ● SFV

Gráfico 2. Ofertas calificadas de la Ronda 2 de RenovAr

Fuente. MINEM (2017)



POTENCIA OBJETIVO: 1 200 MW
194 POR 7 630,3 MW

Tecnología	Cantidad de proyectos	Potencia ofertada (MW)
Eólica	53	3 468,5
Solar	76	3 888
Biomasa	17	173,2
Biogás	31	56,2
Biogás de relleno sanitario	4	15,1
PAH*	13	29,3
Total	194	7 630,3

* PAH: pequeños aprovechamientos hidroeléctricos

21 provincias

- Buenos Aires
- Catamarca
- Chaco
- Chubut
- Córdoba
- Corrientes
- Formosa
- Jujuy
- La Pampa
- La Rioja
- Mendoza
- Misiones
- Neuquén
- Río Negro
- Salta
- San Juan
- San Luis
- Santa Cruz
- Santa Fe
- Santiago de Estero
- Tucumán

REFERENCIAS

● BG ● BM ● BRS ● EOL ● PAH ● SFV

Con relación a las ofertas económicas (Cuadro 1), los proyectos de biogás tuvieron valores muy similares, con un mínimo de 150 USD/MWh y un promedio de 156,8 USD/MWh. Los proyectos de biogás de relleno sanitario ofertaron valores algo menores, de 128 y 129,2 USD/MWh, respectivamente. Cabe destacar que los proyectos de biogás para generación eléctrica tienen precios, en general, cuatro veces mayores que los de energía eólica y solar.

En el Cuadro 2 se observa el listado de 20 proyectos de biogás adjudicados por un total de 35 MW sobre los 56 MW ofertados, es decir, cumpliendo en exceso con el objetivo previsto para este tipo de fuente. Como puede observarse, predominan los proyectos en las provincias de Córdoba y Santa Fe, a los que se suman 3 proyectos en la provincia de Buenos Aires, 2 en San Luis y 1 en Tucumán. Los proyectos van desde 0,72 hasta 6 MW, con las potencias de 1, 1,2 y 2,4 MW como las más frecuentes.

Por su parte, se adjudicaron 3 proyectos de biogás de relleno sanitario por un total de 13,1 MW, por debajo de los 15 MW establecidos como meta (Cuadro 3). Este tipo de proyectos de biogás tiende a tener potencias mayores que los anteriores, ya que oscilan entre 3,12 y 5 MW.

Cuadro 1. Resultado de las ofertas económicas de la Ronda 2 de RenovAr

Fuente. MINEM (2017)

Tecnología	Potencia proyectos			Precios
	(MW)			(USD/MWh)
	Objetivo	Calificado	Adjudicable	Mínimo/Promedio
Biomasa	100	173,2	117,2	92 / 106,7
Biogás	35	56,2	35	150 / 156,8
Biogás de relleno sanitario	15	15,1	13,1	128 / 129,2
PAH	50	29,2	20,8	89 / 98,9
Eólica	550	3 468,5	665,8	37,3 / 41,2
Solar	450	3 888	556,8	40,4 / 43,5
Total	1 200	7 630,3	1 408,7	← 66 ofertas

PAH: pequeños aprovechamientos hidroeléctricos

Informe técnico-analítico para una estrategia de promoción de la incorporación de biometano a la red de gas natural

Cuadro 2. Proyectos de biogás adjudicados en la Ronda 2 de RenovAr

Fuente. MINEM (2017)

Tecnología	Potencia proyectos (MW)			Precios (USD/MWh)	
	Objetivo	Objetivo	Adjudicado	Rango	
Biogás	35	56	35	150 - 160	

ID Oferta	Nombre del proyecto	Nombre del socio estratégico	Provincia	Precio ofertado (MW)	Potencia ofertada (USD/MWh)	CND (%)
BG-513	CT Gral. Villegas	Maria Elena SA	Buenos Aires	1,2	160,00	18,60
BG-501	CT Arrebeef Energía	Arrebeef SA	Buenos Aires	1,5	150,00	2,76
BG-500	CT Bombal Biogás	Tanoni Hnos. SA	Santa Fe	1,2	156,00	45,57
BG-510	CT Resener I	Mario Gustavo Pieroni	Buenos Aires	0,72	153,00	40,34
BG-527	CT Citrusvil	Citrusvil SA	Tucumán	3	153,00	1,79
BG-503	CT James Craik	Universum Invenio Limited	Córdoba	2,4	156,00	45,44
BG-505	CT San Francisco	Universum Invenio Limited	Córdoba	2,4	156,00	45,44
BG-502	CT Pollos San Mateo	Pollos San Matero SA	Córdoba	2,4	156,00	45,44
BG-516	CT Bio Justo Daract	Biomass Crop SA	San Luis	1	160,00	35,98
BG-528	CT Jigena I	Cotagro Cooperativa Agropecuaria	Córdoba	1	156,00	32,01
BG-530	CT Del Rey	Silvina Hacen	Santa Fe	1	154,00	0,61
BG-504	CT Recreo	Universum Invenio Limited	Santa Fe	2,4	156,00	45,44
BG-506	CT Bella Italia	Universum Invenio Limited	Santa Fe	2,4	156,00	45,44
BG-519	CT El Alegre Bio	Antiguas Estancias Don Roberto SA	Córdoba	1	160,00	0,00
BG-526	CT Avellaneda	Industrias Juan F. Secco SA	Santa Fe	6	160,00	42,51
BG-529	CT Villa del Rosario	Crops Investments SA	Córdoba	1	159,50	31,83
BG-515	Ampliación Bioeléctrica Dos	Biomass Crop SA	Córdoba	1,2	160,00	19,55
BG-551	CT Don Nicanor	Silvina Hacen	Santa Fe	1	154,00	0,60
BG-520	CT Don Roberto Bio	Antiguas Estancias Don Roberto SA	San Luis	1	160,00	0,00
BG-514	Ampliación 2 Central Bioeléctrica	Biomass Crop SA	Córdoba	1,2	160,00	16,23
Suma/ Promedio				35	156,85	30,3

CND= Componente nacional declarado
CT= Central Térmica

Cuadro 3. Proyectos de biogás de relleno sanitario adjudicados en la Ronda 2 de RenovAr
Fuente. MINEM (2017)

Tecnología	Potencia proyectos			Precios
	(MW)			(USD/MWh)
	Objetivo	Calificado	Adjudicado	Rango
Biogás de relleno sanitario	15	13	13,1	128 - 130

ID Oferta	Nombre del proyecto	Nombre del socio estratégico	Provincia	Potencia ofertada (MW)	Precio ofertado (USD/MWh)	CND (%)
BRS-603	CT ENSENADA	Industrias Juan F. Secco SA	Buenos Aires	5	129,40	51,71
BRS-602	CT GONZALES CATAN	Industrias Juan F. Secco SA	Buenos Aires	5	129,70	43,04
BRS-600	CT RICARDONE II	Martín Alfredo Nacarato	Santa Fe	3,12	128,00	9,69
Suma/ Promedio				13,12	129,18	38,4

CND= Componente nacional declarado
 CT= Central Térmica

Es importante destacar que el CND (componente nacional declarado) promedio de los proyectos de biogás en sus dos variantes, presentados en la Ronda 2, es de 30,3% y 38,4% (aunque en muchos casos se alcanzaron valores del 45%), mientras que el CND promedio de los proyectos eólicos es del 27,8% y el de los proyectos solares es del 20,7 por ciento.

La escasa competitividad económica de los proyectos de biogás para generación eléctrica en relación con otras renovables manifestada en los programas RenovAr, así como las posibilidades de abastecimiento local con biometano a redes de distribución existentes o nuevas, sugiere que la utilización del biometano como combustible, donde la competencia económica es con el gas licuado de petróleo (GLP) o las naftas y no con otras fuentes renovables, resulta una opción particularmente atractiva.

Por otra parte, mientras que el uso de biogás con destino a la generación de energía eléctrica está siendo contemplado en las políticas de la Subsecretaría de Energías Renovables mediante incentivos significativos (cabe observar la diferencia de precio de corte para los distintos tipos de fuentes renovables), no existe aún ningún tipo de incentivo ni previsión respecto de la utilización de biogás como combustible, ni para su incorporación en la red de gas natural.

Biogás como combustible (energía térmica o mecánica)

El biogás también puede utilizarse como combustible, para producir energía térmica (como calor para calefacción, calentamiento de agua, cocción de alimentos o para procesos industriales) y energía mecánica (como en motores de combustión interna para transporte).

En tales casos, aplica la Ley 26093 de biocombustibles, que define como tales el bioetanol, biodiesel y biogás que se produzcan a partir de materias primas de origen agropecuario, agroindustrial o desechos orgánicos, que cumplan los requisitos de calidad que establezca la autoridad de aplicación.

De acuerdo con la Ley 26093, sólo podrán producir biocombustibles las plantas habilitadas que cumplan con los requerimientos en cuanto a la calidad y su producción sustentable, para lo cual los proyectos presentados deberán someterse a un procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental (EIA), que incluya el tratamiento de efluentes y la gestión de residuos.

El biocombustible gaseoso denominado biogás debe utilizarse en sistemas, líneas de transporte y distribución, de acuerdo con lo que establezca la autoridad de aplicación (artículo 11 de la Ley 26093). Por otra parte, el artículo 12 de esta ley establece la obligación del Estado nacional de utilizar biogás sin corte o mezcla. El Decreto reglamentario 109/2007 aclara 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 gas natural.

Con un claro enfoque en el desarrollo del biodiesel, se estableció que los proyectos de radicación de industrias de biocombustibles gozarán de los beneficios de la ley, siempre que cumplan determinados requisitos, entre los que se exige que su capital social mayoritario sea aportado por el Estado nacional, por la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, los Estados provinciales, los municipios o las personas físicas o jurídicas dedicadas mayoritariamente a la producción agropecuaria. La norma también determinó que el cupo fiscal total de los beneficios promocionales se fije anualmente en la respectiva Ley de Presupuesto, así como que se prioricen los proyectos en función de los siguientes criterios: promoción de las pequeñas y medianas empresas; promoción de productores agropecuarios; promoción de las economías regionales. Los beneficios promocionales se refieren a la devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado y a la amortización acelerada en el Impuesto a las Ganancias.

El Decreto reglamentario 109/2007 aclara que quedan sujetas a este régimen las actividades de producción, mezcla, comercialización, distribución, consumo y uso sustentable de biocombustibles. Designa como autoridad de aplicación al ex Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios a través de la Secretaría de Energía. Estas funciones corresponden actualmente al Ministerio de Hacienda, al igual que las cuestiones de índole tributaria o fiscal.

El artículo 3 del Decreto 109/07 dispone para la autoridad de aplicación, entre otras, las siguientes funciones:

- a) *Realizará tareas de difusión y de promoción nacional relativas al uso de los biocombustibles. Suscribirá acuerdos con provincias y municipios a fin de que tales autoridades promuevan o dispongan la utilización de biocombustibles por parte de*

aquellas empresas permisionarias, concesionarias o contratistas que operen en cada jurisdicción.

b) Controlará las actividades y calidad del producto en las etapas de producción, mezcla y comercialización de biocombustibles.

c) Determinará las especificaciones de los biocombustibles, definiendo la calidad necesaria, los parámetros mínimos, sus valores y tolerancias.

d) Dictará la normativa técnica, definirá las condiciones mínimas de seguridad y los requerimientos de tratamiento de efluentes de las plantas de producción, mezcla, distribución y despacho de biocombustibles.

e) Controlará el cumplimiento de los requisitos y la documentación necesaria, y establecerá los formatos de presentación que deberán cumplir tanto las instalaciones que produzcan biocombustibles como el resto de las operaciones involucradas en la cadena comercial (...).

j) Dictará, en el ámbito de su competencia, las normas complementarias que resulten necesarias para interpretar y aclarar el régimen establecido en la Ley 26093 y en el presente decreto.

En consecuencia, la competencia para el dictado de la normativa correspondiente al diseño, emplazamiento, construcción, operación y mantenimiento de plantas de producción de biogás quedaría en la órbita de la actual Secretaría de Gobierno de Energía.

Por otra parte, el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) es responsable de fijar la normativa técnica y de seguridad para las actividades de transporte, distribución y almacenamiento de biogás. El ENARGAS debería redactar las Normas argentinas mínimas de seguridad (NAG) para el biogás, sobre la base de las normas referidas al gas natural y eventualmente como adaptación de otras disposiciones operativas y de seguridad internacionales referidas al transporte, distribución, almacenamiento y uso del biogás.

2.3 Marco regulatorio

Conforme a lo anticipado, el Decreto 109/2007 establece que la autoridad de aplicación definirá, cuando lo considere oportuno, las condiciones en las cuales el biogás podrá integrarse a una red de gas natural. Ello indica que es la Secretaría de Gobierno de Energía la que tiene la potestad de incentivar y de fijar condiciones económicas y comerciales para la incorporación del biogás a la red. No obstante, todos los aspectos técnicos y de seguridad son competencia del ENARGAS, por aplicación del artículo 21 de la Ley 24076 del Marco Regulatorio del Gas Natural.

En consecuencia, para la formulación y aplicación de una política pública de incorporación de biogás o biometano en la red de gas natural, se recomienda el trabajo conjunto de los cuadros técnicos de ambos organismos. Una resolución ministerial debería declarar la importancia estratégica de fomentar la incorporación del biogás a la red, y establecer mecanismos de incentivos, subsidios o compensaciones para los productores de biogás que presenten proyectos de suministro a largo plazo. Y, por resolución del ENARGAS y las correspondientes normas NAG, se deberían establecer las condiciones técnicas, de calidad y seguridad. En las secciones siguientes se analizarán ambos aspectos.

2.4 Condiciones técnicas

El biogás es una mezcla de metano y otros gases que varía en su composición dependiendo de la materia prima (sustrato) utilizada en su producción. Esa composición interfiere en el tratamiento y uso, debido al comportamiento diferenciado de los gases en su transformación.

Para poder inyectar el biogás en la red de gas natural o emplearlo como combustible para vehículos es preciso depurarlo, lo que significa quitarle el dióxido de carbono, con lo que se incrementa el porcentaje de metano, normalmente por encima del 96%, para cumplir con los estándares de calidad del gas natural.

Una vez depurado el biogás, se puede tanto inyectarlo a la red como proceder a su compresión o licuefacción, que permite su almacenamiento y transporte, para utilizarlo en lugares distantes de los centros de producción.

El biometano puede obtenerse a partir de la depuración del biogás generado por digestión anaeróbica, o bien a partir del lavado del gas de síntesis generado en la gasificación de la biomasa, siendo 100% renovable. También se incluye el metano del proceso *power-to-gas*, cuando la energía eléctrica utilizada se ha generado a partir de fuentes renovables y el hidrógeno se convierte biológicamente en metano en el digestor, conjuntamente con el dióxido de carbono.

La tecnología de membranas es una de las más usadas para convertir el biogás en biometano. Este proceso se denomina también *upgrading* y consiste en membranas de polímeros que extraen el dióxido de carbono del biogás antes de inyectarlo en las redes de gas o utilizarlo como biocombustible en el transporte.

Antes de proceder a la remoción del dióxido de carbono, el biogás debe ser secado y depurado de H₂S (ácido sulfhídrico) y otros contaminantes que pueden dañar las membranas. Estos se remueven mediante la utilización de un doble filtro de carbono activo. El agua se elimina enfriando el biogás a aproximadamente 5° C. Después de este pretratamiento, el biogás es comprimido mediante membranas. El calor del secado del biogás, el calor generado por el compresor y el calor del enfriamiento del gas después de la compresión pueden recuperarse mediante la utilización de un sistema de recuperación de calor, de modo que se requiera menos energía en el proceso. Para la separación del dióxido de carbono pueden utilizarse membranas en dos o tres etapas. El gas de cada etapa es recirculado para obtener la máxima eficiencia (>99,5%) y la mínima pérdida de metano (<0,5%). Estas tecnologías están patentadas y tienen un costo que hasta el presente carece considerablemente la incorporación de biometano a la red.

RenovAr puso de manifiesto la escasa competitividad económica de los proyectos de biogás para generación eléctrica respecto de otras renovables. En cambio, la utilización del biometano como combustible, en competencia con el GLP o las naftas, resulta atractiva.

3.



SITUACIÓN ACTUAL DE LA PRODUCCIÓN Y USO DE BIOMETANO EN LA ARGENTINA

3.1 Plantas de biogás en la Argentina

En 2015, el Proyecto para la promoción de la energía derivada de biomasa, a través de una Carta de acuerdo con el Instituto Nacional de Tecnología Industrial (INTI), apoyó la finalización de un diagnóstico nacional sobre la situación de la biodigestión anaeróbica en el país, en el que se identificó la existencia de 105 plantas de producción de biogás (FAO, 2018). Sobre ese universo, se realizó un relevamiento de 62 plantas, ubicadas en 11 provincias argentinas, la mayoría en Santa Fe (27%), Buenos Aires (18%) y Córdoba (10%). Las plantas fueron clasificadas, según su escala, en grandes (más de 1 000 m³), medianas (entre 100 y 1 000 m³) y pequeñas (menos de 100 m³). Más del 40% de las plantas relevadas calificó como grande. En el sector privado, el 65% de las plantas eran grandes y, en el sector público, sólo el 20%. Las cooperativas operaban plantas medianas y las ONG solamente plantas pequeñas. El 52% de las plantas correspondía al ámbito rural, el 41% al urbano y el 6% a parques industriales. Sin embargo, un bajo porcentaje de las instalaciones relevadas (todas del sector privado) tenía fines netamente energéticos. En el sector público (municipios), las plantas de biogás se utilizan principalmente para el tratamiento de residuos (tratamiento de efluentes cloacales y valorización de la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos, RSU).

Entre las principales plantas, cabe destacar el proyecto de ENARSA para la generación de 50 MW por combustión de residuos urbanos de la Cuenca Matanza-Riachuelo y la generación con biogás a partir del metano captado del relleno sanitario que posee el CEAM-SE en Campo de Mayo. Mediante este proceso se instalaron dos centrales a biogás: San Martín Norte III-A, con una potencia total de 5,1 MW, y San Miguel Norte III-C, de 11,5 MW, que se encuentran en operación comercial desde 2012.

Otros proyectos con destino a generación de energía son:

- Tecsan Ingeniería Ambiental (Grupo Roggio): José L. Suárez, Buenos Aires. Producción de biogás y generación de energía eléctrica a partir de RSU, 10 MW, interconectado al SADI.

- Cooperativa Agrícola Mixta de Montecarlo: Montecarlo, Misiones. Producción de biogás y energía térmica a partir de mandioca, 400 kW.
- Avícola Las Camelias SA: San José, Entre Ríos. Producción de biogás y energía térmica, 273 m³/hora. Industria avícola.
- Molinos Juan Semino SA: Carcarañá, Santa Fe. Producción de biogás y energía térmica, 10 MW. Cereales y oleaginosas.
- Compañía Argentina de Levaduras SAIC: Calsa, Tucumán. Producción de biogás y energía térmica. Industria de levaduras.
- Citrusvil SA: Cevil Pozo, Tucumán. Producción de biogás y energía térmica. Industria cítrica.
- Quilmes SA: Zárate, Buenos Aires. Producción de biogás y energía térmica. Industria alimentaria.
- Biometanos del Sur: Marcos Paz, Buenos Aires. Producción de biogás y energía térmica. Industria porcina.
- Granja Porcina Lartirigoyen: La Dorita, La Pampa. Producción de biogás y energía térmica. Industria porcina.
- Papas McCain: Balcarce, Buenos Aires. Producción de biogás y energía térmica. Industria alimentaria.

A estos proyectos deberán sumarse los indicados en el Cuadro 2 y Cuadro 3.

Cabe destacar que, hasta el presente, ninguna de las plantas de producción de biogás existentes incorpora biometano a la red de gas natural.

3.2 Principales barreras

Las barreras que enfrenta la incorporación de biometano a la red de gas natural de la Argentina son las mismas que presenta la producción y uso de biogás en general: barreras de orden tecnológico, económico y normativo.

- **Barreras tecnológicas:** las que surgen del análisis del relevamiento realizado por el INTI consisten en falencias técnicas de las instalaciones, que inciden en el bajo rendimiento de la producción de biogás. En pocos casos los materiales empleados en la construcción de las plantas responden a los requerimientos técnicos del proceso. El 65% de las instalaciones son de mezcla completa y lagunas, con problemas para la agitación del sustrato y el mantenimiento de la temperatura de la instalación. Además, la necesidad de convertir el biogás en biometano para incorporarlo a la red implica un obstáculo físico/tecnológico que en la práctica genera un mayor costo económico. Podría existir una solución alternativa, en la que el biogás sea incorporado en una red exclusiva, en la que no deba mezclarse con la corriente de gas natural y, por lo tanto, no se requiera un aumento del poder calorífico del fluido.
- **Barreras económicas:** se refieren a que durante mucho tiempo el país ha tenido subsidios generalizados al consumo de energía de fuentes fósiles. Una vez eliminados dichos subsidios (proceso actualmente en ejecución) subsiste como barrera el mayor costo de la producción de biometano comparado con la producción de gas natural.

Sin embargo, así como el gobierno ha decidido, para fomentar el desarrollo del recurso gasífero en Vaca Muerta, otorgar un precio de 6,80 USD/MMBtu para el gas natural (por un período determinado) por considerarlo un recurso estratégico más allá de su competitividad real con el gas natural licuado (GNL) importado, con mucha más razón

debería establecerse un sistema de precios que permita el desarrollo del biometano como competidor del GLP y de las naftas en aquellas regiones donde llegar con el gas natural puede resultar dificultoso por las distancias entre los centros de producción y los centros de consumo.

Las razones estratégicas para impulsar la utilización del biometano son las siguientes:

- Desde el punto de vista ambiental, la digestión anaeróbica contribuye en forma positiva en la gestión integral de los residuos.
- Es posible un abastecimiento en forma continua sin estar afectado por condiciones climáticas de variación diaria, como ocurre en el caso de las fuentes eólica y solar.
- Tiene un doble efecto de mitigación de la generación de gases de efecto de invernadero: reemplaza combustibles fósiles y convierte en energía los residuos forestales, agropecuarios, industriales y urbanos, que de otra manera emitirían al ambiente grandes cantidades de metano (21 veces más perjudicial que el CO₂ desde el punto de vista del efecto invernadero).
- Evita otros efectos adversos como la contaminación visual, de suelos y de napas, y la ocupación de espacios con basurales y desperdicios.
- Genera subproductos de valor económico para ser utilizados en la producción como fertilizantes.
- A diferencia de los productores de gas natural, que constituyen necesariamente grupos de poder económico concentrado debido a los niveles de inversión requeridos, la producción de biometano genera gas a través de emprendimientos pequeños y distribuidos, directamente relacionados con la actividad agropecuaria.

Por otra parte, podría ser económicamente competitiva la utilización del biometano producido localmente como energía térmica y combustible en zonas aisladas alejadas de los gasoductos troncales, mediante su transformación a gas natural licuado (GNL) y transporte a cortas distancias con camiones. En este caso, debería compararse su viabilidad económica contra el abastecimiento por GLP.

- **Barreras normativas:** se destaca la falta de un marco regulatorio para la habilitación de plantas de producción de biogás, incluyendo la normativa técnica y de seguridad para las plantas.

También existen barreras regulatorias en cuanto a la gestión de residuos con recuperación energética. Las ciudades tienen una gran potencialidad para proyectos de biogás a partir del tratamiento de RSU. Sin embargo, en algunas grandes ciudades, como Buenos Aires y Santa Fe, la normativa está enfocada en la prevención de la generación de residuos y otorga pocas herramientas para su revalorización. Por otra parte, la cercanía de la fuente de biogás a las ciudades, en este caso, facilitaría el ingreso como biometano a la red de distribución, siendo necesario introducir cambios en el sistema regulatorio para introducirlo a baja presión.

Para resolver las barreras señaladas, habría que buscar soluciones tecnológicas y normativas orientadas a promover la inyección distribuida de biometano, incentivar proyectos de autoabastecimiento de GNC (gas natural comprimido) de biometano para transporte en las zonas agropecuarias y, en general, desarrollar políticas para la valorización de los residuos como subproductos de una actividad que pueden ser insumo o combustible para otra actividad y no solamente para la generación de energía. Todo esto se abordará como conclusión y recomendaciones del presente informe.

FOMENTO DE LA INCORPORACIÓN DE BIOMETANO A LA RED DE GAS NATURAL EN OTROS PAÍSES

Según datos de la European Biogas Association (EBA), a fin de 2015, en Europa había 459 plantas de biometano. La lista es liderada claramente por Alemania, con 185 instalaciones, seguida del Reino Unido y Francia, que en 2015 añadieron 43 y 12 nuevas plantas, respectivamente. La capacidad de generación superaba los 6 millones de metros cúbicos por día (MMm³/d).

El biometano producido es casi en su totalidad inyectado en redes de gas natural y utilizado para generar electricidad y calor (CHP, *combined heat and power*), aunque se está extendiendo cada vez más su uso como combustible para transporte. En Suecia, el uso de biometano como combustible mediante GNC ya ha superado al GNC de gas natural, con una participación de mercado del 57 por ciento.

Cabe destacar que también en Europa se mantienen ciertas barreras para el desarrollo del biometano. La EBA identificó, como principales inhibidores del completo desarrollo del biometano, los siguientes:

- **Insuficientes incentivos fiscales.** Los actuales planes nacionales de apoyo establecidos para las energías renovables tienden a limitarse a la “electricidad verde” mientras que el “gas verde” se queda a menudo fuera de dichos sistemas. Además, los regímenes fiscales en Europa deberían ofrecer para el biometano incentivos similares a los que hay para otros combustibles líquidos (sobre la base de unidades de energía). La EBA reclama que la futura Directiva sobre Fiscalidad de la Energía, así como los regímenes de ayudas, reconozcan el importante papel que juega el biometano en la descarbonización del sector de la energía en Europa.
- **Falta de cooperación transfronteriza.** Las diferentes normas técnicas y sistemas de certificación, así como la reticencia de los Estados Miembros para aprovechar los mecanismos de cooperación de la Unión Europea, establecidos en la Directiva de Energías Renova-

bles, impiden el desarrollo de un comercio transfronterizo. Dentro del proyecto de la Unión Europea *GreenGasGrids*, EBA contribuye a la creación de una plataforma para registrar el biometano a nivel nacional, que ayude a eliminar las barreras entre fronteras. Según EBA, la Unión Europea debería apoyar con todos los medios disponibles la cooperación entre países, lo que además impulsaría el mercado interno de la energía.

- **Falta de una normativa común europea sobre la calidad del gas para acceder a la red.** Todos los países que inyectan biometano en la red de gas han desarrollado normas de calidad nacionales, que desafortunadamente difieren considerablemente entre ellas. El grupo de trabajo CEN (Comité Europeo de Normalización) TC408, que recibió el mandato de la Comisión Europea en 2010 y está asesorado por la EBA, está colaborando en el desarrollo de las normas en la Unión Europea para la inyección en la red y el uso como combustible para vehículos.
- **Insuficiente infraestructura para los combustibles GNC y GNL para vehículos.** En la mayor parte de Europa no son suficientes la red de estaciones de servicio de gas ni el número de vehículos propulsados por gas. La EBA celebró las medidas introducidas en la Comisión Europea para una energía limpia para el transporte (*European Commission's Clean Power for Transport Package*), con el objetivo de fomentar la infraestructura europea del gas.
- **Falta de reconocimiento político.** A nivel nacional, sólo unos pocos Estados Miembros han establecido objetivos específicos para el biometano. Incluso a nivel europeo, rara vez se menciona el biometano de forma explícita en documentos políticos o legislativos; habitualmente está incluido en términos de gas natural o biocombustibles, e incluso es ignorado en modelos de trabajo y evaluaciones de impacto. La falta de reconocimiento político es en gran medida consecuencia del desconocimiento: la EBA, junto con sus socios, continúa constantemente informando a los responsables políticos de la producción y uso del biometano.

4.1 Alemania

Alemania es la primera potencia europea en este sector, con 10 800 plantas de producción de biogás, 185 plantas de biometano y 29 000 GWh de generación eléctrica a partir de biogás/biometano (EBA, 2015). El país apunta a suplir con biogás el 6% del consumo de gas natural hacia 2020 (con un consumo total de gas natural de 220 MMm³/d, esto equivale a una producción de biogás de 13 MMm³/d). Además, la industria alemana del GNC cumple un compromiso voluntario de incluir un 10% de bio-GNC en el gas que utilizan los automóviles.

El fomento de la incorporación de biogás y biometano a la red de gas natural se implementa a través de tarifas preferenciales (*feed-in tariffs*) y bonos, establecidos de acuerdo con la Ley de Fuentes de Energía Renovable (EEG). Para poder acceder a los incentivos de la ley, una vez que la planta está en operación, el operador debe cumplir con todos los requisitos relevantes, operar la planta según las disposiciones de la EEG y proporcionar todas las certificaciones necesarias.

Los buenos resultados del modelo alemán, con sus ajustes regulatorios (EEG 2004, EEG 2009, EEG 2012, PV-Novelle, EEG 2014), justificaron que otros países adoptaran este sistema de *feed-in tariffs*, por el que se ofrecen contratos de largo plazo a todos los pro-

ductores de energías renovables, sin discriminaciones. Como los precios de la energía se basan en los costos, los proyectos operados en forma eficiente alcanzan una tasa de retorno razonable (entre el 5 y el 10%). No obstante, debido al alza en los precios de la energía, desde 2012 en adelante el sistema de remuneraciones alemán se fue modificando. Se espera que en especial los nuevos generadores contraten a precios de mercado. Se definieron metas (cupos) por tecnologías y se realizarán subastas para cada tipo de tecnología.

La EEG dio un importante impulso al biogás como fuente renovable de energía eléctrica. Los operadores de plantas de generación eléctrica con biogás tienen preferencias de acceso y de retribución respecto de los generadores convencionales. Se conectan prioritariamente a la red y reciben una tarifa preferencial por un período de 20 años. El nivel de la tarifa se determina según el tamaño de la planta, la fecha de puesta en marcha y los insumos. Hay también una serie de bonos que han incentivado el desarrollo del sector.

En el Anexo I de este Informe se resumen los principales elementos de la EEG de Alemania para el fomento de la incorporación de biometano como fuente de generación eléctrica (GIZ, 2013).

Ordenanza de Acceso a la Red de Gas

Los incentivos a la incorporación de biometano en la red de gas natural se rigen principalmente por la Ordenanza de Acceso a la Red de Gas (Gas NZV). El biometano tiene acceso prioritario a las redes de gas natural de Alemania. 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 biogás. A quienes inyecten biogás a la red se les concede mayor flexibilidad (25%) en materia de desbalances anuales.

Calidad

En cuanto al acondicionamiento del biogás para su inyección a la red, la ley alemana prescribe la eliminación de agua, sulfuro de hidrógeno (H_2S) y dióxido de carbono (CO_2) y la adaptación del poder calorífico del biogás para convertirlo en biometano. Queda a cargo del titular del proyecto el cumplimiento de las especificaciones técnicas y de calidad del biogás a inyectar para alcanzar las especificaciones G 260 y G 262 de la Asociación Alemana de Gas.² 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). Las emisiones de metano durante el proceso de conversión no deben superar el 0,2% del volumen correspondiente.

El Cuadro 4 muestra las condiciones de calidad que se exigen para la incorporación del biogás a la red.

Conexión a la red

El marco legal para el suministro de gas a la red se ha mejorado mucho gracias a la reforma de la Ordenanza sobre el Acceso a la Red de Gas (Gas NZV) y la Ordenanza sobre las Tarifas de la Red de Gas (Gas NEV). Las ordenanzas detallan en particular los siguientes puntos.

² Las normas más importantes relativas a la composición y las características de combustión son las fichas técnicas de la Asociación Alemana para el Gas y el Agua (DVGW): G 260 "Naturaleza o composición del gas", G 262 "Uso de gases producidos mediante un proceso renovable" y G 685 "Facturación del gas".

Cuadro 4. Alemania: Propiedades del biogás antes y después de su depuración para inyección a la red

Fuente. PSE PROBIOGAS (2007)

Parámetro	Unidad	Biogás crudo	Biogás depurado	
			sin H ₂ S	sin H ₂ S CO ₂ H ₂ O
CH ₄	%	60	61,4	98
CO ₂	%	37	37,7	≤2
H ₂ O	g/m ³	>13,5	6,36	0,05
H ₂ S	mg/m ³	500	≤5	≤5
Temperatura	°C	36	4	4
Poder calorífico	kWh/m ³	6,62	6,78	10,8
Densidad	kg/m ³	1,17	1,19	0,72
Índice de Wobbe	kWh/m ³	6,92	7,03	14,4

- **Conexión prioritaria a la red:** El operador de la red de gas está obligado a dar prioridad de conexión a las plantas que procesan y suministran biogás a la red. Siempre que la misma sea técnica y físicamente capaz de recibir las cantidades de gas inyectadas, el operador no puede rehusarse a recibir el gas.
- **Propiedad y costo de conexión a la red:** El proveedor tendrá que pagar solamente € 250 000 de los costos de capital de conexión a la red, incluyendo el primer kilómetro de tuberías de conexión a la red pública de gas natural. Si la longitud de la tubería de conexión excede un kilómetro, el operador de la red pagará 75% de los costos adicionales hasta una longitud de 10 kilómetros. La conexión a la red se convierte en propiedad del operador de la red, que tiene que pagar por todo el mantenimiento y los costos operativos permanentes, y también debe garantizar una disponibilidad mínima de 96 por ciento.
- **Balance del suministro de biometano:** Es necesario que se mantenga el balance entre el gas suministrado y el gas transportado de acuerdo con las reglas de la industria del gas. La ordenanza Gas NZV promueve grupos especiales de balanceo de biogás con un rango de flexibilidad mayor del 25% y un período de balanceo de 12 meses. De este modo, es posible utilizar el biogás suministrado a una unidad de CHP³ para calor,

³ Biogás CHP (o cogeneración) es la utilización de biogás, típicamente en un motor a biogás, para la producción de electricidad y calor útil, de alta eficiencia.

sin que el suministro tenga que devolverse en los meses de verano de acuerdo con el régimen operativo de CHP.

Bonos

El biogás, especialmente en su fase de producción, recibe ciertos bonos que están basados en la Ley de Fuentes de Energía Renovable (EEG), cuya estructura se puede observar en el Cuadro 5.

• Bono NawaRo

Es un bono para el uso de recursos renovables con el fin de compensar el gasto financiero mayor asociado con el uso de biomasa, especialmente en plantas relativamente pequeñas, en las que la operación con tales recursos renovables a menudo no sería económica sin un incentivo financiero adicional.

El bono NawaRo está constituido por varios bonos diferentes, a veces graduados de acuerdo con la capacidad de la planta, que, por un lado, depende del tipo del sustrato utilizado y, por el otro, del tipo de generación de energía eléctrica.

El bono NawaRo se otorga generalmente para una capacidad de hasta 5 MW e, independientemente del tipo de biomasa renovable utilizada, para plantas puestas en marcha en 2011.

El operador de la planta debe mantener un registro de los materiales de insumo, que muestre en detalle el tipo, cantidad y origen de la biomasa utilizada. LA EEG proporciona una lista de sustratos clasificados y que no califican como cultivos energéticos en una lista positiva no exhaustiva.

El derecho al bono NawaRo es aplicable solamente a la proporción de electricidad que se genera realmente a partir de los recursos renovables. La proporción de electricidad elegible para el bono debe determinarse sobre la base de los rendimientos legales estándar de biogás de los subproductos puramente basados en plantas verificados por un experto medioambiental.

• Bono de bosta

El propósito de este bono es asegurar un uso más eficiente de las heces del ganado para la producción de biogás y reducir su aplicación no tratada, emisora de metano en los campos.

El bono se paga por una capacidad de planta de hasta 500 kW solamente. Este límite se fija para evitar el posible transporte de grandes cantidades de bosta a lo largo de grandes distancias.

Además, se paga de acuerdo con una escala descendente. Las plantas que tienen una capacidad mayor pueden exigir el bono de manera prorrateada.

Una condición previa para el pago de este bono es que la bosta en todo momento represente al menos 30% de la masa de los sustratos utilizados para producir el biogás. Este umbral debe respetarse en todo momento. Esta proporción se determina sobre la base de la masa total de procesamiento de la biomasa en la planta y la masa se determina por peso.

Cuadro 5. Alemania: Tarifas de energía eléctrica y bonos para proyectos de 2011**Fuente.** GIZ (2013).

	Producción de la planta según la definición de la Sección 18 inciso 2 de la EEG	Tarifas en centavos por kW (puesta en marcha en 2011)
Tarifa básica de la electricidad proveniente de la biomasa	hasta 150 kW	11,44
	hasta 500 kW	9
	hasta 5 MW	8,09
	hasta 20 MW	7,63
Bono de calidad del aire	hasta 500 kW	0,98
Bono NawaRo	hasta 500 kW	6,86
	hasta 5 MW	3,92
Bono de bosta	hasta 150 kW	3,92
	hasta 500 kW	0,98
Bono de manejo del paisaje	hasta 500 kW	1,96
Bonos de CHP	hasta 20 MW	2,94
Bono de tecnología	hasta 5 MW	1,96 / 0,98b

a. De acuerdo con el memorando explicativo de la ley, las tarifas especificadas en la EEG se añaden primero, luego se reducen por la tasa de disminución gradual anual del 1% y finalmente se redondean a dos puntos decimales. Por lo tanto, en los casos individuales, la tarifa aplicable puede diferir del total de las tarifas especificadas aquí.

b. La cifra menor se aplica a las plantas de procesamiento de gas con una capacidad máxima de más de 350 m³ normales hasta un máximo de 700 m³ normales de gas crudo procesado por hora.

La base para verificar el cumplimiento permanente de esta proporción mínima es el registro de sustancias utilizadas, que debe mantener obligatoriamente el operador de la planta. La verificación misma debe presentarse una vez al año, antes del 28 de febrero del año subsiguiente, mediante un informe de experto preparado por un verificador ambiental.

Las plantas que utilizan gas proveniente de una red de gas para generar electricidad no tienen derecho al bono. Esto se relaciona en particular con el uso del gas natural clasificado como un biometano y tomado de la red de gas natural. Dichas plantas operadas con intercambio de gas sólo reciben el bono NawaRo general.

- **Bono de manejo del paisaje**

Se paga por utilizar recortes, material de poda y otros provenientes del mantenimiento del paisaje. El bono de manejo del paisaje crea una opción de utilización para estas sustancias residuales mientras que al mismo tiempo reduce la competencia por tierras en el sector de la biomasa, en línea con las intenciones del legislador.

Los detalles de los requisitos individuales para el derecho a este reciente bono son todavía materia de discusión. La Cámara de Compensaciones de la EEG completó su proceso de recomendaciones 2008/48 relativo a este bono, que establece una definición amplia de la expresión “residuos del manejo del paisaje”. De acuerdo con esto, el peso de la masa fresca es el valor de referencia clave para evaluar si una planta usa “principalmente” material de manejo del paisaje, es decir, por encima del 50 por ciento.

A diferencia de la situación con el bono de bosta, la EEG no estipula explícitamente que los requisitos para el bono de manejo del paisaje deban cumplirse en todo momento.

- **Bono de calidad del aire**

El objetivo de este bono es reducir las emisiones carcinogénicas de formaldehído que se producen cuando se combustiona el biogás en las unidades de CHP, alentando el uso de motores de baja emisión.

No se paga a plantas que generan electricidad a partir de biometano “virtual” (el cual, de acuerdo con las disposiciones de la EEG, se inyecta en un punto de la red de gas y se extrae en otro), sino que se restringe a las plantas de biogás que pueden recibir autorización según la Ley de Control de la Contaminación de Alemania.

La planta que genera electricidad a partir de biogás requiere un permiso de acuerdo con la legislación de control de la contaminación.

La instalación de un almacenamiento de digestato debe contar con una cubierta a prueba de fugas de gas y las otras instalaciones que consumen gas deben tener dispositivos en previsión de mal funcionamiento eventual o superproducción.

Los niveles de emisión a partir de los que el operador de una planta puede recibir el bono son motivo de discusión. La ley dispone que deben cumplirse “los límites de formaldehído establecidos en línea con el requisito de minimizar las emisiones estipuladas en las Instrucciones Técnicas sobre el Control de la Calidad del Aire”.

La autoridad responsable fija los límites relevantes en la notificación de licencia emitida de acuerdo con las Instrucciones Técnicas sobre el Control de la Calidad del Aire, de acuerdo con las cuales el formaldehído en el gas de escape no debe exceder una concentración de masa de 60 mg/m³, pero también debe tenerse en cuenta el requisito de minimizar las emisiones. De acuerdo con una decisión del Grupo de Trabajo Federal/Estadual sobre el control de la contaminación del 18 de setiembre de 2008, la notificación oficial exigida para verificar el cumplimiento de los límites se emite sólo si las emisiones de formaldehído no exceden los 40 mg/m³.

La certificación oficial de cumplimiento de los límites de formaldehído se otorga al operador luego de la presentación del informe de emisiones ante la autoridad respon-

sable. Luego, la certificación puede presentarse al operador de la red como prueba de cumplimiento.

- **Bono de CHP**

Este bono es un incentivo financiero para la utilización del calor residual que surge en la generación de electricidad.

Para que el operador pueda solicitarlo, la planta no solamente debe producir electricidad por cogeneración (calor y energía combinados), sino que también debe tener una estrategia significativa para la utilización del calor residual.

Respecto de la electricidad de la cogeneración, la EEG se refiere a la Ley de Calor y Energía Eléctrica Combinados, según la cual la planta debe simultáneamente convertir el insumo de energía en electricidad y en calor útil.

Para instalaciones de CHP producidas en serie con una capacidad de hasta 2 MW, el cumplimiento de este requisito puede demostrarse por medio de documentación apropiada del fabricante que muestre la producción térmica y eléctrica y la ratio de energía eléctrica a calor.

Para plantas con una capacidad de más de 2 MW, se debe presentar prueba de que cumplen los requisitos del Código de Práctica FW 308 de la Asociación Alemana del Calor y de la Energía Eléctrica (AGFW, por sus siglas en alemán).

El informe experto de un verificador ambiental aprobado debe proporcionar la certificación de que el calor se ha utilizado en línea con la lista positiva y que los combustibles fósiles han sido reemplazados junto con indicación de la inversión adicional de capital.

En términos legales, el gas natural utilizado en la unidad de CHP se clasifica como biogás siempre y cuando cumpla con las condiciones establecidas en la sección 27 inciso 2 de la EEG. La primera condición es que la cantidad de gas que se saca de la red para producir electricidad debe ser térmicamente equivalente a la cantidad de gas de biomasa que se suministra en otro punto de la red. Basta que las cantidades sean equivalentes al final del año calendario.

Otro requisito para tener derecho al pago es que la planta de CHP utilice sólo biometano. En este caso, el principio de exclusividad significa que no es posible alternar la operación entre gas natural convencional y biogás. Más bien, el operador de la unidad de CHP debe asegurar que, al final del año calendario, se haya suministrado en algún otro punto de la red de gas una cantidad de biogás equivalente a la cantidad de gas realmente utilizada y se la haya asignado a su unidad de CHP. De otro modo, el operador se arriesga a perder todo su derecho a recibir la tarifa de la EEG.

Para tener derecho a la tarifa debe ser realmente posible asignar la cantidad de gas suministrada a una determinada unidad de CHP. A falta de transporte físico, es esencial que haya una relación contractual entre el proveedor y el operador de la unidad de CHP. Además de un simple contrato de suministro, según el cual las cantidades de biometano son entregadas al operador de la unidad de CHP, también es posible celebrar otras relaciones contractuales que incluyan mayoristas, certificados transables o un registro centralizado de biometano.

El proveedor de biogás debe asegurar que el carácter biogénico del biometano suministrado no se comercialice dos veces, sino que siempre se asigne exclusivamente a una unidad de CHP.

- **Bono de tecnología**

Crea un incentivo financiero para utilizar tecnologías y sistemas innovadores que son particularmente eficientes en el uso de la energía y que tienen por lo tanto un impacto reducido en el medio ambiente y el clima. Este bono se paga por el uso de biogás que se ha procesado hasta alcanzar la calidad de gas natural, así como por el uso de tecnología de planta innovadora para la generación de electricidad. Se incentiva el procesamiento de gas cuando se cumplen los siguientes criterios: las emisiones de metano máximas son de 0,5% durante el procesamiento; el consumo de energía para procesamiento no excede 0,5 kWh por metro cúbico normal de gas crudo; todo el calor para el procesamiento y la producción de biogás se entrega desde fuentes de energía renovable o es calor residual proveniente de la planta misma, y la capacidad máxima de la planta es de 700 m³ de gas procesado por hora.

Una condición previa al apoyo para las tecnologías y procesos es que deben lograr una eficiencia eléctrica de al menos 45% o debe usarse el calor al menos durante parte del tiempo y en cierta medida. El bono se otorga para la proporción de la electricidad que se produce utilizando dichas tecnologías o procesos.

Si se suministra biogás a la red de gas natural, el bono de tecnología se paga por procesamiento del gas: de acuerdo con el Anexo 1 de la EEG, el pago se incrementa en 2,0 ct€/kWh si se ha procesado el biogás hasta la calidad del gas natural y si se han cumplido ciertos requisitos. Sin embargo, los operadores de la planta no pueden reclamar el bono de calidad del gas o el bono de bosta si el biogás se suministra por la red.

4.2 Italia

Plantas de producción de biometano con derecho a incentivo

El decreto del 5 de diciembre de 2013 (Decreto Biometano), que entró en vigor el 18 de diciembre de ese año, establece el derecho a un incentivo (Negri, 2015), que se aplica tanto para las nuevas plantas como para las que han sido reconvertidas, conforme a las siguientes definiciones.

Nuevas plantas: instalaciones que comenzaron a funcionar dentro de los cinco años posteriores a la fecha de entrada en vigencia del decreto.

- Para las plantas de producción de biometano que comenzaron a operar después del 18 de diciembre de 2013, todas las partes relevantes para la producción, transporte, purificación y refinación de biogás/gas deben ser nuevas.
- En particular, para las plantas de producción de biometano a partir de rellenos sanitarios, se debe instalar una nueva planta con el gas generado por los nuevos lotes afectados por los límites de generación de electricidad.

Plantas reconvertidas: plantas para la producción y utilización de biogás que ya estaban en funcionamiento y después de la entrada en vigencia del decreto se convirtieron, en todo o en parte, a la producción de biometano.

Las plantas reconvertidas tienen derecho a una parte de los incentivos correspondientes a las nuevas. Para obtenerlo, el fabricante de biometano debe solicitar una calificación al Gestor de Servicios de Energía (GSE). Pueden hacerlo los sujetos responsables de plantas que estén funcionando (calificación para plantas en operación) o que aún no (calificación para un proyecto). Las personas a cargo de la calificación deben notificar al GSE sobre la puesta en marcha de la planta (si aún no se inició en el momento de la solicitud de la calificación) y su entrada en funcionamiento, de acuerdo con el tiempo previsto por el decreto.

Los procedimientos del GSE para acceder al incentivo se encuentran definidos en los siguientes documentos:

- Procedimiento de calificación para plantas de producción de biometano. Allí se indican los documentos que se deben adjuntar a la solicitud de calificación, distinguiendo entre los proyectos en fase de diseño y operación y entre los tres tipos diferentes de incentivos que se describen a continuación.

Tipos de incentivos

El decreto define incentivos según el modo de uso del biometano:

- Incorporación de biometano en las redes de transporte y distribución de gas natural (incentivo tipo A1 y A2).
- Biometano utilizado en el transporte después de entrar en la red de gas natural (incentivo tipo B).
- Biometano utilizado en plantas de cogeneración de alta eficiencia – CAE (incentivo tipo C).

Los incentivos se aplican por 20 años para plantas nuevas y por igual lapso o período residual de incentivo por energía eléctrica más 5 años para plantas reconvertidas. Se aplican en forma de tarifas, títulos (CIC) e incentivos para energía eléctrica. Con respecto al plan, en la solicitud de calificación el productor debe indicar el tipo de incentivo elegido entre los tres indicados en el decreto.

La calificación de una planta de producción de biometano sólo puede referirse a un tipo de incentivo. Por lo tanto, no puede solicitar el acceso simultáneo a más de un tipo.

En caso de que la persona a cargo de un diseño de proyecto calificado decida cambiar el mecanismo de incentivo indicado en la calificación, el sujeto mismo debe renunciar a esa calificación y presentar una nueva instancia específica para el nuevo mecanismo de incentivo elegido, indicando cualquier información adicional que no se encuentre ya a disposición del GSE.

En lo que respecta a la elección del tipo de incentivo, el artículo 8 estipula que, sujeto al período inicial de incentivo, el productor tendrá la oportunidad, durante la vida de la planta, de modificar el esquema de incentivo seleccionado hasta tres veces, a partir del 1 de enero del año siguiente a la fecha en que se realiza una solicitud específica al GSE.

Incorporación de biometano en las redes de transporte y distribución de gas natural

El incentivo está dirigido a plantas de producción de biometano con una capacidad de más de 250 m³/h, utilizando subproductos o desechos a una tasa de al menos 50% en peso. Para instalaciones con una capacidad de producción menor, no se proporcionan requisitos de acceso específicos.

Para acceder a este incentivo, el operador de la planta debe introducir el biometano en la red de gas natural, y obtener del operador de la red una declaración. Este envía al GSE un certificado de la cantidad de gas inyectado, a partir del cual el operador de la planta obtiene el incentivo, medido según el consumo neto de energía de la planta (Gráfico 3).

Gráfico 3. Mecanismo para obtener el incentivo tipo A1

Fuente. Negri (2015)



El incentivo A1 se calcula como:

$$\text{Incentivo A1 (€/MWh)} = (2 * P_{\text{medioamb}}) - P_{\text{mediomb}} (20 \text{ años})$$

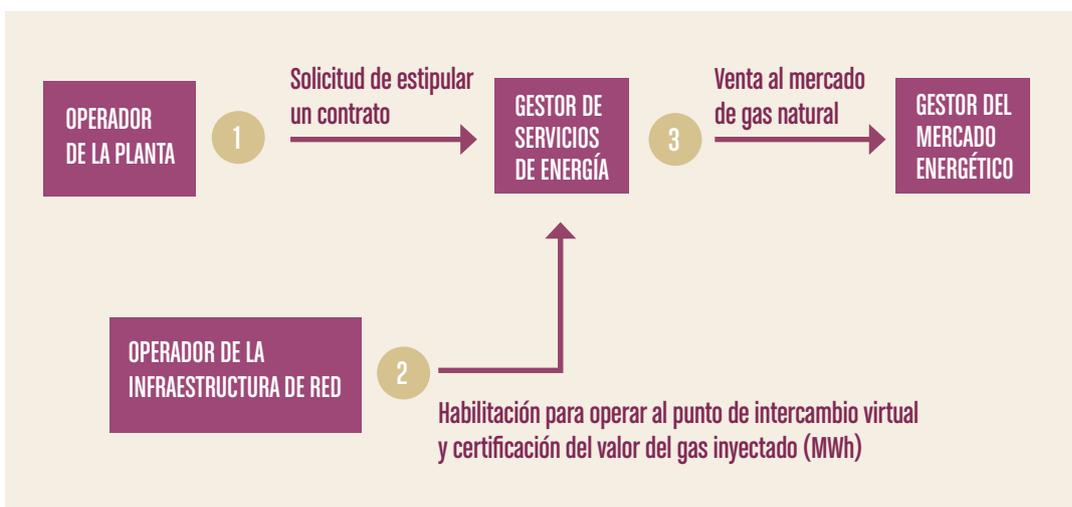
P_{medioamb} = precio promedio anual del gas natural, en 2012, en el mercado del balance de gas natural (€/MWh).

P_{mediomb} = precio promedio mensual del gas natural en el mismo mercado, en cada mes de entrada de biometano en la red (€/MWh).

Como una alternativa a las ventas directas en el mercado y sólo para plantas con una capacidad de 500 m³/h o menos, el fabricante puede optar por la extracción de biometano del GSE (incentivo A2). Para obtener dicho incentivo el operador de la planta debe establecer un contrato con el GSE que vende el biometano al mercado del gas natural. El operador de la red certifica la cantidad de gas inyectado a la red (Gráfico 4).

Gráfico 4. Mecanismo para obtener el incentivo tipo A2

Fuente. Negri (2015)



Un productor recibirá un precio de extracción calculado como:

$$\text{Precio de retirada (€/MWh)} = 2 * P_{\text{medioamb}} \text{il}$$

En los dos casos descritos anteriormente, el incentivo se modula de acuerdo con la capacidad de producción de la planta.

Cuadro 6. Modulación del incentivo sobre la base de la capacidad de la planta

Fuente. Negri (2015)

Producción (m ³ /h)	Modulación
Hasta 500	Incentivo + 10%
De 501 a 1 000	Incentivo
Más de 1 000	Incentivo - 10%

La cantidad resultante (incentivo más modulación) se incrementa en un 50% si el biometano se produce exclusivamente a partir de subproductos o a partir de desechos. Para las plantas reconvertidas se reconoce el 40% del incentivo.

Ejemplo 1: Planta con una capacidad de producción inferior a 500 m³/h, con derecho a un aumento del 50%, según lo previsto en el artículo 3, apartado 5 del decreto, que opta por la retirada especializada.

Pma2012 (*) = 28,52 €/MWh
PmJunio2015 (**) = 22,32 €/MWh
Incentivo = (2 x Pma2012-28 de junio) = 34,72 €/MWh
Aumento para producción de hasta 500 m³/h = 0,1 x 34,72 = 3,47 €/MWh
Aumento para subproductos/residuos de uso exclusivo = 0,5 x (34,72 + 3,47) = 19,10 €/MWh
Aumento total = 3,47+19,10 = 22,57 €/MWh
Tasa de retirada = 2 x Pma2012 + Aumento total = 57,04 + 22,57 = 79,60 €/MWh

(*) Pma2012: precio medio anual registrado en 2012 en el mercado de compensación.

(**) Junio de 2015: precio promedio mensual del gas natural en el mercado de equilibrio en junio de 2015.

Ejemplo 2: Planta con una capacidad de producción por debajo de 500 m³/h, con derecho a un aumento de 50%, según lo previsto en el artículo 3, apartado 5 del decreto, que no opta por la retirada especializada.

Pma2012 (*)= 28,52 €/MWh
PmJunio2015 (**)= 22,32 €/MWh
Incentivo = (2 x Pma2012-28 de junio) = 34,72 €/MWh
Aumento para producción de hasta 500 m³/ h = 0,1 x 34,72 = 3,47 €/MWh
Aumento para subproductos / residuos de uso exclusivo = 0,5 x (34,72 + 3,47) = 19,10 €/MWh
Aumento total = 22,57 €/MWh;
Incentivo total = Incentivo + Aumento total = 34,72+22,57= 57,29 €/MWh

(*) Pma2012: precio medio anual registrado en 2012 en el mercado de compensación.

(**) Junio de 2015: precio promedio mensual del gas natural en el mercado de equilibrio en junio de 2015.

Biometano utilizado en el transporte después de la introducción en la red de gas natural

El biometano ingresado en la red de gas natural y utilizado para el transporte es alentado a través de Certificados de Consumo (CC). Para obtener el incentivo tipo B, el operador de la planta debe celebrar un contrato de suministro bilateral con la persona que utiliza el biometano. El GSE actúa de agente controlador del OP y de la persona que utiliza el biometano. Los CC, en poder del beneficiario, no son valorados económicamente por el GSE, sino que se intercambian con las entidades obligadas, de conformidad con las disposiciones del decreto del 10 de octubre de 2014 (Gráfico 5).

Gráfico 5. Mecanismo para obtener el incentivo tipo B

Fuente. Negri (2015)



En este caso, “red de gas natural” designa las redes de transporte y distribución de gas natural con obligación de conexión de terceros; los sistemas de transporte de mercancías (incluidos los buques tanque de GNL); y los distribuidores de combustible para automóvil, tanto en carretera como en uso privado, no conectados a redes de gas natural.

En el caso de otras redes de transporte, el incentivo se aplica al biometano producido a partir de las siguientes materias primas: fracción biodegradable de los RSU; productos destinados a la producción de combustibles o con fines energéticos; algas y materias primas de origen no alimentario; gas de vertedero.

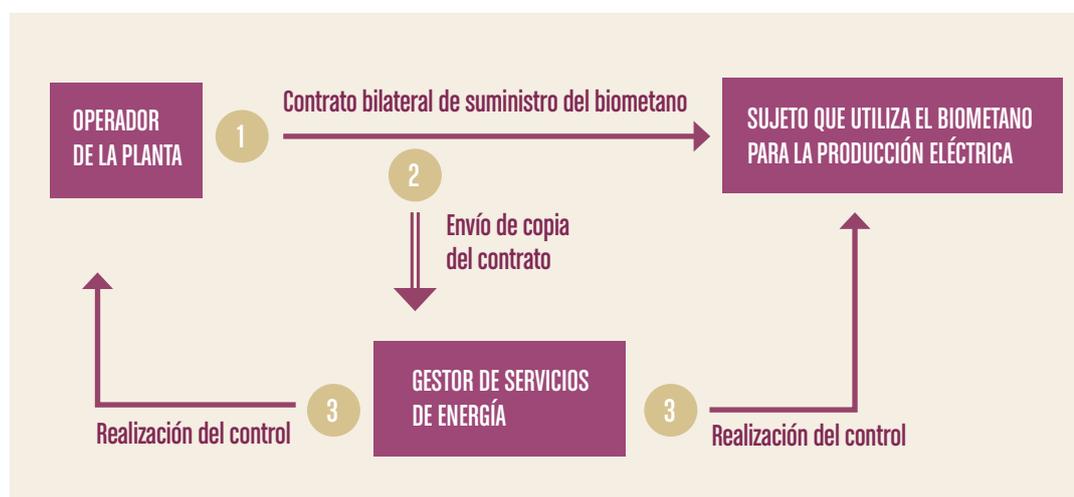
El productor que coloca el biometano en una nueva red de distribución de gas natural tiene derecho a 10 años en la liberación del CC con un aumento del 50%. Para las plantas reconvertidas se reconoce el 40% del incentivo.

Biometano utilizado en plantas de cogeneración de alta eficiencia (CAE)

El biometano ingresado en la red de gas natural y utilizado en las plantas de cogeneración de alta eficiencia (CAE) homologadas por el GSE se ve estimulado por el reconocimiento de las tarifas de electricidad definidas por el decreto del 6 de julio de 2012. Este decreto establece "tasas de incentivo base" diferenciadas según el tipo de fuente renovable utilizada y la potencia de la planta de CAE. Para la obtención del incentivo tipo C, el operador de la planta debe celebrar un contrato bilateral con un tercero para el suministro del biometano. El GSE actúa de agente controlador (Gráfico 6).

Gráfico 6. Mecanismo para obtener el incentivo tipo C

Fuente. Negri (2015)



El incentivo se reconoce por la electricidad neta generada por la planta de cogeneración. Los consumos energéticos atribuibles a los servicios auxiliares, incluidas las instalaciones de producción de biometano, se determinan de conformidad con el artículo 22, apartado 3, del decreto del 6 de julio de 2012. Las plantas de reconversión reciben el 40% del incentivo.

Responsabilidades del Gestor de Servicios de Energía (GSE)

El GSE desempeña las siguientes tareas:

- **Calificaciones:** El GSE califica las instalaciones de producción de biometano, dando al fabricante la oportunidad de enviar una solicitud a través de un portal de internet especialmente diseñado. El GSE evalúa la demanda y admite la factibilidad para el recibo del incentivo elegido. También evalúa las solicitudes de modificación del mecanismo de incentivos elegido.

- **Incentivos, retiros y ventas:** El GSE entrega los incentivos planificados, según lo solicitado por el fabricante, retira el biometano y lo vende en el mercado de gas natural. El método de entrega depende del tipo de incentivo elegido.
- **Verificaciones:** El GSE verifica el derecho efectivo al incentivo para instalaciones de producción de biometano calificadas, así como el mantenimiento de los requisitos del decreto para obtener los incentivos. En la fase de calificación, el GSE efectúa los controles de los contratos bilaterales firmados entre las partes con el fin de obtener acceso a los incentivos.

Procedimientos

La solicitud de calificación debe llegar al GSE, a más tardar, un año después de la fecha de entrada en funcionamiento de la planta de producción de biometano que es elegible para recibir incentivos.

En el caso de obtener la calificación del proyecto, es necesario notificar al GSE sobre el trabajo que se está llevando a cabo en la instalación dentro de los 18 meses posteriores a la emisión de la misma, sin demoras causadas por las pruebas realizadas por las autoridades competentes. El productor está obligado a comunicar la entrada en funcionamiento de la planta dentro de los 3 años posteriores a la calificación. De lo contrario, la planta no podrá acceder a los incentivos, a menos que reanude una solicitud de calificación de planta de producción de biometano para la misma instalación, ya sea que esté todavía en construcción o en funcionamiento.

En cualquier caso, el aviso de entrada en operación debe llegar al GSE no después de 12 meses a partir de la fecha de entrada en funcionamiento de la planta para poder tener acceso al incentivo.

Con referencia a la autorización para la construcción y operación de la planta de producción de biometano, se especifica lo siguiente:

- En el caso de una solicitud de calificación de una instalación proyectada, es necesario obtener y mantener la autorización pertinente para la construcción y operación, emitida por la autoridad competente, o haber presentado a la autoridad competente la solicitud para la expedición de la licencia.

En 2015 ya había 459 plantas de biometano en la UE, pero también allí hay barreras para el sector, como insuficiencia de incentivos fiscales, falta de cooperación transfronteriza y de una norma común sobre calidad del gas para la red, y escasa infraestructura para GNC y GNL vehicular, entre otras.

- En el caso de una solicitud de calificación de una planta en operación, se requiere que haya obtenido y esté en posesión de la autorización pertinente, válida y efectiva, para la implementación y operación de la planta.

En el caso del biometano producido a partir de instalaciones existentes, colocado en la red de transmisión y distribución de gas natural sin destino específico o para su uso en transporte de alta eficiencia o plantas de cogeneración de alta eficiencia, la información y la documentación que identifican el punto de la conexión deben transmitirse junto con la solicitud de calificación y ser coherentes con la actualización de los códigos a los que se refiere. En este caso, la calificación para las instalaciones operativas solo podrá emitirse con la aprobación de la documentación relacionada con la conexión a la red de gas natural, sujeto al cumplimiento de las condiciones establecidas en el decreto y este procedimiento con referencia a la entrada en operación de la planta.

El reconocimiento de los aumentos se efectúa con la condición de que la autorización para la construcción y operación de la planta de biometano contenga una indicación explícita del uso exclusivo.

La verificación de los requisitos de la materia prima está a cargo del Ministerio de Políticas Agrícolas Forestales u otro sujeto de dicho ministerio. Este organismo, entre otras cosas, proporciona un procedimiento simplificado, que sin embargo implica la verificación, con referencia al año calendario, la cantidad de producto y subproducto utilizado por el fabricante, y también mediante la realización de controles sobre el terreno.

Condiciones para los sistemas CAE

La planta debe ser reconocida como CAE por el GSE:

- El incentivo se reconoce en función de la electricidad neta producida por la cogeneración de la planta.
- El pago del incentivo solo puede tener lugar después del reconocimiento de la planta como CAE, completado al final del año (año $n + 1$).
- La electricidad colocada en la red permanece a disponibilidad del fabricante.

Las plantas de generación de electricidad y producción de biometano, si están separadas, se consideran como una sola planta: a los efectos del cálculo del consumo de energía se consideran ambas plantas.

4.3 Colombia

El marco regulatorio para el uso del biometano en Colombia fue establecido por la Comisión de Regulación de Energía Eléctrica y Gas (CREG) en la Resolución 240 de 2016, “por la cual se adoptan las normas aplicables al servicio público domiciliario de gas combustible con biogás y biometano” (CREG, 2016). La resolución rige a partir de la fecha de su publicación y deroga la Resolución CREG 135 de 2012.

La Resolución 240 tiene por objeto establecer las condiciones de calidad y de seguridad, así como las condiciones tarifarias para desarrollar la prestación del servicio público domiciliario de gas combustible con biogás (SPD-BG) y biometano (SPD-BM). Esta norma

se aplica a las actividades de producción, transporte por tubería u otro medio, distribución y comercialización de dicho servicio, las cuales podrán ser realizadas por las personas autorizadas para este fin en el artículo 15 de la Ley 142 de 1995.

Prestación de servicios

La Resolución 240 reglamenta la prestación del SPD-BG y del SPD-BM, indicando lo siguiente:

- **SPD-BG:** El servicio se presta a través de redes aisladas, 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.
- **SPD-BM:** El servicio se destina a atender usuarios regulados y no regulados que se encuentren interconectados al sistema nacional de transmisión de gas (SNT). Los prestadores y usuarios del servicio de SPD-BM tienen acceso irrestricto a las redes del SNT.
- **Zonas interconectadas al SNT:** El biometano debe utilizar la misma infraestructura y se rige por las mismas reglas que el gas natural.
- **Zonas aisladas:** Para generación, transporte, comercialización y distribución de biogás, los agentes deben construir la infraestructura necesaria para distribuir el producto, ya que no se cuenta con infraestructura del SNT.

En todos los casos, los prestadores deben constituirse como empresa de servicios públicos domiciliarios (ESP) en los términos de la Ley 142 de 1994. Asimismo, los agentes y actividades relacionados con la prestación están encuadrados en, y les son aplicables, las definiciones y condiciones establecidas en la regulación de la prestación del servicio público domiciliario de gas natural.

Se autoriza a los prestadores 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 ellas y se garantice el libre acceso a las redes a todos los usuarios regulados y no regulados que soliciten su conexión a las mismas.

Tarifas

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 acerca de 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 gas natural por parte de la empresa distribuidora en el mes anterior.

Requisitos por tipo de régimen

SPD-BG a través de redes aisladas, para atender usuarios no regulados y GNV

Los prestadores de este servicio deberán:

- Informar a los usuarios del biogás comercializado, con la periodicidad que acuerden en los respectivos contratos (no superior a un año), las propiedades y la composición del gas, que definan de mutuo acuerdo.
- Acordar con los usuarios no regulados y de GNV en el contrato de prestación del servicio de gas combustible con biogás, las condiciones de entrega y de recibo del gas, las condiciones y características de las instalaciones receptoras, y las responsabilidades en relación con estos y riesgos asociados al uso del combustible que debe asumir cada una de ellas. Quien tenga a cargo la operación y el mantenimiento de la red será responsable por el adecuado funcionamiento y operación de la misma.
- Informar a la CREG y a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios las tarifas que determinen según el régimen de libertad vigilada. En todo caso, estarán obligados a informar las tarifas cada vez que se produzca una modificación en ellas.

SPD-BG a través de redes aisladas, para atender usuarios regulados

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

- Cumplir con las condiciones de calidad establecidas en la resolución.
- Informar semestralmente a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios las propiedades (poder calorífico e índice de Wobbe) y la composición (cantidad de metano, dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno). Para el biogás generado con residuos industriales y urbanos debe informarse adicionalmente el contenido de siloxanos y cloro.
- 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. Asimismo deben tener en cuenta lo dispuesto por la Resolución CREG 108 de 1997 y aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan, y deben contar con el concepto de legalidad de la CREG en los términos del numeral 73.10 del artículo 73 de la Ley 142.
- Las empresas que presten el SPD-BG a través de redes aisladas deberán cumplir las normas técnicas y ambientales que sobre la materia hayan adoptado o llegaran a adoptar las autoridades competentes.

SPD-BM a través de redes de distribución y transporte interconectadas al SNT, para atender usuarios regulados y usuarios no regulados

Dicho servicio se presta en conformidad con la regulación vigente en relación con los componentes de transporte, de distribución, de comercialización de la fórmula del CU de Gas Natural. En relación con la 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, referente a los contratos de servicios públicos. Asimismo, se debe tener en cuenta lo dispuesto por la Resolución CREG 108 de 1997 y aquellas que

la modifiquen, adicionen o sustituyan y se debe contar con el concepto de legalidad de la CREG en los términos del numeral 73.10 del artículo 73 de la Ley 142 de 1994.

- Las empresas que presten el SPD-BG a través de redes aisladas deberán cumplir las normas técnicas y ambientales que sobre la materia hayan adoptado o llegaran a adoptar las autoridades competentes.
- 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 gas natural, en los términos contemplados en la regulación.

Calidad de gas

SPD-BG a través de redes aisladas, para atender usuarios regulados

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; metano; sulfuro de hidrógeno; dióxido de carbono. Para el biogás generado con residuos urbanos, adicionalmente, se deberán determinar siloxanos y cloro.

En el punto de verificación, el productor debe tener la 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.

Las condiciones mínimas de calidad se detallan en el Cuadro 7.

Cuadro 7. Especificaciones de calidad mínima del biogás para redes aisladas
Fuente. CREG (2016)

Biogás para 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
Dióxido de carbono	<45	mol %

Para el biogás proveniente de fuentes residuales, industriales y urbanas, se deberán controlar adicionalmente las variables del Cuadro 8.

Cuadro 8. Especificaciones de calidad mínima adicionales para el biogás proveniente de fuentes residuales, industriales y urbanas

Fuente. CREG (2016)

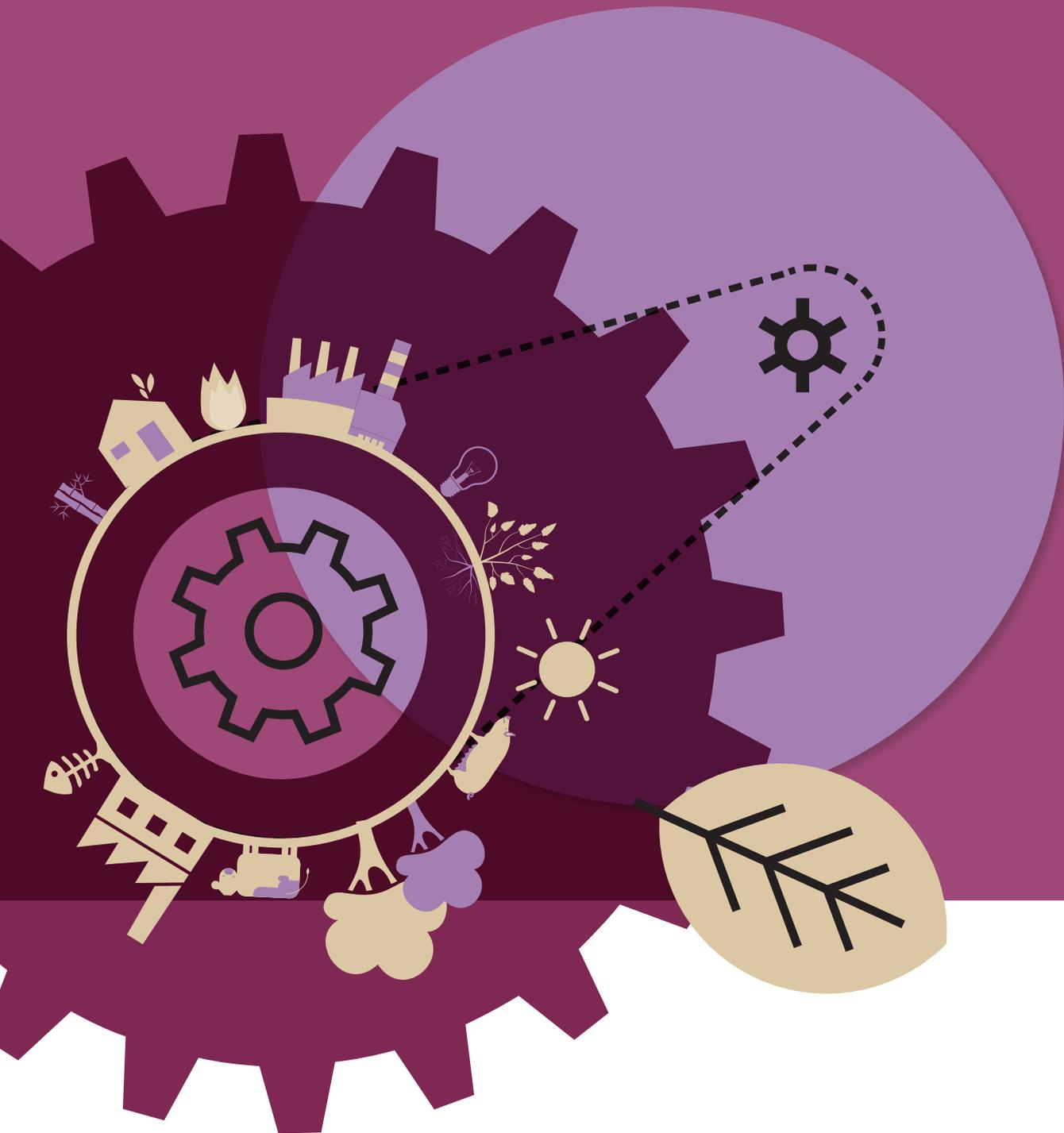
Especificaciones	Cantidad	Unidad
Siloxanos	< 10	mg/m ³
Compuestos halogenados	< 1	mg(Cl)/m ³

SPD-BM a través de redes de distribución y transporte interconectadas al SNT, para atender usuarios regulados y no regulados

Para el caso del SPD-BM, la verificación de la calidad del 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 71 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 SPD-BM 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 gas natural establecidas en el RUT y el Cuadro 8 (siloxanos y compuestos halogenados). La verificación de las variables adicionales a las especificadas en el RUT, correspondientes a siloxanos y cloro, sólo se miden a la salida de la planta de producción, en el punto de transferencia de custodia. Dicha certificación es responsabilidad exclusiva del productor.

5.



APLICABILIDAD DE LAS POLÍTICAS DE FOMENTO UTILIZADAS EN OTROS PAÍSES AL CASO ARGENTINO

Como se muestra en el Gráfico 7 y el Gráfico 8, la cantidad de plantas de biogás destinadas a la energía eléctrica supera por mucho el número de plantas de biometano. Por otra parte, Alemania concentra el 62% de las plantas de biogás de Europa y el 40% de las plantas de biometano. Como se aprecia en el Gráfico 7, la Argentina se encuentra –con cerca de 70 plantas de biogás en 2015–, por debajo de unos 15 países europeos, a pesar de que tiene un potencial agropecuario muchísimo más elevado.

Por otro lado, si se compara la evolución del número de plantas de biogás y de biometano en Europa (Gráfico 9 y Gráfico 10), se observa un crecimiento mucho mayor de estas últimas en años recientes. En 2015, mientras que la cantidad de plantas de biogás creció sólo 3%, la de plantas de biometano lo hizo a una tasa de 25%. Esto indica que en los últimos años existe una tendencia a una mayor utilización del biogás en su forma de biometano.

Respecto del biometano, a pesar de que Alemania es el país con mayor cantidad de plantas totales (185), estas representan solamente el 1,7% respecto de las de biogás (10 846). Esta relación es mucho más significativa en el Reino Unido (15%), Suecia (22%), Suiza (5%) y Holanda (8%). Tal porcentaje mide la frecuencia relativa de plantas de biogás convertidas a biometano para su introducción en la red de gas natural o para ser comprimido o licuefaccionado para su utilización en vehículos.

Si se analizan los países con mayor penetración del biometano en relación con el biogás, puede verse que Suecia utiliza la mayor parte para la propulsión de vehículos (el 17% de su flota de autobuses ya se alimenta de este combustible). Otros países en cuyas calles ya son habituales los autobuses propulsados por biometano son Dinamarca, Noruega, Holanda y algunas ciudades de Francia y Reino Unido, como Lille y Bristol, respectivamente. Estos países son también los que cuentan con el mayor número de plantas de biometano en Europa (ver Gráfico 8).

Gráfico 7. Plantas de biogás en Europa en 2015

Fuente. EBA (2016)

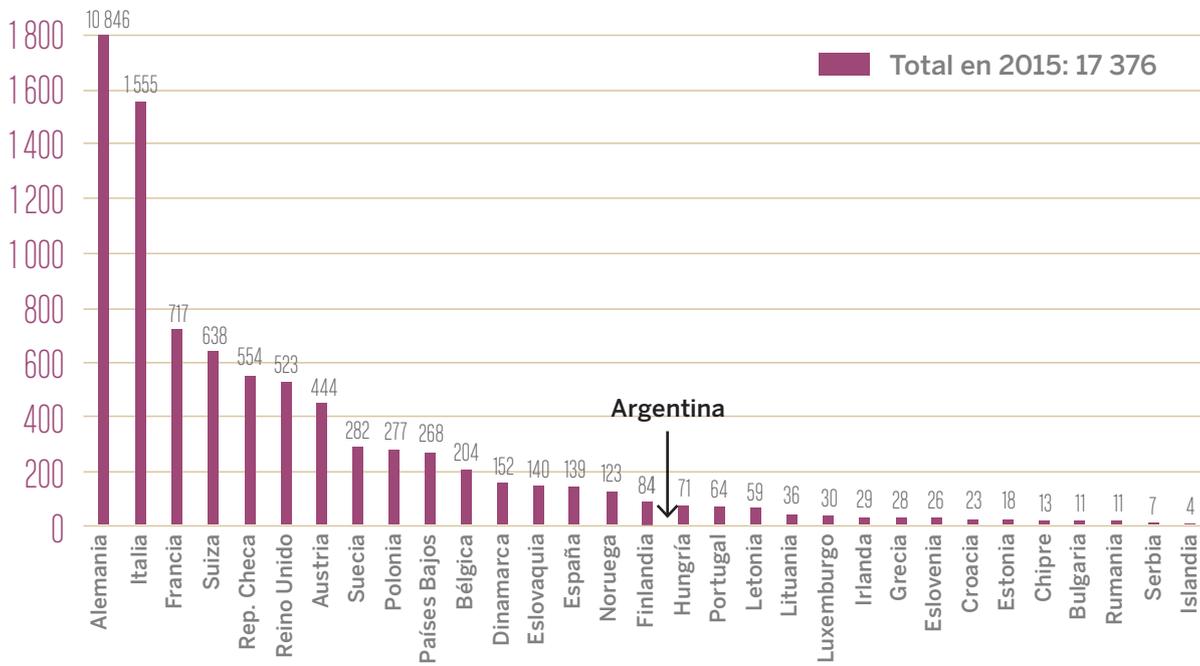


Gráfico 8. Plantas de biometano en Europa

Fuente. EBA (2016)

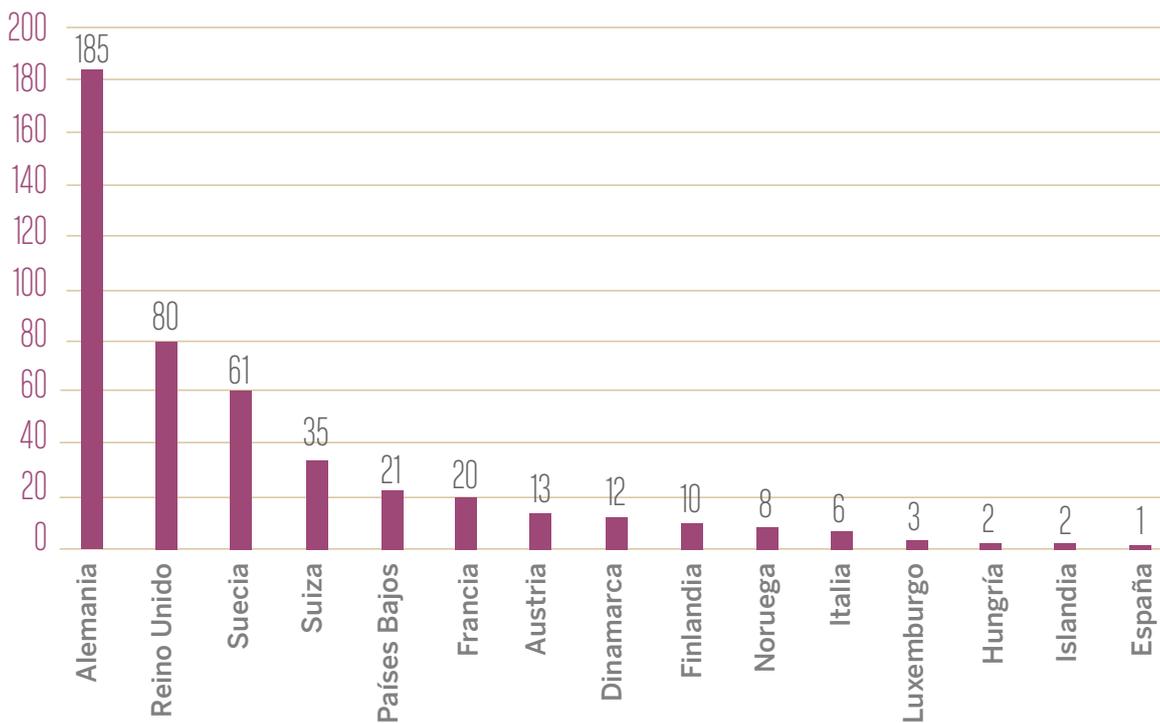


Gráfico 9. Evolución del número de plantas de biogás en Europa
Fuente. EBA (2016)

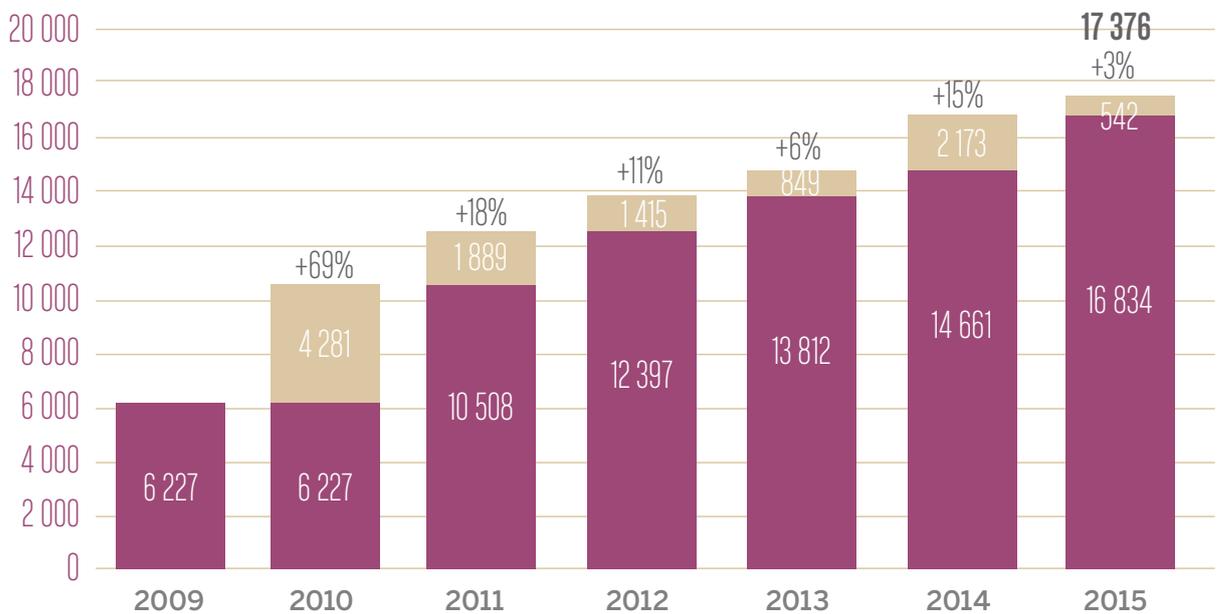
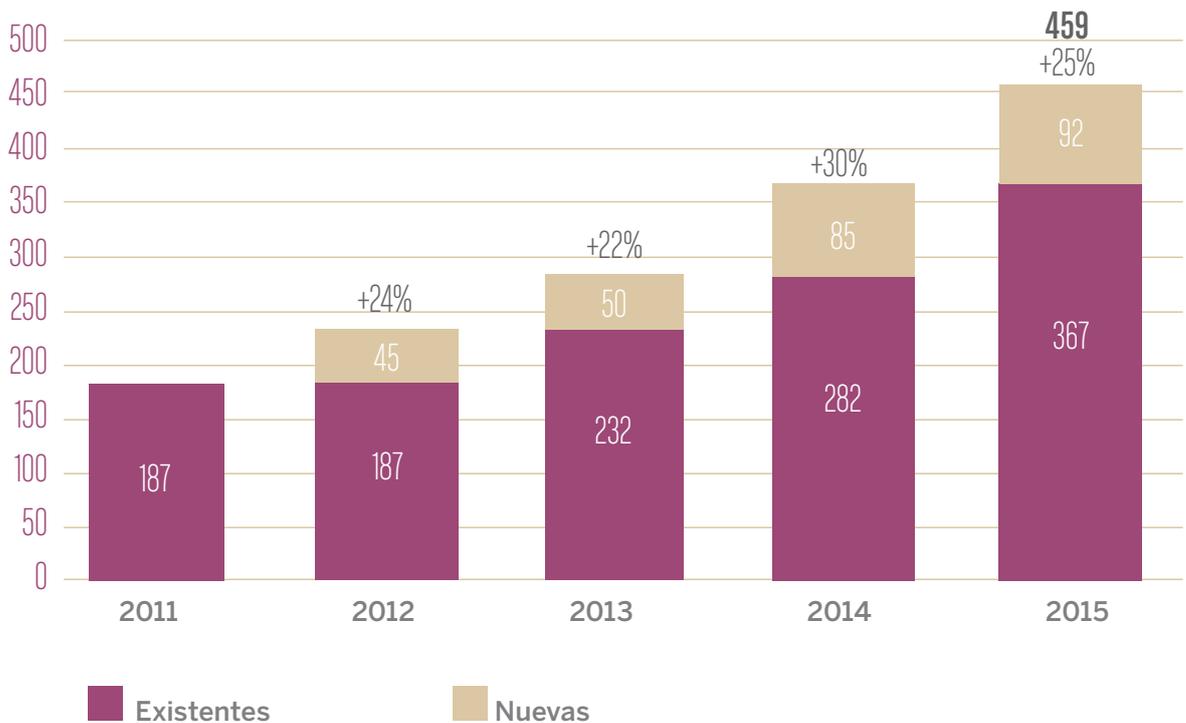


Gráfico 10. Evolución del número de plantas de biometano en Europa
Fuente. EBA (2016)



En el Gráfico 11 pueden verse los sistemas de incentivos para el biogás y el biometano en Europa. En Suecia, donde el uso del biometano para el transporte ha crecido fuertemente en los últimos años, los incentivos gubernamentales fueron introducidos sobre la base de exenciones impositivas. En Alemania, el biogás se desarrolló a partir de un *feed-in premium*, mientras que en Inglaterra no existe un estímulo específico para el biometano, sino una combinación de sistemas de incentivos para el biogás en general (*feed-in tariff*, *feed-in premium* y *renewable heat incentive*, RHI).

Como hemos señalado anteriormente, la *feed-in tariff* es un mecanismo diseñado para acelerar las inversiones en energías renovables mediante la oferta de contratos de largo plazo basados en el costo de generación de cada tecnología. Es decir que en vez de pagar un mismo precio por kWh, las energías de fuente solar o eólica tienen contratos a precios más bajos que la producida a base de biomasa. Este es el sistema adoptado en la Argentina para los programas RenovAr 1 y 2.

La *feed-in tariff*, por lo tanto, es independiente de la evolución del precio de mercado de la energía. Por el contrario, en el caso de la *feed-in premium*, una sobretarifa (o premio) es sumada al precio de la energía para compensar los mayores costos de las energías renovables y mitigar sus riesgos financieros. La principal ventaja de esta última opción es que resulta en un esquema integrado en el mercado de electricidad. Una posible desventaja es que podría llevar a una sobrecompensación, lo que podría evitarse mediante un techo al valor del "premio".

El RHI opera de forma similar al sistema de *feed-in tariff* para pagar a usuarios que instalan equipos de generación de calor originado en fuentes renovables, permitiendo impulsar no sólo proyectos de generación eléctrica, sino también de energía térmica.

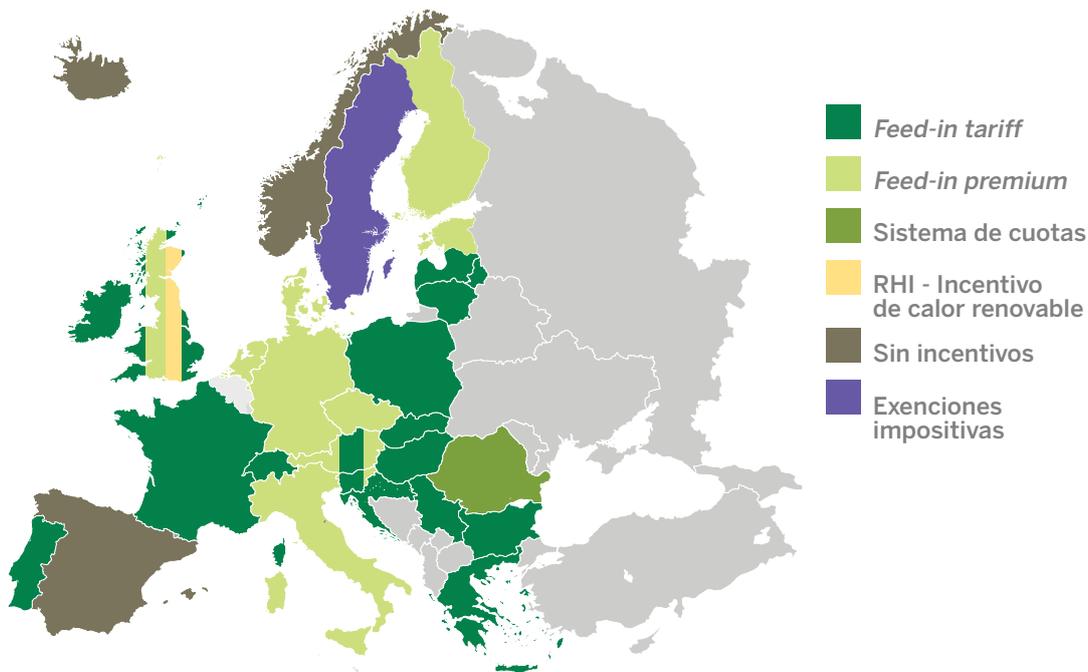
Desde el punto de vista de los recursos para la producción de biogás, la Argentina, particularmente el corazón agropecuario formado por las provincias de Córdoba, Santa Fe y Buenos Aires, tiene mejores condiciones que los países europeos estudiados. Sin embargo, los valores elevados de *feed-in tariff* necesarios para su desarrollo, explicitados por las subastas del RenovAr, indican que la posibilidad de crecimiento del biogás para generación de energía eléctrica se encuentra limitada en volumen.

Respecto del biometano, del análisis del desarrollo europeo y de la red de gas natural en la Argentina se deduce que existen condiciones competitivas para su expansión en los dos casos siguientes: a) la utilización 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 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 abastecimiento de GLP.

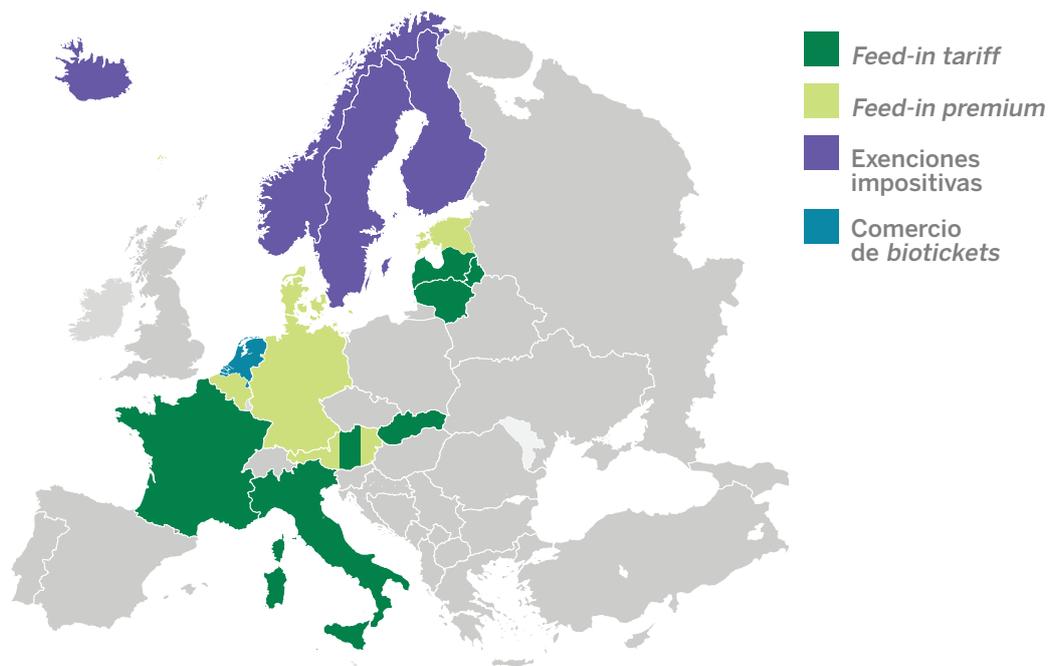
En estos casos, un sistema basado en la experiencia sueca, mediante una exención de los impuestos que se cobran a los combustibles fósiles, podría ser suficiente incentivo económico para el desarrollo de un mercado sostenible de abastecimiento a partir de biometano.

Gráfico 11. Sistemas de incentivos para el biogás y biometano en Europa
Fuente. EBA (2014)

BIOGÁS



BIOMETANO



6.



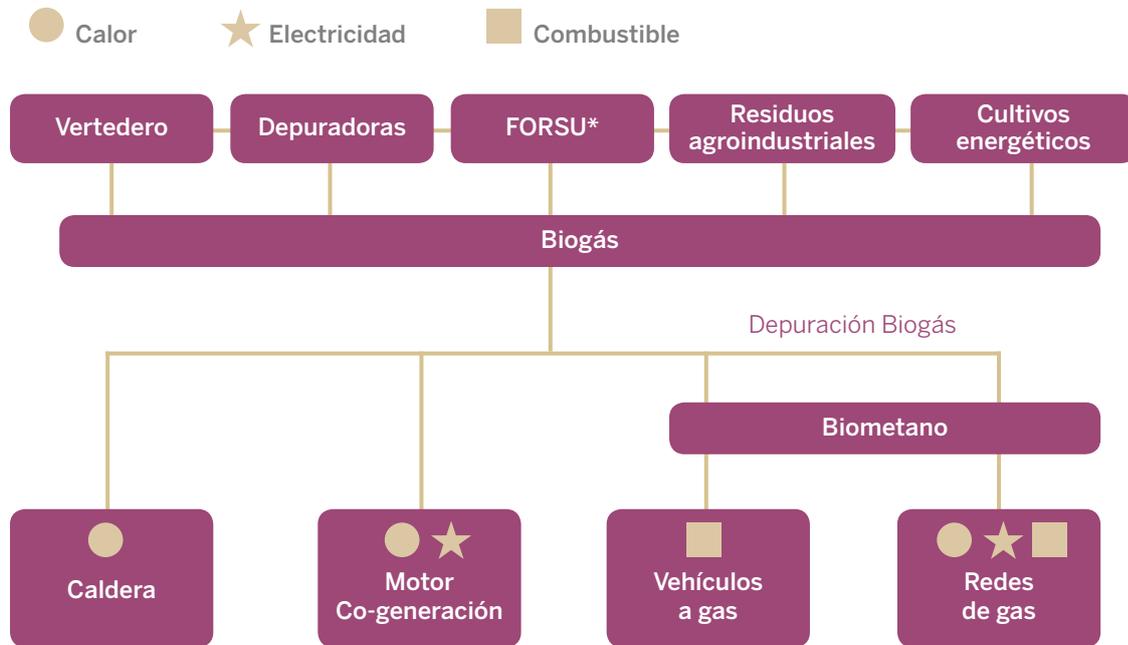
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES PARA UNA ESTRATEGIA DE PROMOCIÓN DE LA INCORPORACIÓN DE BIOMETANO EN LA RED DE GAS NATURAL

En la Argentina, para que el biometano sea considerado adecuado para su introducción a las redes y artefactos de gas natural, debe cumplir con las especificaciones de calidad establecidas en la Licencia de Transporte del Decreto 2255/92, reglamentario de la Ley de Gas 24076 (poder calorífico mayor a 8 850 kcal/m³ y contenido de CO₂ menor al 2%, entre otras). En el Gráfico 12 se condensan los orígenes y aplicaciones posibles del biogás y el biometano.

A los fines de realizar recomendaciones para una estrategia de incorporación del biometano a la red de gas natural, se realizó el estudio analítico desarrollado en las secciones precedentes, del que pueden extraerse las siguientes conclusiones, ya anticipadas a lo largo del trabajo:

- Los resultados de los programas RenovAr sugieren una considerable dificultad de los proyectos de biogás para generación eléctrica para competir económicamente con otras fuentes renovables. Esto se manifiesta en valores de *feed-in tariff* casi cuatro veces mayores a los requeridos por las fuentes solar y eólica.
- Por el contrario, la posibilidad de abastecimiento local con biometano utilizado como combustible, ya sea para usuarios domiciliarios o para transporte (donde la competencia económica se da con el GLP o las naftas y no con otras renovables) resulta una opción particularmente atractiva.

Gráfico 12. Origen y aplicaciones del biogás y el biometano
Fuente. PSE PROBIOGAS (2009)



Composición Biogás	Composición Biometano	Composición Gas Natural
50-65% metano 50-35% CO ₂	100% metano	100% metano

(*) Fracción Orgánica Residuos Sólidos Urbanos

- Los países con mayor conversión de biogás a biometano son Suecia (22%), Reino Unido (15%), Holanda (8%) y Suiza (5%). En Alemania, que en valores absolutos tiene la mayor producción de biometano de Europa (algo más de 2 MMm³/d inyectados a la red), esta solo representa el 1,7% de conversión, dado que su producción de biogás es enorme. Suecia utiliza la mayor parte del biometano para la propulsión de vehículos (el 17% de su flota de autobuses ya se alimenta de este combustible). También en Dinamarca, Noruega, Holanda y algunas ciudades de Francia y Reino Unido es habitual la circulación de autobuses propulsados por biometano. Se trata de los países que tienen, después de Alemania, mayor número de plantas de biometano en Europa (ver Gráfico 11).
- En Suecia, donde el uso del biometano para el transporte ha crecido fuertemente en los últimos años, los incentivos gubernamentales fueron introducidos sobre la base de exenciones impositivas. En Alemania, el biogás se desarrolló a partir de un *feed-in premium*. En Inglaterra, no existe un estímulo específico para el biometano, sino una combinación de sistemas de incentivos para el biogás en general (*feed-in tariff*, *feed-in premium* y *renewable heat incentive*).
- Desde el punto de vista de los recursos, la Argentina, y particularmente el núcleo agropecuario que forman las provincias de Córdoba, Santa Fe y Buenos Aires, tiene mejores condiciones para la producción de biogás que los países europeos estudiados. Sin embargo, los valores elevados de *feed-in tariff* necesarios para su desarrollo, explicitados por las subastas del RenovAr, indican que la posibilidad de crecimiento del biogás para generación de energía eléctrica se encuentra limitada en volumen.
- Específicamente para el biometano, a partir del análisis del desarrollo europeo y de la red de gas natural en nuestro país, se deduce que existen condiciones competitivas para su expansión en dos casos: a) la utilización 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 b) el abastecimiento por redes o por gasoducto virtual a poblaciones cercanas a los centros de biogás, pero alejadas de los gasoductos troncales, compitiendo con el GLP como combustible sustituto.
- En ambos casos, un sistema de incentivos basado en la experiencia sueca, consistente en la exención de los impuestos que se cobran a los combustibles fósiles, podría ser suficiente económicamente para el desarrollo de un mercado sostenible de abastecimiento a base de biometano. En este sentido, es importante señalar que, mientras que el uso de biogás para generación de energía eléctrica está siendo contemplado en las políticas de la Subsecretaría de Energías Renovables (“energía verde”) mediante incentivos significativos (observar la diferencia de precio de corte para los distintos tipos de fuentes renovables del Cuadro 1), no existe aún ningún tipo de incentivo ni previsión respecto de su transformación a biometano (“gas verde”) para utilizarlo como combustible ni para incorporarlo a la red de gas natural.

En función de las conclusiones precedentes, se proponen las siguientes recomendaciones para una estrategia de incorporación del biometano en la red de gas natural:

1. Definición del mercado a ser abastecido por el biometano, incluyendo metas de producción y combustibles alternativos.
2. Marco regulatorio
 - a. Propuesta de incentivos económicos para la incorporación de biometano en la red de gas natural.
 - b. Normas técnicas y de seguridad para el biometano.
3. Guías ambientales específicas.
4. Desarrollo tecnológico e industrial asociado.

6.1 Definición del mercado, metas de producción y combustibles alternativos

Si bien existe potencial para desarrollar plantas de biometano en casi todo el país, los mejores recursos para la producción de biogás se encuentran en la principal zona agropecuaria, que conforman las provincias de Córdoba, Santa Fe y Buenos Aires. Esta circunstancia se ve reflejada tanto por la ubicación de las plantas de biogás existentes, como por las que fueron calificadas en la Ronda 2 del Programa RenovAr.

Por lo tanto, esa región del país resulta, desde el punto de vista de la localización actual de las plantas de producción, el mercado con mejores condiciones para ser abastecido por biometano. Considerando el mercado de transporte actual, sería posible reemplazar el abastecimiento de GNC de gas natural, con GNC a base de biometano. En este sentido, es importante destacar que la competencia no sería con el valor del gas natural en boca de pozo, sino con el precio del gas natural para GNC vendido por la distribuidora. Una vez terminado el proceso de actualización de los precios y tarifas de gas natural, en 2019, el precio del gas natural para el GNC en la zona tarifaria correspondiente a la distribuidora Ecogas Centro (que podría tomarse como referencia para la región) estará en el orden de los 10 USD/MMBtu (alrededor de 0,4 USD/m³ de gas natural o biometano). Para una planta tipo, con una producción de 650 m³/hora (15 600 m³/día), esto significaría ingresos anuales por unos 2,3 millones de USD/año.

Se propone que la estrategia para la promoción del uso de biometano tenga la meta de producir 2 millones de metros cúbicos por día en 2022, y el doble en 2025. Esto implicaría la construcción de 120 plantas en 4 años, convertiría al país en el 2.º productor mundial de biometano después de Alemania, y completaría la bioenergía local.

De acuerdo con datos del ENARGAS, la demanda de GNC de la distribuidora Ecogas Centro en 2017 es de alrededor de 1 MMm³/d, lo que corresponde a unas 64 plantas de producción de biometano de las características tipo antes mencionadas. A esto podría agregarse el abastecimiento a usuarios del sistema de gas natural mediante la inyección directa a la red de distribución, en caso de estar disponible, o el reemplazo del GLP mediante GNC o GNL en camiones para localidades cercanas no abastecidas por la red de gas natural. Este mercado se estima en alrededor de 0,2 MMm³/d (equivalente a otras 12 plantas de biometano). Por otra parte, podría desarrollarse la tecnología para convertir la maquinaria agrícola de la zona a base de gasoil a GNC, con ventajas ambientales y de costos de producción del agro, convirtiendo la maquinaria agrícola a “gas verde” con potencial para un desarrollo tecnológico de exportación.

De acuerdo con lo anterior, se propone que la estrategia para la promoción del uso del biometano tenga como meta alcanzar una producción de 2 MMm³/d en 2022, y 4 MMm³/d en 2025. Esta meta implicaría la construcción de unas 120 plantas de biometano en los próximos 4 años, lo que convertiría al país en el segundo productor mundial de biometano, sólo superado por Alemania, y completaría la producción de biocombustibles de la Argentina, encabezada por el biodiesel y el bioetanol.

6.2 Marco regulatorio

Como se indicó, el Decreto 109/2007 establece que la autoridad de aplicación definirá, cuando lo considere oportuno, las condiciones en las que el biometano podrá integrarse a una red de gas natural. Ello indica que es la Secretaría de Gobierno de Energía, a través de la Subsecretaría de Recursos Hidrocarburíferos, quien tiene la potestad de incentivar y de fijar condiciones económicas y comerciales para la incorporación del biogás y del biometano en la red. No obstante, todos los aspectos técnicos y de seguridad son competencia del ENARGAS, por aplicación del artículo 21 de la Ley 24076 de Marco Regulatorio del Gas Natural.

En consecuencia, para la formulación y aplicación de una política pública destinada a incorporar biometano en la red de gas natural, se recomienda el trabajo conjunto de los cuadros técnicos de la Secretaría de Gobierno de Energía y del ENARGAS expresados mediante: a) una resolución ministerial que declare la importancia estratégica de fomentar la incorporación del biometano en la red, su almacenamiento en forma de GNC o GNL y su utilización en el transporte, estableciendo mecanismos de incentivos, subsidios o compensaciones para los productores de biometano que presenten proyectos de suministro a largo plazo; y b) una resolución del ENARGAS y las correspondientes normas NAG que establezcan las condiciones técnicas, de calidad y seguridad para la incorporación del biometano en la red de gas natural (tal como se detalla más abajo).

a) Incentivos económicos para la incorporación de biometano en la red de gas natural

La estrategia para el fomento de la incorporación de biometano en la red de gas natural de la Argentina debería comenzar por el dictado de una resolución ministerial que establezca, como reglamentación del Decreto 109 reglamentario de la Ley de Biocombustibles, las condiciones en las que podrá integrarse el biometano en una red de gas natural, su almacenamiento en forma de GNC y GNL, y su utilización en el transporte como combustible.

Esta resolución ministerial debería declarar la importancia estratégica de fomentar la incorporación del biometano a la red, estableciendo mecanismos de incentivos, subsidios o compensaciones para los productores de biogás que presenten proyectos de suministro a largo plazo para incorporar biometano a la red. Los incentivos pueden referirse a los siguientes casos:

- Se podría establecer, como incentivo a nivel nacional, que las instalaciones y operaciones necesarias para el acondicionamiento del biogás a los fines incorporarlo a la red en condiciones de seguridad y calidad o transformarlo en biometano en forma de GNC o GNL, se financien mediante un subsidio del Estado nacional.
- Alternativamente, podría imponerse a los operadores de red la obligación de compra del biometano, con reconocimiento de los costos adicionales de extensión de la red de gas en las tarifas de usuario final, previa aprobación del proyecto por parte del ENARGAS.
- En el caso de localidades aisladas cercanas a las plantas de producción de biometano sin acceso a la red de gas natural, el Estado nacional podría financiar la implementación de un gasoducto virtual mediante el transporte del biometano en forma de GNC o GNL.

Al productor de biometano se le reconocería el precio de venta de la distribuidora del gas natural a las estaciones de GNC o a los usuarios residenciales. Adicionalmente, el Estado no debería gravar con impuestos a los combustibles la producción y venta de “GNC verde”.

b) Normas técnicas, de seguridad y regulatorias para el biometano

Conforme al artículo 21 de la Ley 24076, el ENARGAS tiene competencia para dictar la normativa técnica y de seguridad que deberán observar todos los agentes de la industria del gas.

El biogás está incluido en la definición de “gas” del decreto reglamentario de la Ley 24076 de Marco Regulatorio de las Actividades de Transporte, Distribución y Almacenamiento de Gas Natural. En este marco, el ENARGAS debería redactar las Normas argentinas mínimas de seguridad (NAG) para el biogás, basado en las normas relacionadas con el gas natural y, eventualmente, como adaptación de otras disposiciones operativas y de seguridad internacionales referidas al transporte, distribución y almacenamiento del biogás.

El biometano es a las redes de gas natural lo que la energía distribuida es a las redes de energía eléctrica. Por lo tanto, el ENARGAS deberá establecer la regulación necesaria para asegurar que las distribuidoras no se conviertan en una barrera para la introducción del biometano a su red de distribución.

Por otro lado, deberá reglamentar el almacenamiento del biometano en forma de GNC y GNL en pequeña escala, así como su transporte mediante camión a localidades cercanas a las plantas de biometano (mediante el llamado gasoducto virtual).

6.3 Guías ambientales específicas

Aunque la producción de biogás resulte beneficiosa en términos ambientales, existen algunos aspectos que deben atenderse al momento de evaluar el desarrollo y la instalación de una planta destinada a la producción de este tipo de bioenergía: emisión de olores, generación de lodos digeridos, emisión de contaminantes atmosféricos, ruido. Los potenciales impactos que puede producir una planta de biogás dependerán del tipo de sustratos utilizados, del tamaño de la planta y de su cercanía a centros poblados, reservas de agua, áreas protegidas o bienes ambientales en general.

Como parte de la estrategia nacional para el fomento de la incorporación del biometano a la red, deberían emitirse guías específicas para la regulación de estos aspectos, a fin de asegurar e incentivar la ejecución de los proyectos.

6.4 Desarrollo tecnológico e industrial asociado

Los máximos organismos de Agroindustria, Energía, Producción y Ciencia y Tecnología deberán coordinar con las universidades nacionales un programa de desarrollo industrial y tecnológico asociado a la producción de biometano, que incluya los siguientes aspectos:

- Sistemas de conversión del biogás a biometano.
- Conversión de maquinaria agrícola diesel a GNC o GNL.
- Desarrollo de una red local de estaciones de servicio de GNC en coincidencia con las plantas de producción de biometano.
- Desarrollo de módulos para transporte en camión de GNC y GNL (gasoductos virtuales).

BIBLIOGRAFÍA

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.

EBA. 2014. Biogas Barometer. EurObserv'ER.

EBA. 2016. *Reporte estadístico de la European Biogas Association, 6.º edición.* (Disponible en: <http://european-biogas.eu/2016/12/21/eba-launches-6th-edition-of-the-statistical-report-of-the-european-biogas-association/>).

FAO. 2018. Relevamiento nacional de biodigestores. *Relevamiento de plantas de biodigestión anaeróbica con aprovechamiento energético térmico y eléctrico.* Colección Documentos Técnicos N.º 6. Buenos Aires. Proyecto para la promoción de la energía derivada de biomasa (UTF/ARG/020/ARG).

GIZ. 2013. *Guía sobre el biogás. Desde la producción hasta el uso.* Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit. Eschborn (Alemania) (disponible en <https://mediathek.fnr.de/media/downloadable/files/samples/1/e/leitfadenbiogas-es-2013.pdf>).

MINEM. 2017. *Ofertas adjudicadas RenovAr Ronda 2.* Ministerio de Energía (disponible en https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/20171129_renovarr2-adjudicacion_prensa.pdf).

Negri, A.N. 2015. *Meccanismi di incentivazione della produzione di biometano.* Presentación en la Stazione sperimentale per i combustibili. Associazione italiana economisti dell'energia (AIEE). Milán (Italia) (disponible en http://www.innovhub-ssi.it/c/document_library/get_file?uuid=18853979-057d-40e2-a432-9aeb2e4ef599&groupId=11648).

PSE PROBIOGAS. 2007. "Uso en redes de gas natural". *Desarrollo de sistemas sostenibles de producción y uso de biogás agroindustrial en España.* Ministerio de Ciencia e Innovación de España (disponible en [http://213.229.136.11/bases/ainia_probiogas.nsf/0/E7335CFC-81BF4BC0C125773D002A60C2/\\$FILE/Cap4.pdf](http://213.229.136.11/bases/ainia_probiogas.nsf/0/E7335CFC-81BF4BC0C125773D002A60C2/$FILE/Cap4.pdf)).

PSE PROBIOGAS. 2009. *Desarrollo de sistemas sostenibles de producción y uso de biogás agroindustrial en España.* Rueda de prensa 9 de julio de 2009. PROBIOGAS (<https://www.ainia.es/html/sites/09/portalesociado/probiogas-portal.pdf>).

ANEXO I

NORMATIVA ALEMANA

Elementos de la EEG para fomentar la incorporación de biometano como fuente de generación eléctrica

Los incentivos para la incorporación de biometano en la red de gas natural se basan en el régimen de incentivos aplicables a la inserción en la red de energía eléctrica de fuentes renovables.

Conexión

Conexión a la red: El operador de la planta debe suministrar la electricidad generada en la planta de biogás a la red pública de energía eléctrica, y ponerla a disponibilidad del operador de dicha red. Esto requiere una conexión física entre la planta y la red de energía eléctrica, así como procesos formales de notificaciones, pruebas de compatibilidad y contratos.

Punto de conexión a la red: La conexión tiene que hacerse en el punto del sistema de la red que sea técnicamente conveniente para recibir la electricidad con respecto al nivel de voltaje y a la distancia lineal más corta de la planta de biogás. El operador de la planta generalmente tratará de incorporar la electricidad en la red en el punto más cercano a la planta, aunque puede estar más lejos en ciertas circunstancias. Si no se puede alimentar la electricidad en el punto legal de conexión a la red debido a que la capacidad de la red es inadecuada, el operador de la planta puede demandar que el operador de la red optimice, fortalezca o mejore la red sin demora de acuerdo con tecnología de última generación.

Notificación: El operador de la planta tendrá que informar desde el inicio al operador de la red sobre la intención de construir una unidad de generación con biogás en un lugar específico. El operador de la red también debe ser notificado de la capacidad eléctrica instalada que se prevé. Una vez que el operador de la planta y el operador de la red han acordado el punto de conexión a la red, el operador de la planta debe presentar una solicitud para hacer una reserva firme de capacidad de conexión a la red. Entonces, puede comenzar la obra para establecer la conexión a la red, incluso antes de que comience la construcción de la planta.

Prueba de compatibilidad: Antes de que pueda comenzar la obra de conexión a la red, normalmente será necesario realizar una prueba de compatibilidad, para establecer si, dónde y –si fuera aplicable– en qué condiciones es física y técnicamente posible alimentar la red, dada la capacidad eléctrica que el operador de la planta tiene como objetivo proporcionar. En la práctica, normalmente la prueba de compatibilidad de red la realiza el

operador de red, aunque el operador de la planta también puede encargar el trabajo a un tercero. En este último caso, el operador de la red está obligado a enviar todos los datos necesarios para realizar la prueba al operador de la planta.

Contrato: El derecho que tiene un operador de planta a una conexión de red deriva directamente de la EEG. Por lo tanto, un contrato de conexión de red no es absolutamente esencial. Puede tener sentido celebrar un contrato de conexión de red, sin embargo, especialmente para aclarar asuntos técnicos entre el operador de la planta y el operador de la red.

Costos de conexión a la red y expansión de capacidad de la red: La ley distingue entre los costos de conexión a la red y los costos de mejoramiento de la red. En consecuencia, el operador de la planta carga con el costo de conectar la planta a la red, mientras que el operador de la red tiene que pagar la optimización, el fortalecimiento y el mejoramiento de la red.

Comercialización

La comercialización de la energía eléctrica de fuentes renovables se realiza a través de dos mecanismos: la venta de electricidad al operador de la red o la venta directa en el mercado mayorista o a terceros.

Tarifa de la energía eléctrica. El operador de la red siempre debe tomar en cuenta la prioridad otorgada a la electricidad de fuentes renovables y provenientes de generación combinada de calor y energía, por encima de la generación de electricidad producida convencionalmente. Un prerrequisito para recibir la tarifa de la EEG es que la electricidad se suministre a la red pública y se ponga a disposición del operador de la red. Si la planta se conecta a la propia red del operador de la planta (por ejemplo, la red de una compañía) o a una red que pertenece a un tercero, el suministro a la red pública puede hacerse sobre base comercial y contable.

Venta directa: Los operadores de la planta también pueden renunciar temporalmente a la tarifa de la EEG y entrar por sí mismos en la venta directa de la electricidad, ya sea en el mercado mayorista o directamente a terceros. La electricidad que se vende en el mercado se negocia sin referencia a la fuente de generación. Si los operadores de la planta deciden vender su electricidad directamente, deben hacerlo por meses calendario completos. Pueden alternar entre la tarifa de la EEG y la venta directa mes por mes, pero deben notificar al operador de la red del cambio antes del inicio del mes calendario previo.

Tarifas y sistema de bonos

El derecho a recibir la tarifa de la EEG se inicia tan pronto se genere electricidad exclusivamente a partir de fuentes de energía renovable y se comience a suministrarla a la red pública de energía eléctrica. Las tarifas de la EEG tienen las siguientes características:

Nivel de tarifas: Se determina por el tamaño de la planta, la fecha en la que se puso en marcha y la fuente de energía. Como diferencial por el tamaño de la planta, la EEG incluye una escala de pagos deslizante que se basa en umbrales de capacidad legalmente definidos. No es la capacidad eléctrica instalada de la planta, sino su producción anual promedio la que determina cómo la energía eléctrica suministrada a la red se asigna a las diferentes porciones de capacidad.

Tarifa básica: Un prerequisite para tener derecho a la tarifa básica es que la electricidad se genere a partir de biomasa, de acuerdo con el sentido de la Ordenanza sobre la Biomasa (BiomasseV). El gas producido con biomasa se clasifica también como biomasa, y debe cumplir con los requisitos de BiomasseV. Sin embargo, posteriormente, el biogás puede utilizarse en combinación con otra “biomasa gaseosa”, en el sentido más amplio, para la generación de energía eléctrica.

Duración del pago de las tarifas promocionales: El derecho al pago de la tarifa de la EEG está restringido a un período de 20 años calendario más la parte remanente del año en el que se puso en marcha la planta de biogás. No existen disposiciones legales que prevean la extensión del período de pago legal.

Disminución gradual: El nivel de tarifa pagadero a una planta en el año en que se puso en marcha sigue siendo constante por todo el período de pago legal. Sin embargo, se aplican tasas tarifarias más bajas a plantas que se pusieron en marcha en años más recientes. La EEG dispone una reducción anual, con diferentes grados dependiendo del tipo de energía renovable.

Fecha de la puesta en marcha: Se considera que una planta ha sido puesta en marcha cuando se pone en operación por primera vez, luego de establecer su aptitud operativa técnica. Desde esa fecha, las tarifas caen año a año, debido al principio de la disminución gradual de la tarifa.

Conexión virtual: Los operadores de unidades de CHP que utilizan el biometano en sus plantas de manera “virtual” reciben esencialmente el mismo pago que el que reciben si el gas se convierte directamente en electricidad en la ubicación de la planta de biogás. Lo mismo se aplica cuando el gas se suministra mediante una microtubería de gas.

Bonos: Además, la ley incluye un sistema de bonos diferenciados que ofrece varios incentivos al uso de ciertos materiales como insumo, al empleo de nuevas tecnologías y a la eficiencia en el uso del calor. El propósito de los bonos es establecer un sistema de incentivos sofisticado para asegurar la conversión de biomasa en electricidad. El Cuadro 2 detalla los valores y condiciones de los bonos.

Incentivos para energía térmica y recuperación de calor

La recuperación y el suministro del calor a partir de biogás se trata en la EEG y en leyes específicas para el calor: Ley de Calor y Energía Eléctrica Combinados, Ley sobre el Calor proveniente de Energías Renovables. Las particularidades del marco normativo se detallan a continuación:

Suministro de calor: El operador de la planta suministra el calor, ya sea a un operador de red de calor o directamente al demandante de calor. El operador de la red de calor y el usuario final celebran un contrato de suministro de energía separado. Sin embargo, cuando el operador de la planta actúa como proveedor de calor, celebra directamente un contrato de suministro con el demandante de calor. Si el operador de la planta prefiere no asumir las obligaciones asociadas con ser un proveedor de calor, puede contratar los servicios de un tercero. Cuando la obligación de utilizar energías renovables debe satisfacerse exclusivamente por el uso de biogás, los propietarios deben abastecer al menos 30% de

sus necesidades de energía de calefacción a través del uso de biomasa gaseosa. Cuando se utiliza biometano mejorado e inyectado para suministrar calor, se tienen que cumplir requisitos especiales de acuerdo con el N.º II 1 del Anexo de la Ley sobre el Calor proveniente de Energías Renovables.

Redes de calor: Como regla general, no se requiere ningún permiso especial para establecer una red de calor. El operador de la red de calor debe, no obstante, prestar atención a los derechos de uso respecto del tendido de las tuberías de calor a través de terrenos de terceros. El operador puede celebrar un contrato de uso del terreno con su propietario, que regulará en particular el pago por el derecho al uso del terreno. Cuando la tubería de calor corre a lo largo de una carretera pública, el operador de la red de calor debe celebrar un contrato de servidumbre con la autoridad responsable de la construcción y mantenimiento de carreteras. Esto puede requerir el pago de una tarifa fija o de una tarifa que se determina sobre la base de los kilowatt-hora suministrados.

Cogeneración: Si una unidad de CHP de biogás se opera en el modo de cogeneración, el calor residual debe utilizarse como parte de un concepto de recuperación de calor permitida, de manera que pueda recibir el bono de CHP. Para solicitar el bono de CHP, se debe demostrar que el calor se utiliza de acuerdo con la lista positiva, N.º III del Anexo 3 de la EEG. Esto se aplica a todas las plantas que se pusieron en marcha luego del 1.º de enero de 2009. Se tiene derecho al bono de CHP si se cumplen los otros criterios para el pago.

Incentivos de mercado: Si el calor se utiliza de acuerdo con el N.º III 2, Anexo 3 de la EEG (alimentación a una red de calor), existen incentivos para la construcción de ciertos tipos de redes de calor, tanto mediante el programa de incentivos del mercado como a través de la Ley de Calor y Energía Eléctrica Combinados (KWKG). Las redes de calor elegibles obtienen una cierta proporción de su calor, ya sea de generación de calor y energía eléctrica combinados o de fuentes de energía renovable.

Grupo y redes de calefacción distritales: La Sección 16 de la Ley sobre el Calor proveniente de Energías Renovables promueve esquemas de calefacción de grupo y redes de calefacción distritales. Las municipalidades y asociaciones gubernamentales de los gobiernos locales pueden conseguir autorizaciones para establecer conexión obligatoria y uso con conexión a una red pública de suministro de calefacción local o distrital. El mecanismo está diseñado para alentar a las autoridades locales a emitir la autorización de conexión correspondiente y a utilizar normas para redes públicas de suministro de calor en las que una proporción de la energía final se origina de fuentes de energía renovable o predominantemente de plantas de CHP.

Modificaciones recientes

La última reforma de la EEG comenzó a regir en agosto de 2014. El objetivo fue frenar los aumentos en el costo de la electricidad y llevar las energías renovables hacia condiciones de mercado. La reforma se centra en tecnologías menos costosas, como la energía eólica y la fotovoltaica.

Los subsidios serán reducidos por etapas. A partir de 2015, la remuneración media adicional de las energías renovables pasaría de aproximadamente 17 USD/MWh a aproximadamente 12 USD/MWh para las nuevas plantas. Los costos de las energías renovables, que pesaban principalmente sobre la industria, deberán ser soportados por todos

los usuarios. Sólo habrá excepciones al cargo cuando realmente sea necesario. Se revisó también el Esquema de Compensación Especial para las industrias electrointensivas. La exención total o parcial del cargo sólo se aplicará a empresas electrointensivas que compitan a nivel internacional.

En el futuro, las empresas que produzcan electricidad convencional para abastecer sus propias necesidades (autoprodutores) deberán pagar parte de los costos para la expansión de las energías renovables. Esto se aplicará a instalaciones nuevas. Los autoprodutores ya existentes pueden seguir consumiendo la electricidad que generan en su instalación sin tener que pagar el recargo.

La reforma de 2014 introdujo objetivos cuantitativos concretos para los aumentos anuales de capacidad de cada tipo de tecnología de energía renovable. Energía solar: incremento anual de 2 500 MW (bruto). Energía eólica en tierra: incremento anual de 2 500 MW (neto). Biomasa: incremento anual de aproximadamente 100 MW (bruto). Energía eólica *off shore*: instalación de 6 500 MW hasta 2020 y 15 000 MW hasta 2030. Las tasas de los subsidios disminuirán automáticamente a medida que entren instalaciones adicionales. Se dispuso que los operadores de nuevas instalaciones comercialicen la electricidad generada directamente en el mercado. (Esto aplica desde agosto de 2014 a todas las nuevas instalaciones con capacidad superior a 0,5 MW y, desde enero de 2016, a todas las nuevas instalaciones con una capacidad de 0,1 MW o más.)

Las instalaciones nuevas a partir de biomasa generarán así en forma flexible y sólo cuando el mercado alcance picos de precios. Como compensación, los nuevos generadores con biomasa reciben una prima anual de 50 000 USD por MW de capacidad instalada. Se busca orientar los incentivos hacia las plantas que utilicen residuos, desalentando a las que utilizan maíz o residuos de madera.

La EEG 2014 considera que las tarifas reguladas pueden pasar a ser determinadas por el mercado. En abril de 2015 se realizó una subasta piloto para energía fotovoltaica. Se están haciendo preparativos para la realización de subastas para el resto de las tecnologías de energía renovable. El Ministerio Federal de Economía y Energía publica previamente para consulta un análisis de mercado que da sustento a las condiciones de la subasta.

Informe técnico-analítico para una estrategia de promoción de la incorporación de biometano a la red de gas natural

COLECCIÓN
INFORMES
TÉCNICOS

N.º 2

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

www.fao.org

ISBN 978-92-5-131241-4



9 7 8 9 2 5 1 3 1 2 4 1 4

CA2954ES/1/06.19