Maestría en Dirección Estratégica & Tecnológica

“Biometano: El gas renovable que ofrece a la Argentina la recuperación de su soberanía energética”

Alumno: Facundo Ezequiel Grande
Ingeniero en Sistemas de Información
Legajo: 105007

Tutora: Ángela Gerpe
Ingeniera Química

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, octubre de 2022

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, quisiera agradecer al Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA), por la calidad humana y técnica que demostraron todos los profesores y responsables de la maestría.

También quiero agradecer a Red Link, la empresa donde trabajo actualmente, que me dio su apoyo para poder arrancar este desafío.

A continuación, quiero agradecer profundamente a mi tutora Ángela Gerpe por el tiempo e interés dedicado para guiarme en el desarrollo de la investigación y el armado de este documento.

Por último, quisiera agradecer a mi mujer Marisol por acompañarme y apoyarme en todo el proceso desde el inicio de las clases virtuales, en plena pandemia, hasta la finalización de esta tesis.

ÍNDICE DE CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN 8
1.1 Importación de gas en la Argentina. 10
1.2 Un poco de historia 12
1.3 Efectos adversos en la esfera ambiental 20
1.4 La basura, el gasto de tirar y su gestión. 24
2. PROBLEMÁTICA 26
2.1 El contexto de la producción local y la creciente dependencia externa 27
3. CONOCIENDO EL PODER OCULTO DE LA BASURA 28
3.1 La Biomasa 28
3.2 La biodigestión anaeróbica 29
3.3 El Biogás 31
3.3 Producción del Biogás 34
3.4 Ventajas del Biogás 39
3.5 El Biometano 41
3.6 Producción del Biometano 41
3.7 Ventajas y desventajas del biometano 48
3.8 Gasoducto Virtual 50
3.9 Usos energéticos del Biogás y Biometano 51
4. CONTEXTO INTERNACIONAL DEL BIOGÁS Y BIOMETANO 52
4.1 El país pionero mundial 52
4.2 Datos sobre el biogás en Alemania 53
4.3 Datos sobre el biometano en Alemania 54
4.4 Datos sobre el biogás en España 56
4.5 Sistemas de incentivos en Europa 60
4.6 Despliegue del Biometano en Europa 62
4.7 Desventajas detectadas en Europa 62
4.8 Proyecto DiBiCoo 62
4.9 Proyecto con Biometano en Brasil 63
5. CONTEXTO NACIONAL DEL BIOGÁS Y BIOMETANO 65
5.1 Programas de incentivos en la Argentina 66
5.2 Mecanismos de Incentivos 70

5.3 Marco regulatorio 71
5.4 Actualidad del biogás en Argentina 78
5.5 Actualidad del biometano en Argentina 88
6. BIOMETANO INYECTADO A LA RED DE GAS 90
6.1 Casos de referencia a nivel internacional 91
6.2 Barreras para su desarrollo en la Argentina 95
7. PLANTAS DE BIOGÁS INDUSTRIALES 97
7.1 Claves para la construcción de una planta de Biogás 97
7.2 Factores claves para el desarrollo sostenible de una planta de biogás 97
7.3 Dependencia de los subsidios del Estado 99
7.4 La ineficiencia de generar electricidad a partir del biogás 99
8. DIFERENCIAS DEL GAS COMÚN (HIDROCARBURO) Y EL BIOMETANO (GAS VERDE) 101
9. VENTAJAS COMPETITIVAS EN ARGENTINA 103
9.1 Amplia trayectoria en el desarrollo del GNC 103
9.2 Potencial del territorio y la biomasa 104
9.3 Infraestructura de gas natural existente 110
9.4 Tecnología de Bio-GNC y Bio-GNL 110
10. VIABILIDAD ECONÓMICA EN ARGENTINA 111
10.1 Biogás y Biometano vs Gas natural, la necesidad de incentivos 113
10.2 Oportunidad para llevar gas sustentable a comunidades aisladas 117
10.3 Uso del gas verde para el transporte, nuestra mejor oportunidad. 122
11. ASPECTOS CLAVES PARA AVANZAR 129
11.1 Requisitos para la inyección de biometano a la red nacional 132
11.2 Estrategia para suplantar la importación de gas 132
11.3 Alternativas de promoción 134
12. BENEFICIOS ASOCIADOS A LA PRODUCCIÓN DE BIOMETANO 135
13. BIOMETANO COMO COMPLEMENTO DE COMBUSTIBLES FÓSILES 139
13.1 Matriz FODA 145
13.2 Impactos positivos 145
13.3 Propuesta 147
14. CONCLUSIONES 150
15. BIBLIOGRAFÍA 153

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Precio del gas importado según el origen 15
Tabla 2: Cantidad de biomasa generada por año en Italia según su categoría 39
Tabla 3: Composición del biogás y biometano 41
Tabla 4: Ventajas y desventajas de cada tecnología de upgrading 46
Tabla 5: Composición de la inversión de una central de biogás 47
Tabla 6: Composición de la inversión de una central de biometano 48
Tabla 7: Estructura de bonos de la Ley de Fuentes de Energía Renovable de Alemania 92
Tabla 8: Demanda de gas en la Argentina, y composición según segmento (2017-2018) 113
Tabla 9: Componentes que deben ser retribuidos en un proyecto de biometano 115
Tabla 10: Proyección a 2025 de demanda de gas natural para el transporte 123
Tabla 11: Compras de gas GNL del primer cuatrimestre de 2022, post inicio de conflicto bélico 138
Tabla 12: FODA del biometano en Argentina 145

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Matriz energética de Argentina en 1970 12
Figura 2: Matriz energética de Argentina en 2010 12
Figura 3: Importación y exportación de gas natural (2008-2019) 13
Figura 4: Importaciones diarias de gas natural: Bolivia + Chile + GNL 17
Figura 5: Tipos de consumo de gas natural en Argentina 2019 17
Figura 6: Matriz energética de Argentina (2015-2020) 19
Figura 7: Mapa de fertilidad de los suelos (2011-2019) 22
Figura 8: Inventario de emisiones de Gases de Efecto Invernadero 23
Figura 9: Clasificación de la biomasa 29
Figura 10: Biodigestión anaeróbica 29
Figura 11: Flujo de la conversión de residuos en energía 31
Figura 12: Equivalencias del biogás con otras fuentes de energía 32
Figura 13: Casos de uso con un metro cúbico de biogás 33
Figura 14: El ciclo que permite cerrar el biogás 34
Figura 15: Proceso de digestión húmeda 35
Figura 16: Proceso de digestión seca 37
Figura 17: Economía circular que permite el biometano 40
Figura 18: Proceso de generación del biometano 42
Figura 19: Esquema del proceso de codigestión de estiércol vacuno y silaje de maíz 43
Figura 20: Tecnologías más utilizadas del proceso de upgrading 44
Figura 21: Origen y aplicaciones del biogás y biometano 52
Figura 22: Plantas de biogás en Europa. Año 2015 55
Figura 23: Plantas de biometano en Europa. Año 2015 55
Figura 24-A: Características de la planta de Valdemingómez de Madrid, España 59
Figura 24-B: Características de la planta de Valdemingómez de Madrid, España 59
Figura 25: Sistemas de incentivos al biogás en Europa 61
Figura 26: Sistemas de incentivos al biometano en Europa 61
Figura 27: Comparación de las características del programa Renovar, Ronda 1 y 2 66
Figura 28: Distribución geográfica de proyectos adjudicados en la ronda 2 de Renovar 67
Figura 29-A: Proyectos de biogás del programa Renovar, Ronda 3 67
Figura 29-B: Proyectos de biomasa y biogás de relleno sanitario de Renovar, Ronda 3 68
Figura 30: Marco regulatorio de energías renovables 74

Figura 31: Mapa del potencial de biogás con origen porcino 79
Figura 32: Mapa del potencial de biogás con origen feedlot 80
Figura 33: Mapa del potencial de biogás con origen en tambos 81
Figura 34: Cubrimiento de la demanda eléctrica con energías renovables 82
Figura 35: Biodigestor del Mercado de Frutas y Verduras de la Colectividad Boliviana 83
Figura 36: Biodigestor del frigorífico avícola Las Camelias S.A. 85
Figura 37: Proyecto de biometano a red en Santa Fe 89
Figura 38: Metas de la Asociación de Biogás Europea para el año 2030 101
Figura 39: Cantidad de emisiones de CO_2 que genera un vehículo al moverse 100 km 102
Figura 40: Relación entre vehículos habilitados y estaciones de GNC (1998-2021) 103
Figura 41: Comparación del potencial del biogás a partir de sustratos agropecuarios 105
Figura 42: Actividades de la provincia de Córdoba con potencial de generar biogás 106
Figura 43: Evolución del precio del GAS OIL en MMBTU (2008-2018) 107
Figura 44: Potencial del biometano en la provincia de Buenos Aires con cultivos energéticos 108
Figura 45: Potencial del biometano en la provincia de Buenos Aires con estiércol bovino 109
Figura 46: Potencial del biometano en la provincia de Buenos Aires con criaderos porcinos 109
Figura 47: Potencial del biometano en la provincia de Buenos Aires con desechos de frigoríficos 110
Figura 48: Comparativa del costo de producción del biometano (Abril 2019) 117
Figura 49: Mapa de localidades con y sin acceso a la red de gas natural 118
Figura 50: Comparativa del precio del biogás vs el GLP en una red aislada. (Abril 2019) 120
Figura 51: Comparativa del precio del biogás vs el GLP en garrafa. (Abril 2019) 120
Figura 52: Comparativa del precio del biometano vs el GLP en garrafa. (Abril 2019) 122
Figura 53: Comparativa del costo del BIO-GNC vs el GNC. (Abril 2019) 125
Figura 54: Evolución de los precios del BIO-GNL, GASOIL y FUELOIL (2008-2019) 127
Figura 55: Comparativa del precio del BIO-GNL vs NAFTA. (Abril 2019) 128
Figura 56: Comparativa del precio del BIO-GNL vs GASOIL. (Abril 2019) 128
Figura 57-A: Propuesta legislativa para el Biometano 130
Figura 57-B: Propuesta legislativa para el Biometano 130
Figura 57-C: Propuesta legislativa para el Biometano 132
Figura 58: Importación de gas según origen durante al año 2021 (m^3) 133
Figura 59: Biogás y biometano versus combustibles fósiles (central 12.000 m^3 diarios) 139
Figura 60: Biogás y biometano versus combustibles fósiles (central 36.000 m^3 diarios) 140
Figura 61: El logro que produciría un corte del 5% de biometano inyectado a la red 148
Figura 62-A: Impactos positivos del corte del 5% de biometano inyectado a la red 148

Figura 62-B: Impactos positivos del corte del 5% de biometano inyectado a la red 149
Figura 62-C: Impactos positivos del corte del 5% de biometano inyectado a la red 149
Figura 63: Beneficios distribuidos en 18 provincias del país 150

1. INTRODUCCIÓN

La Argentina hace más de una década comenzó a importar gas de origen fósil, una fuente no renovable y cuya obtención perjudica al planeta. Esto impactó negativamente en la balanza comercial de la nación y se abandonó la independencia energética.

La fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos (RSU), residuos agroindustriales y efluentes cloacales que producimos a diario, se descompone generando gases de efecto invernadero[1], principalmente gas metano, que afectan a la capa de ozono, entre otros contaminantes que son transportados en los lixiviados[2]. Sin embargo, existe la posibilidad de aprovechar estos gases para producir energía verde, a modo de electricidad, calor o gas. De esta manera se obtiene un doble beneficio, mientras que se genera energía desde una fuente renovable, a la vez, se reduce la contaminación evitando el incremento del efecto invernadero, problemas de salud pública, contaminación de suelo por lixiviados, agua y aire, entre otros.

En la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (COP26) del año 2021, la Argentina se comprometió a reducir un 40% las emisiones anuales de metano necesarias para 2030. Si consideramos un gas de origen renovable, muy similar al gas natural, que se puede producir con los residuos orgánicos (enfocados a una buena gestión ambiental), llamado BIOMETANO, éste podría ser la solución a los problemas mencionados anteriormente.

Según el Informe "Estado del Ambiente 2018" elaborado por la Dirección Nacional de Gestión Integral de Residuos (DNGIR), en la Argentina el 49% de los residuos que generamos son orgánicos. Esto en 2018

[1] Un gas de efecto invernadero (GEI) es un gas que absorbe y emite radiación dentro del rango infrarrojo. Este proceso es la fundamental causa del efecto invernadero. Los principales GEI en la atmósfera terrestre son el vapor de agua (H_2O), el dióxido de carbono (CO_2), el metano (CH_4), el óxido nitroso (N_2O) y el ozono (O_3).

[2] En general se denomina lixiviado al líquido resultante de un proceso de percolación de un fluido a través de un sólido. El lixiviado generalmente arrastra gran cantidad de los compuestos presentes en el sólido que atraviesa.

representaba 16,5 millones de toneladas por año aproximadamente que podrían ser transformados en energía verde, colaborando con el país para recuperar la soberanía energética.

Dependencia del gas

Dos tercios de la electricidad argentina sigue siendo generada por combustibles fósiles. La mayor parte deriva del gas. Esto significa que Argentina tiene la segunda cuota de porcentaje de generación de electricidad con gas dentro del G20 (Peter Tunbridge, 2021).

Costos de las importaciones

En los años 2018 y 2019, pre-pandemia, en términos de valor, con un precio promedio de u$s 6,1 por millón de BTU[3] (MBTU), las importaciones de gas costaron unos u$s 2.200 millones en 2018 y u$s 1.500 millones en 2019.

En Argentina, entre 2005 y 2015 las importaciones de gas crecieron más de un 550% impactando negativamente a la balanza comercial del país. Se pasó de tener un solo proveedor a tener varios, provenientes de distintos países y con un precio que varía según el origen y el contexto internacional.

Problemas ambientales

Argentina no produce ni un solo metro cúbico de gas utilizando fuentes de energía renovables. A su vez, estudios demuestran que la fertilidad de los suelos argentinos en los últimos años ha disminuido drásticamente.

Escasez de combustibles para transporte y logística

En junio de 2022, el país tuvo serios problemas de escasez de Gasoil, y suele tener inconvenientes con el precio de la nafta que lo mantiene regulado. A su vez, este tipo de negocio se presenta concentrado en pocos grupos económicos de gran poder.

[3] Una unidad térmica británica (BTU) es la cantidad de energía necesaria para elevar la temperatura de una libra de agua en 1 ° F. Es una unidad de medida comúnmente utilizada para la medición del gas.

Biometano como posible solución

Las importaciones del gas en Argentina tienen un pico entre los meses de junio y agosto, por la mayor demanda para calefacción, sin embargo, tienen un piso de 400.000 MMBTU a lo largo del año. Este piso implica un 9,13% del consumo anual y esto, por ejemplo, podría ser abastecido con gas proveniente de biometano. De esta manera se lograría dejar de importar gas en los meses que no pertenecen al invierno. La promoción del desarrollo del biometano también permitiría revalorizar económicamente los residuos agroindustriales.

El biometano puede ser utilizado como BIO-GNC[4] para combustible de transporte, incluso de transporte de carga pesada. Este gas verde puede ser despachado en el lugar donde se produce o trasladado hacia la estación de servicio que se requiera. Esto provocaría descentralizar el negocio actual de los combustibles fósiles, disminuir la dependencia sobre el gasoil y las naftas para no estar atados a su precio internacional. Además, la mayoría de las provincias del país serían capaces de producir este biocombustible, dejando de comprar combustible tradicional a las pocas provincias que lo producen.

A su vez, el biofertilizante producido por las plantas de biogás puede mejorar la fertilidad del suelo y evitar el uso y las importaciones de fertilizantes químicos.

1.1 Importación de gas en la Argentina.

Según una estimación de la Secretaría de Energía, en el año 2021 entraron al país 3.674 millones de metros cúbicos (Mm^3) por los puertos y se importaron 4.450 Mm^3 desde Bolivia, para llegar a un total de 8.124 Mm^3. La compra al país vecino se realizó en el marco del Contrato de Compraventa de Gas Natural, suscripto el 19 de octubre de 2006, y representa un desembolso de 200 millones de dólares (Iprofesional, 2021).

[4] Gas Natural Comprimido cuyo origen pertenece a fuentes de energías renovables

En noviembre de 2020, a través del decreto 892/2020, el Gobierno argentino anunció el denominado Plan Gas.Ar, que tiene como objetivo hasta 2024 sustituir importaciones y poder cubrir la demanda nacional con la producción de más de 30.000 millones de metros cúbicos de este combustible fósil.

> "Ese programa se lanzó a comienzos de ese año con unas licitaciones que se hicieron y un compromiso de suministrar al mercado nacional de aquí a 2024 con alrededor de 67 y 70 Mm3 por día, adjudicaciones que ganaron las principales empresas productoras de gas: YPF, Pan American Energy, Total y también otras nuevas que han entrado en el sector, Tecpetrol y Pampa Energía" (IProfesional, 2021).

La producción de gas en Argentina hoy se divide en 57% que sigue siendo de gas convencional, extraído de los pozos petroleros, y el otro 43% responde a la creciente producción no convencional (shale). "La que viene creciendo en los últimos años es la del shale gas, como parte de un mecanismo de incentivo iniciado en 2017, esquema promocional que vence este año", concluyó el asesor legislativo en energía y política exterior.

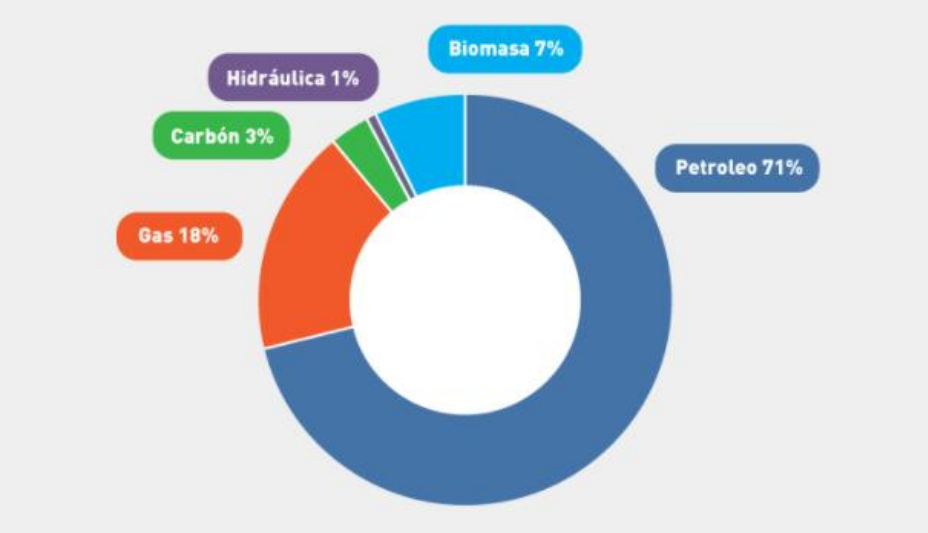
El shale gas ofrecido por las empresas en el marco del Plan Gas.Ar está destinado a satisfacer la demanda prioritaria: hogares que consumen gas natural por redes y el necesario para el sector industrial y comercial. Esa producción diaria, en primavera-verano cumple con el 60% de la demanda, pero en otoño-invierno llega a abastecer el 40%.

Lo expuesto anteriormente indica que **en Argentina no se produce ni un solo metro cúbico de gas utilizando fuentes de energía renovables**. En uno de los puntos destacados del plan Gas.ar se encuentra el siguiente: “Sustituye importaciones de Gas Natural Licuado (GNL) y el consumo de combustibles líquidos, y genera certidumbre de largo plazo en los sectores de producción y distribución.” (Argentina.gob.ar, 2020). Es imposible generar certidumbre de largo plazo con fuentes de energía no renovables, en algún momento se acabará y eso no es pensar en el largo plazo.

1.2 Un poco de historia

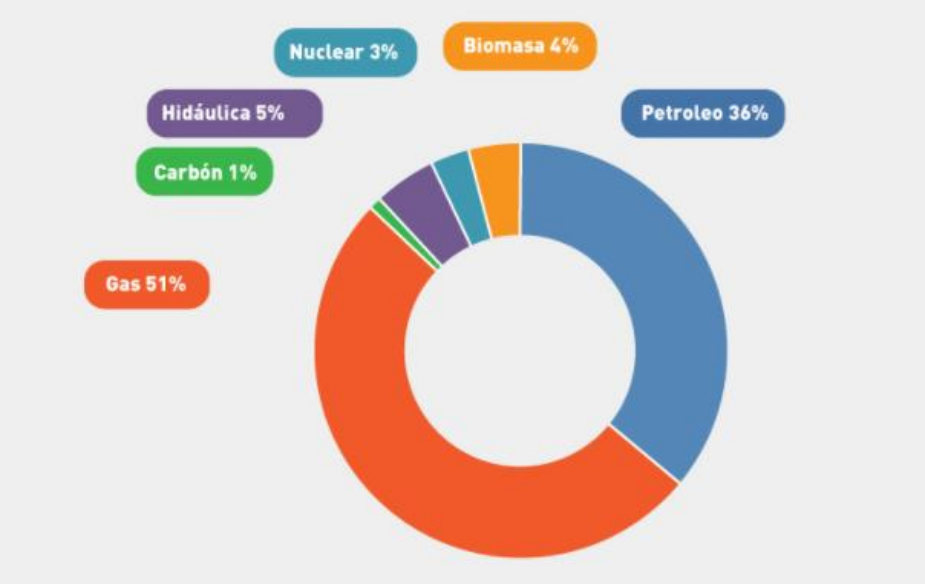
En los siguientes gráficos, se observa cómo evolucionaron los consumos energéticos en el país, y se destaca la creciente participación del gas a partir de la década del setenta y la disminución de la participación del petróleo desde entonces.

Figura 1: Matriz energética de Argentina en 1970



Fuente: https://energiasdemipais.educ.ar/edmp_lecturas/matriz-energetica/

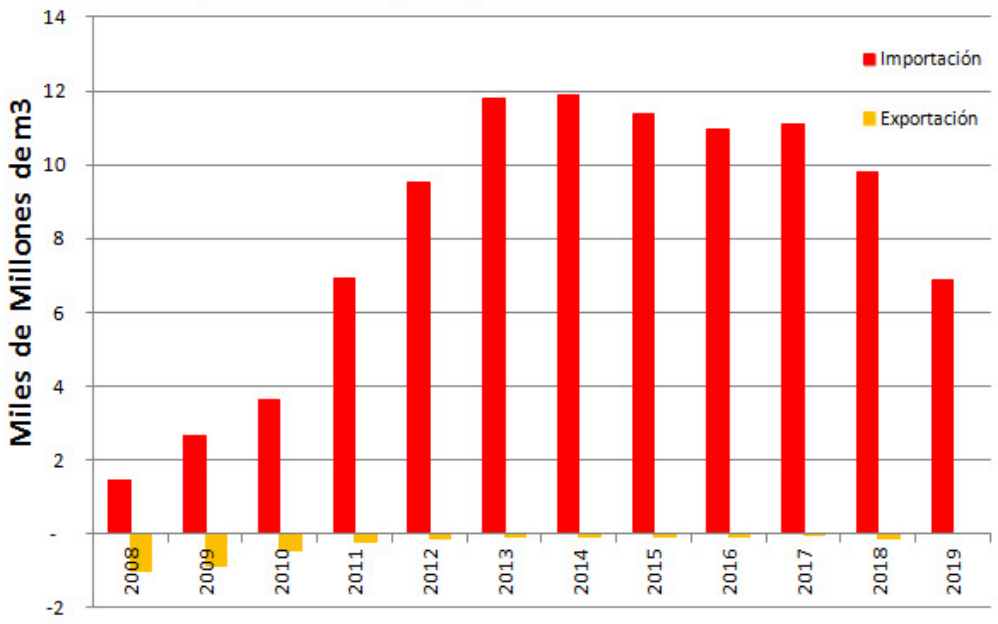
Figura 2: Matriz energética de Argentina en 2010



Fuente: https://energiasdemipais.educ.ar/edmp_lecturas/matriz-energetica/

En diez años, el país pasó de ser exportador del hidrocarburo a importador neto. En 2005 se exportaron más de 6.600 millones de metros cúbicos (Mm^3) y apenas 88,6 millones de metros cúbicos (Mm^3) en 2015, según el Instituto Argentino del Petróleo y el Gas. En esa década, las compras al exterior crecieron más de un 550%. Se pasó de comprar 1.734 Mm^3 en 2005 a superar los 11.388 Mm^3 en 2015, con el consecuente impacto negativo para su balanza comercial.

Figura 3: Importación y exportación de gas natural (2008-2019)



Fuente: Instituto Argentino del Petróleo y del Gas

En ese contexto, como el gas no alcanzaba para abastecer la demanda local, se ampliaron las fronteras. Además de Bolivia, único proveedor en 2005, la Argentina debió recurrir a otras fuentes para abastecerse. Primero fueron los buques cargados con Gas Natural Licuado (GNL), que se incrementaron año a año desde 2008 hasta la actualidad. Luego se sumó Chile, país que años atrás compraba gas a la Argentina. Hoy, Bolivia se mantiene como el principal proveedor, aunque su oferta no alcanza para abastecer el consumo de hogares e industrias en la Argentina.

En 2016 el gas boliviano fue el más barato entre las importaciones argentinas, con un precio de u$s 3,02 por millón de BTU (MBTU). El contrato entre ambos países estableció que YPFB, la compañía petrolera

boliviana, debía entregar a la Argentina 16,4 Mm^3 de gas por día entre octubre y mayo, e incrementar su oferta hasta los 19,9 Mm^3 diarios entre junio y septiembre, meses con bajas temperaturas, cuando la demanda se incrementa.

Los registros de importación, no obstante, muestran que el suministro mensual del hidrocarburo proveniente de Bolivia estuvo por debajo de los volúmenes pautados en 2016. En enero, por ejemplo, el promedio del suministro diario fue un 6,5% menor al pautado, mientras que en marzo fue un 11,9% inferior.

En total, la importación de gas boliviano en el primer semestre de 2016 fue de 2.862,1 Mm^3, poco más del 52% del total del hidrocarburo que compró la Argentina en dicho período.

El convenio firmado por Enarsa y ENAP (Empresa Nacional de Petróleo de Chile) estableció una importación total de 362 Mm^3 de gas entre el 17 de mayo y el 31 de agosto de ese mismo año. A diferencia de Bolivia, que produce gas, Chile importa energía para abastecer su demanda interna: compra cargamentos de gas licuado de petróleo en barcos provenientes del sudeste asiático, los regasifica en sus plantas procesadoras y utiliza parte de ese volumen para exportación.

El ingreso del gas a la Argentina desde Chile se efectúa mediante dos gasoductos: Gas Andes y Norandino. Según los términos del convenio, por el primero de ellos debían ingresar 282 Mm^3 (un cargamento de 90 Mm^3 y dos de 96 Mm^3), a un precio de u$s 7,20 el millón de BTU. En tanto, por el segundo gasoducto se debían importar 86 Mm^3 (un cargamento), a u$s 6,90 el millón de BTU.

El gas, también ha llegado en barco desde Qatar, Trinidad y Tobago, Nigeria o Australia con cargamentos de gas natural licuado (GNL) contratados por la Argentina en 2016. En esta modalidad, se licitan y compran buques que transportan el hidrocarburo, que amarran en los puertos de Escobar y Bahía Blanca, donde se regasifica el cargamento para volcarlo a la red. Ambas terminales tienen una capacidad máxima de regasificación diaria de 17 Mm^3

El precio por importar gas en esta modalidad es variable, de acuerdo con cada licitación, aunque según se desprende de los datos del Enargas, el promedio pagado en 2016 es de u$s 5,05 el millón de BTU en Bahía Blanca y u$s 5,30 en Escobar.

De acuerdo con los datos del organismo, en el primer semestre de 2016 la Argentina importó 2.416 Mm^3 de gas en esta vía (45% del volumen total de importaciones). De esa cantidad, 1.308 Mm^3 ingresaron vía Escobar (25 buques), con desembolsos totales por u$s 259,3 millones, mientras que por Bahía Blanca se adquirieron 1.107 Mm^3 (13 barcos) por u$s 223,2 millones (Esteban Lafuente y Carolina Ávila, 2016).

En base a los datos anteriores, correspondientes al año 2016, observamos la gran diferencia de los precios según el origen de la importación:

Tabla 1: Precio del gas importado según el origen

ORIGEN	**PRECIO (u$s)** **(por millón de BTU[5])**
Bolivia	3,02
Chile	De 6,90 a 7,20
Barcos desde Qatar, Trinidad y Tobago, Nigeria o Australia	De 5,05 a 5,30

Fuente: Elaboración propia

Unos años más adelante, en términos de valor, con un precio promedio de u$s 6,1 por MBTU, las importaciones de gas implicaron unos u$s 2.200 millones en 2018 y u$s 1.500 millones en 2019.

Sin embargo, como se aclaró en la introducción de este documento, los precios del gas dependen del contexto internacional, y en febrero de 2022 comenzó el conflicto bélico entre Rusia y Ucrania, lo que hizo disparar su precio internacional.

[5] Una unidad térmica británica (BTU) es la cantidad de energía necesaria para elevar la temperatura de una libra de agua en 1 ° F.

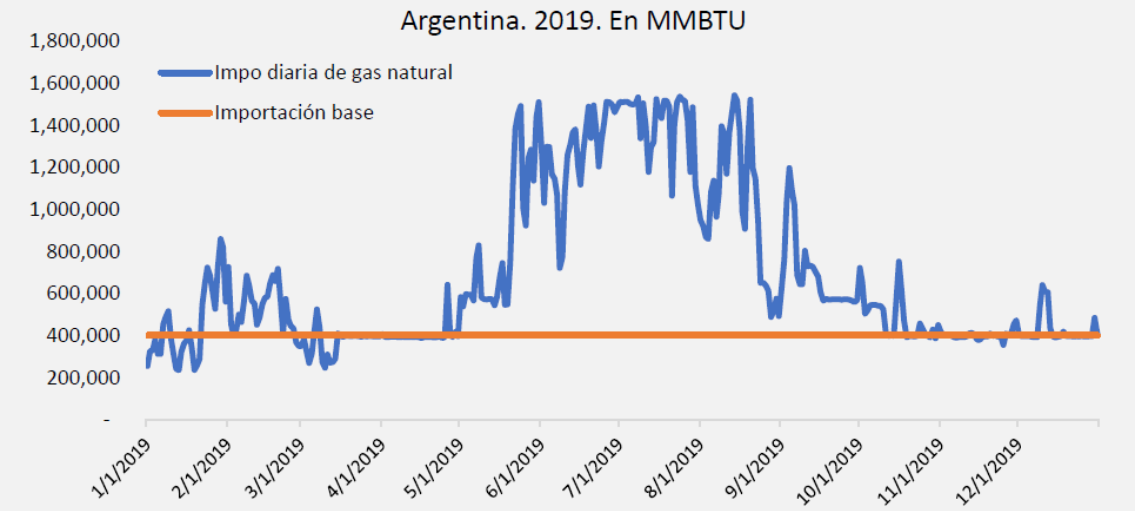
En abril de 2022 los presidentes de la Argentina y Bolivia acordaron que Bolivia entregará 14 millones de metros cúbicos (Mm^3) diarios durante los meses de invierno a la Argentina, igual volumen que el acordado para 2021. Ese suministro puede llegar a 18 Mm^3 diarios en caso de que Bolivia aumente su producción.

Lo que cambiará de forma considerable es el precio. Según el Ministerio de Economía de la Nación, el precio será el mismo que el pactado para 2021 para el primer volumen de entre 8 y 10 millones de metros cúbicos: entre u$s 7 y u$s 9 por millón de BTU. Para el suministro restante tendrá un precio que se actualizará trimestralmente en base a una fórmula constituida sobre indicadores de mercado y que, según estima el Ministerio, será de u$s18 por millón de BTU, aproximadamente. Esto da un precio promedio de u$s 12,18 por MBTU. Más adelante, en el desarrollo de esta tesis, demostraremos que, si bien económicamente este precio promedio es un poco más barato que producir biometano en Argentina, el biometano nos permitiría lograr la independencia energética, resolver problemas ambientales y generar varias externalidades positivas.

Si bien este precio de u$s 12,18 por MBTU, es mucho más alto que los u$s 3 por MBTU que se conseguía hace años atrás, el precio internacional actual del Gas Natural Licuado (GNL) lo triplica y el del gasoil lo duplica.

Las importaciones del gas en Argentina tienen un pico entre los meses de junio y agosto, por la mayor demanda para calefacción, sin embargo, tienen un piso de 400.000 MMBTU a lo largo del año. Este piso implica un 9,13% del consumo anual y esto, por ejemplo, podría ser abastecido con gas proveniente de biometano.

Figura 4: Importaciones diarias de gas natural: Bolivia + Chile + GNL

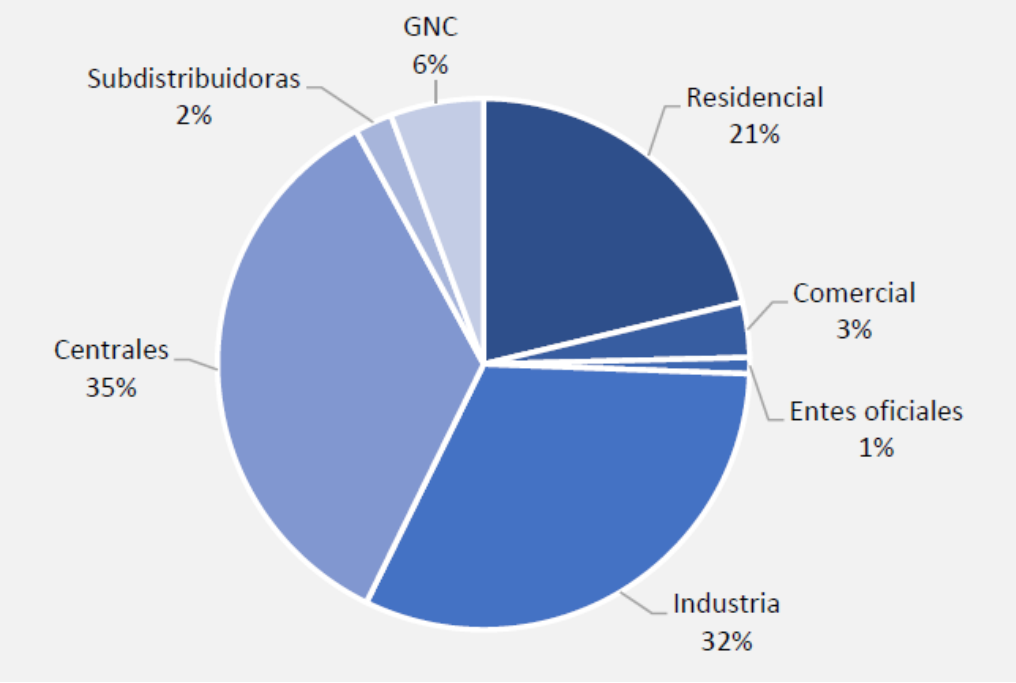


Fuente: Cámara De Energías Renovables (CADER)

1.2.1 Destinos del gas en Argentina

El consumo del gas en Argentina se distribuye de la siguiente manera:

Figura 5: Tipos de consumo de gas natural en Argentina 2019



Fuente: Ministerio de Hacienda

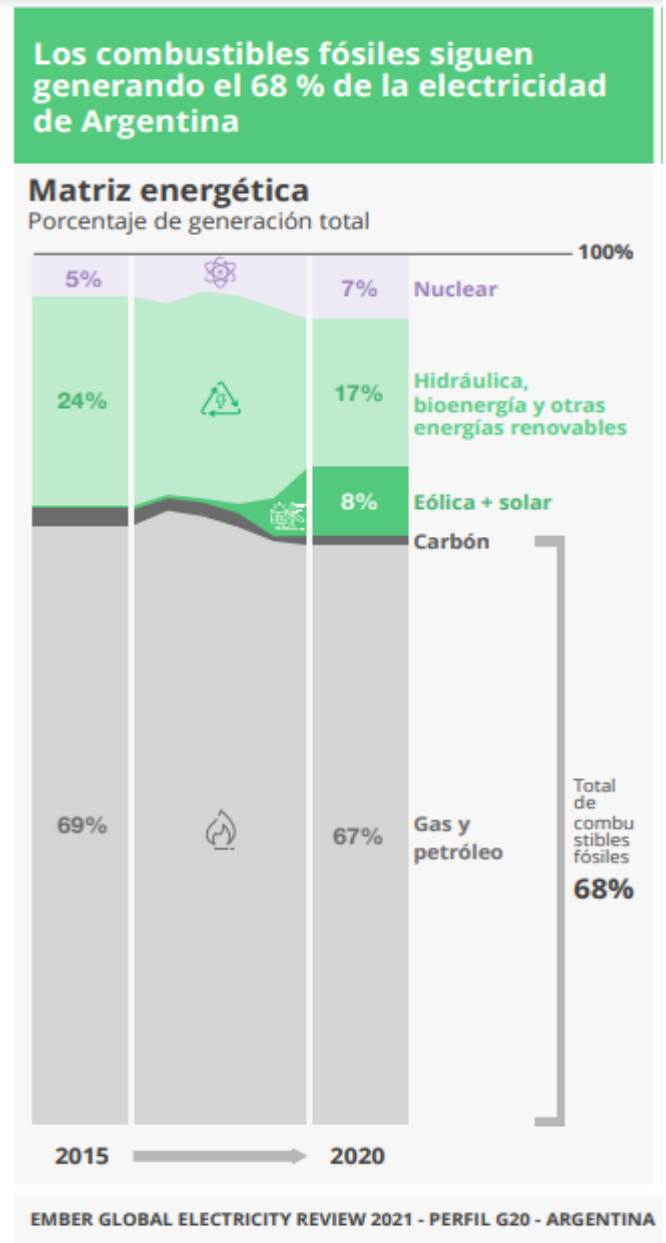
El mayor consumo es de centrales eléctricas, que se llevan el 35% del consumo total, seguido por 32% de la industria y 21% del consumo residencial. El GNC de transporte representa el 6%. El consumo de comercios representa el 3%, subdistribuidoras el 2% y entes oficiales el 1%.

1.2.2 Combustibles con los que se genera electricidad en Argentina

Como se observa en la siguiente infografía, en los últimos años la Argentina logró reducir el consumo de gas y petróleo (de origen fósil) para la generación de electricidad, pero sólo en un 2%. Aquí el país se encuentra con un desafío ineludible para poder cumplir con el Acuerdo de París[6] entre otros.

[6] El Acuerdo de París es un tratado internacional sobre el cambio climático jurídicamente vinculante. Fue adoptado por 196 Partes en la COP21 en París, el 12 de diciembre de 2015 y entró en vigor el 4 de noviembre de 2016.

Figura 6: Matriz energética de Argentina (2015-2020)



Fuente: Global Electricity Review 2021

Si el país pudiera desarrollar mucho más la generación de electricidad con fuentes renovables como la solar y la eólica, que en la actualidad son las más convenientes, el consumo del gas necesario para generar electricidad disminuiría y sus importaciones también.

1.3 Efectos adversos en la esfera ambiental

En la Argentina las actividades ganaderas intensivas de las áreas rurales, como así también las explotaciones agroindustriales de la periferia de los grandes centros urbanos (ej. Cuencas Matanza-Riachuelo y Reconquista), generan grandes cantidades de **residuos que, al no ser tratados adecuadamente, provocan:**

- Emanación de gases de efecto invernadero.
- Malos olores.
- Contaminación de las aguas subterráneas a través del percolado de lixiviados.[7]
- Alteración de las propiedades físicas y químicas del suelo, reduciendo así: su fertilidad, capacidad de aireación, retención de agua y porosidad.
- Proliferación de animales (roedores, aves, etc) que transmiten enfermedades a toda la población, conocidos como vectores, que causan la muerte de millones de personas en todo el mundo.
- Accidentes por la disminución de la visibilidad a causa de los humos (tóxicos) producidos por las frecuentes quemas de basura, en basurales cercanos a las rutas.

El crecimiento de la población mundial y los cambios en los hábitos alimenticios, han favorecido la adopción de nuevas tecnologías de proceso tendientes a la intensificación y búsqueda de mayor eficiencia en la producción agropecuaria y consecuentemente se ha conducido secundariamente a una especialización y simplificación de esta.

En el país esta tendencia comenzó en los años 80 y produjo una agriculturización del paisaje pampeano caracterizada por un aumento significativo en la superficie dedicada a cultivos anuales y un desplazamiento de la ganadería hacía zonas marginales, con un drástico incremento en la intensidad de uso del suelo a través del engorde a corral. Esta especialización ha separado progresivamente a la

[7] La percolación se refiere al paso lento de fluidos a través de materiales porosos. Ejemplos de este proceso son la filtración y la lixiviación. Así se originan las corrientes subterráneas.

agricultura de la ganadería, actividades fuertemente vinculadas en los esquemas productivos mixtos tradicionales, decreciendo el valor del estiércol vacuno como fertilizante natural orgánico y siendo reemplazado por elevadas cantidades de compuestos inorgánicos.

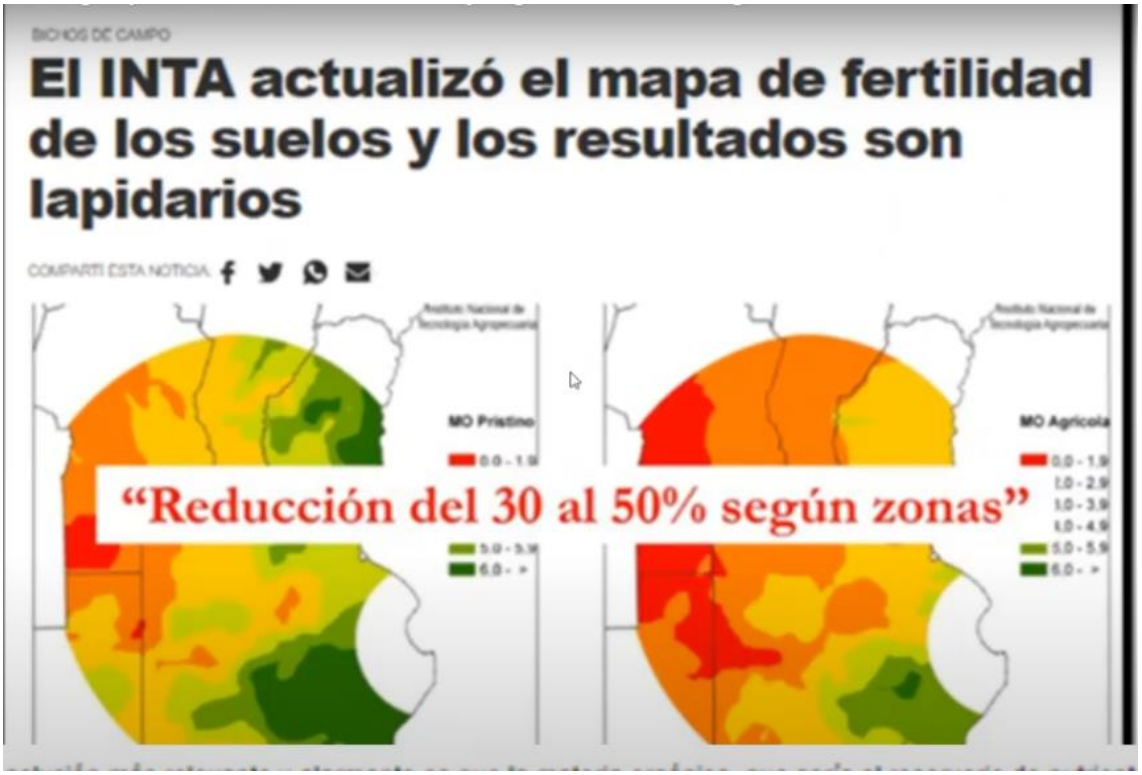
La elevada generación de excretas animales, sin el adecuado tratamiento, produce la emisión de gases de efecto invernadero a la atmósfera y la contaminación de napas freáticas y aguas superficiales.

La promoción del desarrollo del sector de producción y distribución de biometano permitiría una adecuada gestión de estos residuos, con agregado de valor, evitando de este modo el aumento de los pasivos ambientales mencionados, existentes en los sistemas agropecuarios y agroindustriales intensificados (CADER, 2020).

A su vez, un esquema de promoción del biometano incentivaría la reutilización de los efluentes agroindustriales disminuyendo el impacto sobre el ambiente.

Por otro lado, estudios demuestran que la fertilidad de los suelos argentinos en los últimos años ha disminuido drásticamente:

Figura 7: Mapa de fertilidad de los suelos (2011-2019)

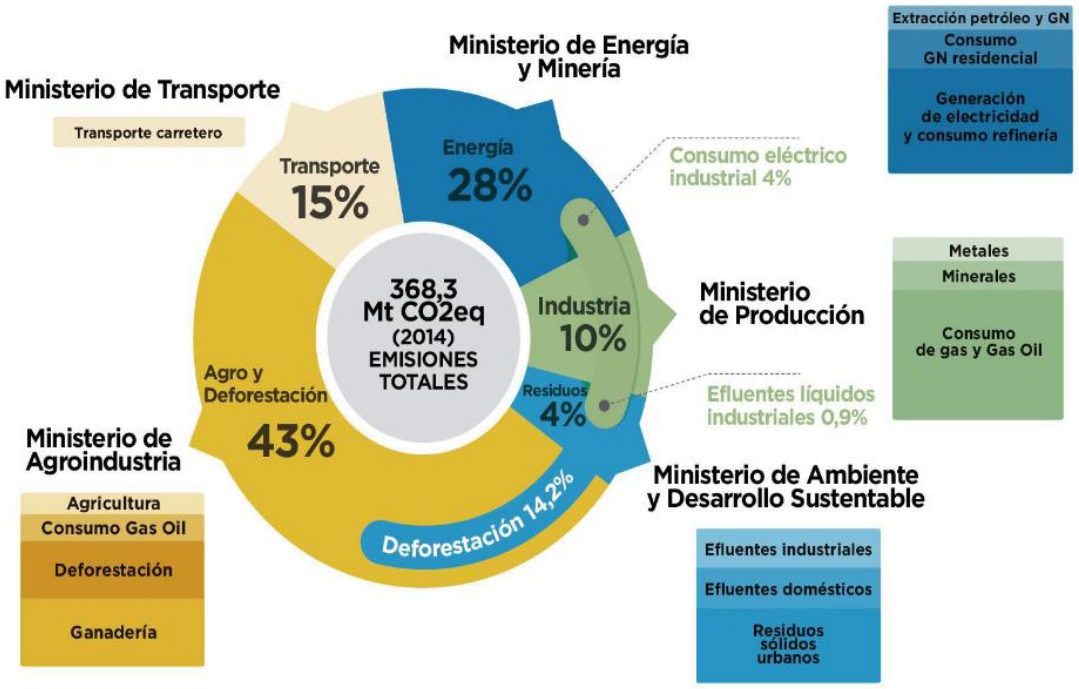


Fuente: Simposio de Fertilidad 2019, INTA Balcarce

Veremos más adelante cómo el fertilizante orgánico generado por las plantas de biogás, puede ser una solución a este problema.

Otro aspecto para tener en cuenta es la emisión de Gases de Efecto Invernadero (GEI). En la Argentina el agro y la deforestación es el principal generador de GEI. Veamos en detalle cómo se distribuye en nuestro país la emisión de estos gases:

Figura 8: Inventario de emisiones de Gases de Efecto Invernadero



Fuente: Primer encuentro provincial de energías renovables, Lincoln 2019, Julio Menéndez

Otro aspecto ambiental muy preocupante en la actualidad son los basurales a cielo abierto que tiene el país. Para entrar en contexto, **el basural de la ciudad de Bariloche figuró en el año 2019 entre los 50 más contaminantes del mundo**, un dato poco alentador.

Aproximadamente el 50% de la basura que genera por día una persona son residuos orgánicos y si no son bien tratados generan inconvenientes como: la emisión de gases de efecto invernadero (particularmente el metano) de manera no controlada; la producción de líquidos contaminantes; obstruyen alcantarillas, canales y desagües; se generan microbasurales, y si se queman pueden afectar la salud, ya que los gases y el particulado generados durante la incineración transportan trazas de sustancias cancerígenas, mutagénicas, algunas responsables de alteraciones inmunológicas, irritantes de la piel, ojos y otras mucosas.

El tema específico de la basura será tratado en profundidad en el siguiente punto de este documento.

1.4 La basura, el gasto de tirar y su gestión.

La humanidad ha considerado por cientos de años al planeta como una fuente inagotable de recursos y como receptor de desechos, sin advertir que el uso de los recursos implica, en algunos casos, extraerlos de la naturaleza sin posibilidad de renovación y, en otros, con tasas de extracción mayores a la de su renovación. A su vez, el hecho de eliminar los residuos en condiciones inadecuadas, generando contaminación, con accidentes ambientales cada vez de mayor trascendencia, ha llevado al planeta a una crisis ambiental y, a la población, a tomar conciencia de ello.

Hacia fines de los años ochenta surge el concepto de "desarrollo sustentable" que conceptualiza la necesidad de desarrollo para satisfacer nuestras necesidades presentes sin perjuicio de las generaciones futuras, teniendo en cuenta **el ambiente, la sociedad y la economía**, tres pilares fundamentales de la sustentabilidad y sostenibilidad.

1.4.1 El gasto de tirar

Los residuos industriales provienen de materiales e insumos que representan un costo de producción por los cuales se ha invertido dinero. Si se desperdician, en definitiva, la empresa está perdiendo dinero invertido. En la mayoría de los casos, lo que puede resultar "basura" para una actividad productiva, podría ser la materia prima de otra.

En el caso particular de los residuos generados por las actividades productivas, lamentablemente, con frecuencia es más simple y económico deshacerse de ellos, antes de ver cómo gestionarlos o evitar su generación. En otros casos existe una conciencia y la voluntad de hacer algo productivo con los residuos, pero a la hora de ponerlo en práctica la cantidad de ese material no resulta económicamente viable ni para quien lo produce ni para quien lo demanda, o no existe un mercado donde ofrecerlo ni la tecnología para tratarlos.

Para la gestión adecuada de los residuos, desde su consideración como fuente de recursos para el proceso productivo en una economía circular[8], se requiere del compromiso de todas las partes y actores involucrados, trabajando en la implementación de estrategias de planificación, infraestructura, mecanismos de financiamiento y coordinación de autoridades de gobiernos municipales, provinciales, nacionales, empresas, transportistas, operadores y la ciudadanía en general.

Determinadas industrias muchas veces desechan la misma, o mayor, cantidad de alguna de las materias primas que utilizan para sus productos. Un caso paradigmático se da en los ingenios azucareros con destilería: por cada litro de etanol que producen, desechan 13 litros de vinaza.

Otros casos son la producción del cuero, que por cada tonelada de piel vacuna genera 630 kilos de residuos sólidos; la elaboración de queso y ricota, que desecha aproximadamente el 55% de los litros de leche que utiliza (a nivel nacional, se desaprovechan 6 millones de litros de suero lácteo por día); y algunos aserraderos, que descartan el 50% del remanente de la madera utilizada para la producción de papel, tableros o muebles. El faenamiento vacuno descarta hasta el 50% del peso del animal en huesos, sangre, piel y menudencias entre otros, y en el caso del procesamiento de animales más pequeños como los caprinos y ovinos, se calcula un desecho de 12 kg por animal. La cosecha de algunas frutas, como la ciruela, descarta el 30% de la producción por considerarla de bajo estándar para el mercado, similar al 28% del peso del maní que corresponde a la cáscara y piel.

También existen productos que están destinados a ser desechados en su totalidad, como es el caso del aceite utilizado para freír, los envases, los embalajes, las pilas y neumáticos usados, entre otros.

Los residuos, además de ser un desperdicio, muchas veces implican un costo asociado a su posterior gestión. **Estos costos no sólo se podrían reducir, sino que en algunos casos podrían devenir en ganancias**, de encontrar las formas de reducción, reúso, reciclado y/o revalorización de determinados subproductos.

[8] La economía circular es un modelo de producción y consumo que implica compartir, arrendar, reutilizar, reparar, renovar y reciclar los materiales y productos existentes durante el mayor tiempo posible.

1.4.2 La buena gestión de los residuos trae sus frutos

El tratamiento adecuado de los residuos evitará que contaminen el ambiente, además con ello estaremos cuidando los recursos naturales, colaborando en ahorrar energías no renovables, y aportando combustibles alternativos.

También **se puede generar energía térmica y eléctrica a partir de los más diversos desechos**, como por ejemplo con el remanente de los aserraderos, y con la biomasa[9] (término que abordaremos en detalle más adelante) generada por las proteínas, grasas, fibras y carbohidratos que contienen los desechos de la industria cárnica. Y el lactosuero, el estiércol y los residuos orgánicos en general (incluidos los domiciliarios) tienen la capacidad de generar biogás a partir de sistemas de biodigestión.

Algo clave que debemos tener en cuenta es que **la riqueza de los desechos se encuentra en su composición.**

2. PROBLEMÁTICA

La problemática que impulsa el desarrollo de esta tesis es que la Argentina depende de la importación de gas para abastecer su demanda interna. Y como vimos anteriormente el precio de dicha importación depende del contexto internacional y del medio por el cual se importa.

La hipótesis de esta tesis es demostrar que el desarrollo federal del biometano en Argentina puede ser una herramienta clave para dejar de importar gas. Esto llevaría al país a una independencia energética, contribuyendo a la reducción del déficit fiscal y reduciendo el alto costo del gas en zonas alejadas de los gasoductos nacionales.

[9] Según la Ley de Gestión Ambiental de Canadá, se entiende biomasa como el material que se produce exclusivamente a partir de granos, plantas, árboles o residuos biológicos, pero no incluye ningún material producido a partir de petróleo.

A su vez, este desarrollo del biometano puede contribuir a solucionar otras problemáticas ambientales, no menos importantes, como la gran contaminación generada por los basurales a cielo abierto y la mala gestión de los residuos.

2.1 El contexto de la producción local y la creciente dependencia externa

La Argentina debió acudir al contrato con Bolivia en 2006 porque su producción de gas comenzaba a caer y su consumo crecía. No fue esa la única reacción: también interrumpió las exportaciones de gas a Chile. Desde entonces, la proporción de gas importado sobre el total consumido en el país creció. En 2009 representaba sólo el 6% y en 2014 pasó a ser el 22%. En 2021 representó el 17% del total. Además, en 2008 la Argentina comenzó a importar Gas Natural Licuado (GNL), que se trae en barco (principalmente desde Estados Unidos y Qatar) y es más costoso que el que llega de Bolivia por gasoductos.

En un análisis del período 2011-2021, el Instituto Argentino de la Energía (IAE) "General Mosconi" señala que "la década se caracteriza por un **incremento de la dependencia externa de los hidrocarburos** en Argentina: las importaciones de gas por gasoducto y GNL se incrementaron un 33,6% en la década mientras que las importaciones de gasoil se incrementaron en 46% y las naftas lo hicieron en un 996%".

La producción local, por su parte, registró un fuerte descenso entre 2004 y 2015 y a partir de ese año volvió a crecer, impulsada principalmente por el yacimiento de Vaca Muerta y los planes de subsidios estatales a la producción. En 2020 volvió a caer y en 2021 registró un muy leve incremento, aunque aún está por debajo de los niveles previos a la pandemia.

De la oferta total de gas, casi un 23% es para uso residencial, un 31% se destina a industrias y comercios y un 37,7% se utiliza en centrales térmicas, que producen energía eléctrica. El porcentaje restante se divide entre gas natural comprimido (GNC), subdistribuidoras y entes oficiales (Manuel Tarricone, 2022).

3. CONOCIENDO EL PODER OCULTO DE LA BASURA

Para resolver la problemática planteada en esta tesis, primero debemos conocer qué es el biometano y cómo se puede generar a partir de residuos orgánicos. En este capítulo se explicarán los conceptos para conocer y entender cómo es el ciclo completo.

El Informe "Estado del Ambiente 2018" elaborado por la Dirección Nacional de Gestión Integral de Residuos (DNGIR) muestra que en Argentina el 49% de los residuos que generamos son orgánicos. Esto en 2018 representaba 16,5 millones de toneladas por año aproximadamente.

Usted tendrá la posibilidad de aprender cómo estos residuos orgánicos que hoy generan costos y problemas ambientales se transforman en una solución que puede ayudar al país, y encima es ambientalmente amigable. Comencemos…

3.1 La Biomasa

La Biomasa es un término que se comenzó a utilizar en las últimas décadas. Según la Real Academia Española, la biomasa es la “Materia orgánica originada en un proceso biológico, espontáneo o provocado, utilizable como fuente de energía.”, esta materia puede ser proveniente de animales o de plantas, incluyendo residuos orgánicos. Es una fuente de energía renovable, más segura y limpia que los combustibles tradicionales ya que por su forma de combustión emite menos gases dañinos al medio ambiente.

La biomasa se clasifica de la siguiente manera:

Figura 9: Clasificación de la biomasa

Fuente: Presentación del primer encuentro provincial de energías renovables. (Lincoln, Buenos Aires. Año 2019)

3.2 La biodigestión anaeróbica

La materia orgánica contenida en los residuos y biomasas se biodegrada en ausencia de oxígeno por acción de microorganismos para producir un gas llamado **Biogás** que está compuesto por CO_2 (dióxido de carbono) y CH_4 (metano) mayoritariamente.

Figura 10: Biodigestión anaeróbica

Fuente: Elaboración propia

Aproximadamente el 50% de la basura que genera por día una persona son residuos orgánicos y si no son bien tratados generan inconvenientes como la emisión de gases de efecto invernadero (particularmente metano) de manera no controlada; la producción de líquidos contaminantes que obstruyen alcantarillas, canales y desagües; se generan microbasurales, y si se queman pueden afectar la salud.

Existen alternativas que permiten prácticamente eliminar estos inconvenientes y transformar los residuos en recursos. La **biodigestión anaeróbica** es una alternativa factible para recuperar esta fracción orgánica y obtener biogás, además de enmiendas o fertilizantes sólidos y líquidos beneficiosos para el suelo.

El biodigestor es el equipo que permite realizar la digestión anaeróbica produciendo biogás. Siendo éste un gas licuado neutro (LBG) se trata de un nuevo combustible alternativo que **no tiene ningún tipo de combustible fósil en su composición**. Es un gas combustible que se genera en medios naturales o en depósitos específicos para este fin.

El biogás se genera a partir de las reacciones que produce la biodegradación de materia orgánica, a través de las acciones que realizan los microorganismos combinados con otros factores externos, en ausencia de oxígeno, también llamado ambiente anaeróbico.

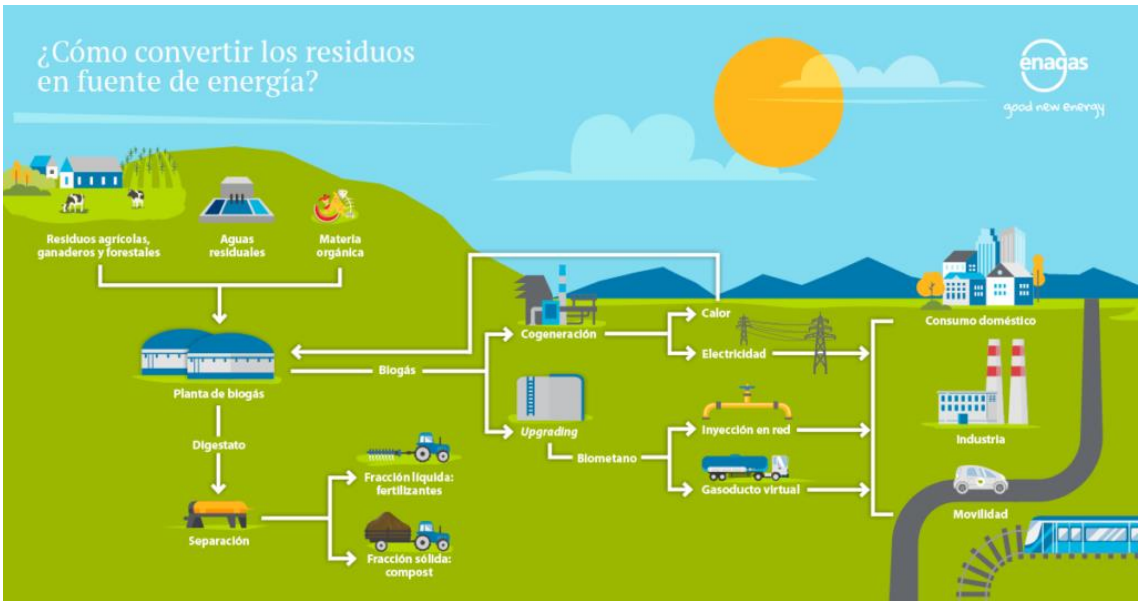
Este gas también ha recibido el nombre de “gas de los pantanos” puesto que se obtiene de los desperdicios orgánicos en el momento en que se produce una biodegradación de residuos vegetales. Este proceso por el que se obtiene el biogás es capaz de producir un combustible muy valioso y generar un efluente que puede aplicarse como acondicionador de suelo o abono común.

El resultado de este proceso es una mezcla de entre un 50% y un 70% de metano y dióxido de carbono, y pequeñas proporciones de otros gases como el hidrógeno, nitrógeno, oxígeno y sulfuro de hidrógeno.

En resumen, con los residuos de los rellenos sanitarios o con distintos sustratos[10] del agro se puede generar biogás, el mismo se puede transformar en gas para el consumo domiciliario (biometano), gas para combustible de transporte, energía eléctrica o calor.

El siguiente gráfico muestra el flujo de todo lo que se puede crear a partir de los residuos orgánicos generados por los humanos, los animales y la actividad agrícola.

Figura 11: Flujo de la conversión de residuos en energía



Fuente: Enagas

3.3 El Biogás

El biogás es una de las fuentes alternativas más utilizadas para la producción de energía renovable. Es el resultado de la descomposición de varias sustancias orgánicas (sustratos) por una gran cantidad de bacterias, en ausencia de oxígeno (proceso llamado digestión anaeróbica).

La energía contenida en los enlaces químicos se libera y se almacena principalmente en el metano (CH_4) que, junto con el dióxido de carbono (CO_2), son los principales componentes del biogás. Las otras

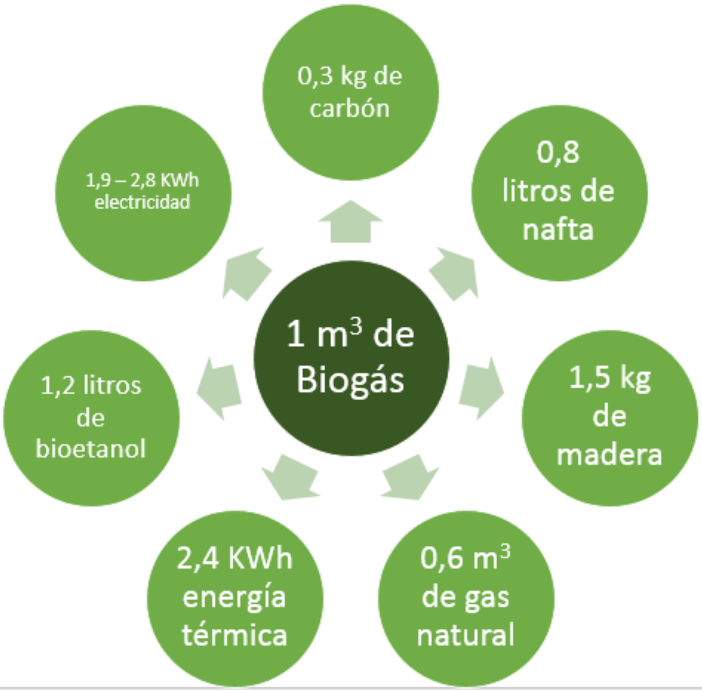
[10] El sustrato es la materia prima de origen orgánico (contenido de proteínas, carbohidratos y grasas) que hemos de usar para la producción de biogás.

sustancias, presentes en porcentajes más bajos, son monóxido de carbono (CO), nitrógeno (N), hidrógeno (H) y sulfuro de hidrógeno (H_2S).

El biogás tiene un **alto valor calorífico** y se puede convertir en electricidad y calor. La fermentación resultante es llamada digestato: material líquido totalmente inodoro con alto valor agronómico y con características mejoradas.

El siguiente diagrama muestra las equivalencias del biogás con otras fuentes de energía:

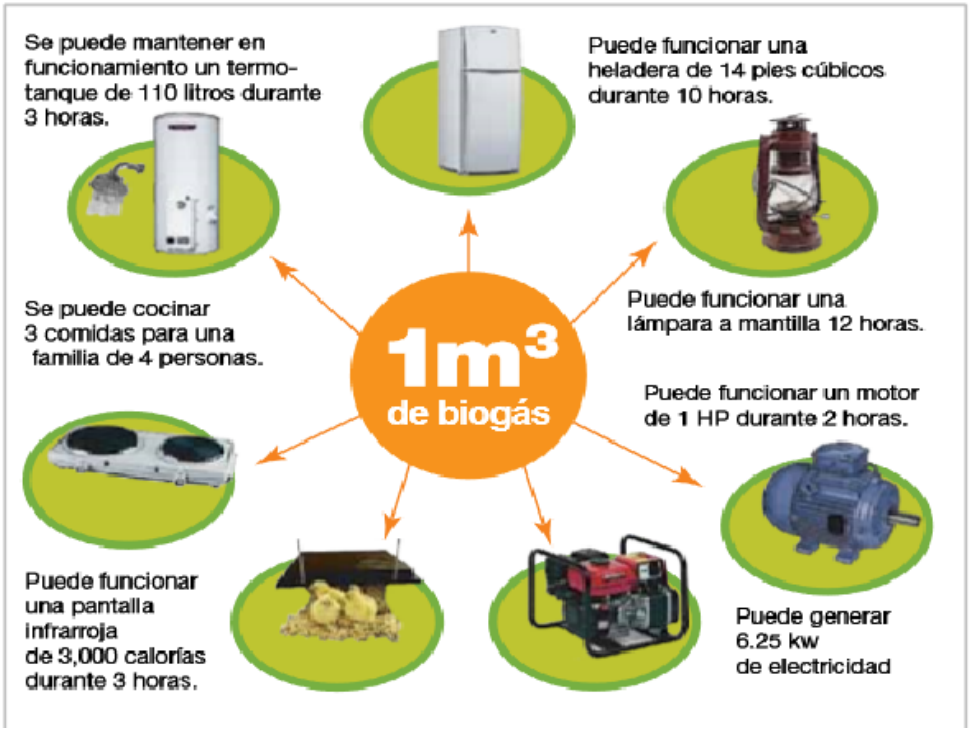
Figura 12: Equivalencias del biogás con otras fuentes de energía



Fuente: CIEMAT y Tecnored consultores S.A.

A continuación, se muestra qué se puede lograr en la actualidad con un metro cúbico de biogás:

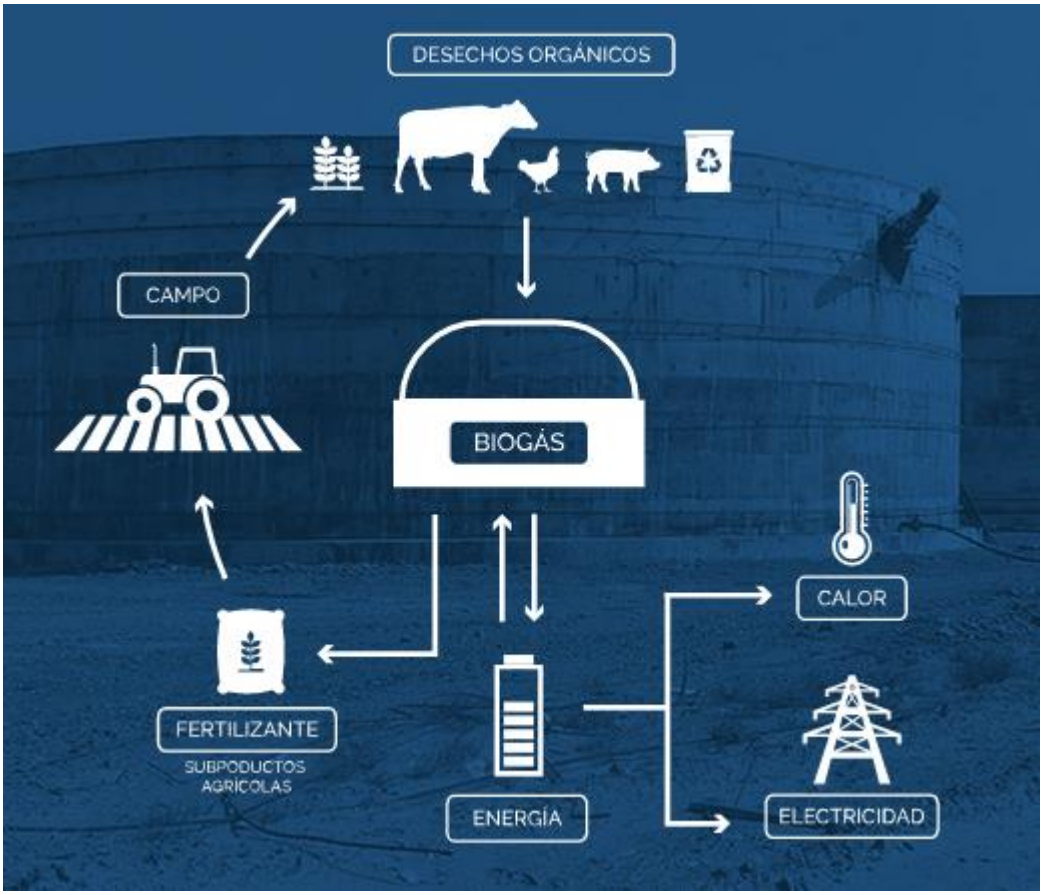
Figura 13: Casos de uso con un metro cúbico de biogás



Fuente: Manual de Producción de BIOGAS. INTA Castelar

El siguiente gráfico muestra el ciclo que permite sólo la producción del biogás con los sustratos orgánicos provenientes del campo, generando una economía circular beneficiosa para las economías regionales. Este gráfico no tiene en cuenta la generación de biometano que trataremos más adelante.

Figura 14: El ciclo que permite cerrar el biogás



Fuente: https://www.abenergiasa.com/

3.3 Producción del Biogás

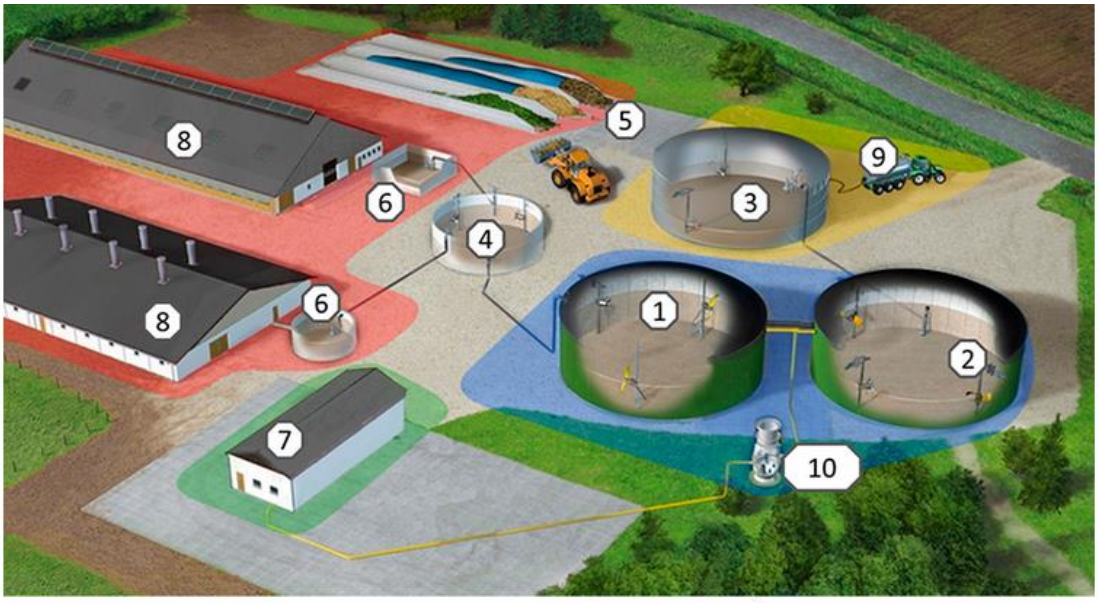
Según la definición de la Asociación Española del Biogás "El biogás lo genera una amplia variedad de sustratos, ya que puede originarse a partir de desechos biológicos, tales como residuos agrícolas (paja, cultivos intermedios, estiércol, etc.), cultivos energéticos, lodos de aguas residuales, residuos orgánicos domésticos e industriales."

Como vimos anteriormente, el biogás es el resultado de la descomposición de varias sustancias orgánicas (sustratos) por una gran cantidad de bacterias, en ausencia de oxígeno (proceso llamado **digestión anaeróbica**). Esta digestión anaeróbica puede realizarse de dos maneras según el sustrato que se utilice, clasificándose en dos tipos: **húmeda y seca**.

3.3.1 Digestión Húmeda

El proceso de digestión “húmeda” se refiere a la descomposición anaeróbica de la materia orgánica con un contenido de sólidos secos de hasta el 15% en biodigestores herméticos, con agitación y calefacción de la biomasa almacenada. Como productos principales de la degradación se obtiene biogás y digestato. Los sustratos más utilizados son: estiércol de cerdos, vacuno, efluentes de industrias lácteas, azucareras, del procesamiento de frutas, residuos sólidos urbanos, forrajes energéticos, entre otros (Tecnored, 2022). El uso del biogás en motores de cogeneración permite obtener energía eléctrica y térmica. El calor generado en el motor puede ser empleado para diferentes usos (calefacción, agua caliente, secado, invernaderos, producción de frío, etc.). De esta manera, se logra optimizar su rendimiento. El digestato puede utilizarse como abono en el campo, ya sea directamente o luego de ser sometido a un proceso de separación sólido/líquido y posterior estabilización de la fracción sólida.

Figura 15: Proceso de digestión húmeda



Fuente: http://www.tecnoredconsultores.com.ar/esp/bioenergia.html

3.3.2 Digestión Seca

La "Fermentación Seca" se refiere a la degradación anaeróbica de sólidos orgánicos con un porcentaje de materia seca entre el 15 y el 50%, en digestores herméticos sellados. Cualquier materia orgánica sólida como residuos biológicos, FORSU (restos de frutas y verduras, pan duro, cáscaras de huevo, cáscaras de nuez, etc.), plumas, residuos de poda, forrajes (maíz, sorgo, etc.), estiércol seco, entre otros; con hasta un 50% de materia seca se puede considerar en este tipo de tecnología. La digestión "seca" ocurre en un solo paso, es decir, las diferentes reacciones de descomposición (hidrólisis, formación de ácidos y de metano) tienen lugar en un solo fermentador y se trata de un proceso tipo batch. La biomasa es fermentada al vacío tras la adición del material de inoculación[11] y calefacción. La sucesiva inoculación de la biomasa se consigue a través de la recirculación de los percolados[12], que son pulverizados sobre la misma.

El biogás es el producto de una fermentación anaerobia (sin la presencia de oxígeno) de materia orgánica como cultivos energéticos, purín de animales, desechos cloacales, restos de frigoríficos e industrias alimenticias.

[11] La inoculación consiste en agregar microorganismos degradadores (inóculo), provenientes de un tratamiento anaerobio estabilizado, al sustrato contenido en el digestor. Estos microorganismos se mantienen en un ambiente controlado (biológico, químico y físico) que les permite ajustarse al tipo de sustrato empleado y alcanzar un estado de equilibrio. Cuando esto sucede, se puede iniciar la operación del digestor.

[12] El líquido (percolado) que se acumula durante la digestión se recoge mediante un sistema de drenaje y se reintroduce en el proceso de digestión.

Figura 16: Proceso de digestión seca

Fuente: http://www.tecnoredconsultores.com.ar/esp/bioenergia.html

3.3.3 Los biodigestores

La obtención de biogás necesita de una gestión controlada de los residuos orgánicos disponibles, para evitar emisiones de CH_4 (metano). **El potencial de calentamiento global del CH_4 es de 28 a 34 veces mayor que el del CO_2** (Dolores Hidalgo, 2019).

Los biodigestores pueden ser de distintos tamaños, dependiendo de la cantidad de gas que se quiera obtener y el destino que se le dará. Por ejemplo, un biodigestor de $2m^3$ puede abastecer de gas a una vivienda y satisfacer sus necesidades de agua caliente, cocina y calefacción. Un biodigestor de $100m^3$ podría generar gas suficiente para hacer funcionar un grupo electrógeno y producir electricidad para una fábrica (INTI, 2016).

3.3.4 La materia prima que puede generar biogás

La materia prima se puede obtener de lugares y orígenes que uno jamás hubiera imaginado. A continuación, se muestra un listado de algunos posibles sustratos agrupados por sector:

Biogás en el sector saneamiento:

- Estaciones de tratamiento de aguas residuales
- Residuos sólidos urbanos de rellenos sanitarios

Biogás en el sector azucarero-energético:

- Vinaza de caña de azúcar
- Destilería de vinaza
- Torta de filtro[13]
- Bagazo de caña de azúcar
- Paja

Biogás en el sector agroindustrial:

- Productos lácteos
- Mataderos
- Maíz
- Yuca
- Soja
- Paja de trigo
- Procesamiento de trigo
- Papa (residuos de cultivos)
- Plátanos
- Silos de maíz (planta verde)
- Silos de pasto (verde)
- Remolacha
- Procesamiento de arroz
- Pulpa de café
- Pulpa de naranja
- Glicerina
- Cervecería
- Residuos de limpieza de granos
- Estiércol de ganado lechero
- Estiércol de cerdo
- Estiércol de pollo
- Residuos de limpieza de granos
- Piña, fábrica de conservas

[13] Capa de sólidos que se va formando sobre el filtro a medida que se va filtrando la suspensión, muchas veces se necesitan los líquidos para seguir depurando y lo que queda de sólido en el medio filtrante es la denominada torta.

La experiencia italiana nos ofrece estos datos que han relevado en su territorio a lo largo de varios años, donde se muestran las cantidades de distintas biomasas que suelen generar por año.

Tabla 2: Cantidad de biomasa generada por año en Italia según su categoría

Categorías de biomasa	Biomasas	Cantidad (toneladas por año)
Estiércol animal	Estiércol bovino	57.000
	Purines de cerdo	200.000
	Desperdicios avícolas	18.000
Cultivos energéticos	Ensilaje de maíz	18.000
	Ensilaje de sorgo	26.000
	Ensilaje de trigo	23.500
	Erba Napier	45.000
Residuos agroindustriales	Vinaza de la producción de etanol y azúcar	400.000
	Torta de filtro de la producción de etanol y azúcar	50.000
	Suero de leche	120.000
FORSU	Fracción Orgánica de Residuos Sólidos Urbanos	27.000
Otros residuos	Residuos de mataderos	40.000
	Lodos estación de tratamiento	75.000

Fuente: Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura (FAO), 2019

3.4 Ventajas del Biogás

El biogás tiene la ventaja de que puede generarse a partir de múltiples materias primas, como residuos sólidos urbanos, de la industria, aguas residuales, etc. Además de generar energía, permite la obtención de subproductos y permite generar una economía circular.

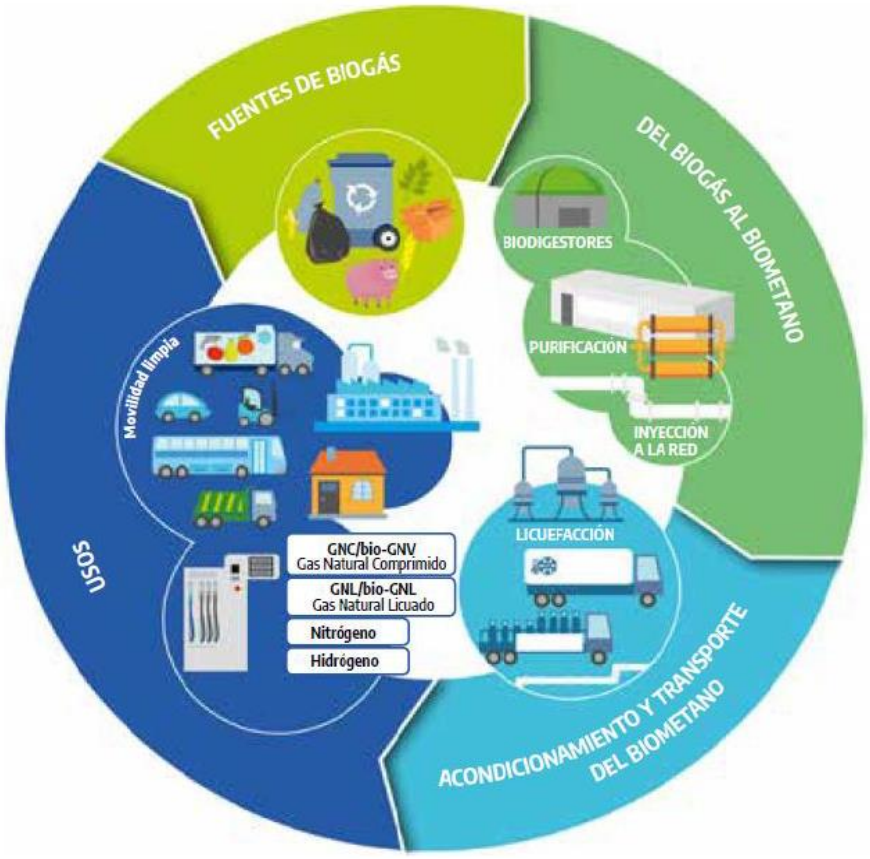
A continuación, se listan algunos de los beneficios que produce la generación de biogás:

- ★ Se genera energía de manera continua, las 24 horas, a diferencia de la intermitencia de la energía solar o eólica.
- ★ Se puede generar el Biometano que reemplaza a los combustibles fósiles para la generación de energía.
- ★ Se captura el metano (CH_4) que, de otro modo, terminaría en la atmósfera favoreciendo el proceso de efecto invernadero causante del cambio climático.

- ★ Se obtiene un biofertilizante que reemplaza a los fertilizantes minerales que se utilizan en la industria agrícola, generadores de gases de efecto invernadero.
- ★ Anualmente se evitan 8.798 toneladas de CO_2, lo que equivale al CO_2 capturado de 439.900 árboles o a evitar 628.043 kilómetros de automóvil (AB Energía, 2022).
- ★ Constituye una fuente de suministro energético renovable, local y almacenable, con impacto positivo sobre el empleo y la economía rural.

El siguiente gráfico muestra las fuentes del biogás y sus aplicaciones en una economía circular:

Figura 17: Economía circular que permite el biometano



Fuente: Presentación del primer encuentro provincial de energías renovables. (Lincoln, Buenos Aires. Año 2019)

3.5 El Biometano

El biometano, es el producto de un proceso de digestión anaeróbica[14] de materia orgánica más un proceso que lo refina mediante diferentes tratamientos (que explicaremos más adelante). El mismo se caracteriza por presentar las mismas proporciones de metano (CH_4) contenido en el gas natural, solo que en lugar de tener origen fósil **tiene origen en un proceso de digestión de biomasa renovable**.

Tabla 3: Composición del biogás y biometano

Composición del Biogás (Tras la digestión anaeróbica)			Composición del Biometano (Tras el refinado/upgrading)	
CH_4 (%)	40 - 70		**CH_4 (%)**	95 - 99
CO_2 (%)	30 - 60		**CO_2 (%)**	1 - 5

Fuente: Elaboración propia

Debido a que la composición química y el poder energético del biometano son muy similares al del gas natural, puede utilizarse igualmente que aquel y con los mismos fines:

- Inyección en la red de gas (como sustituto del gas natural mezclándolo en cualquier proporción).
- Combustible para vehículos
- Calor
- Electricidad

3.6 Producción del Biometano

El biogás limpio puede ser utilizado en calderas industriales, en motores de combustión interna y/o en redes aisladas preparadas para biogás. Si se quiere inyectar en redes de gas natural, sustituir GNC o GNL

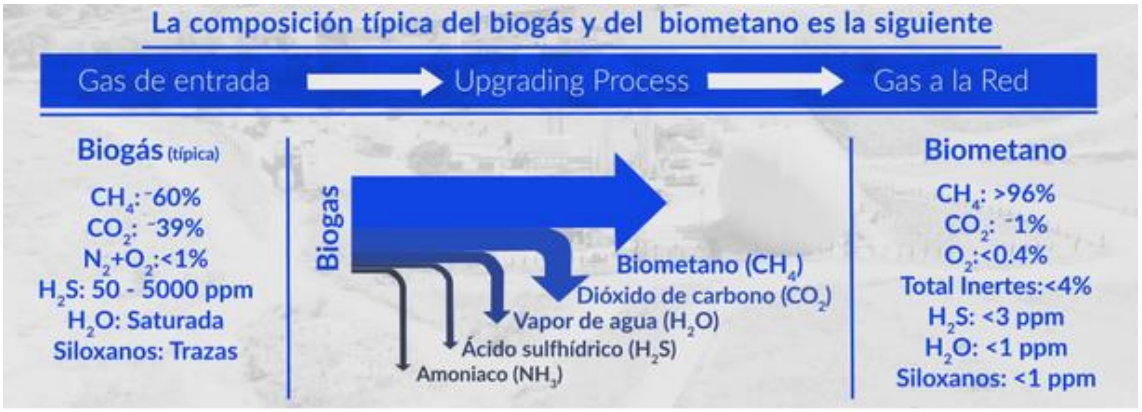
[14] La **digestión anaeróbica** es el proceso en el cual microorganismos descomponen material biodegradable en ausencia de oxígeno. Este proceso genera diversos gases, entre los cuales el dióxido de carbono y el metano son los más abundantes (dependiendo del material degradado).

vehicular y/o reemplazar otros combustibles, es necesario utilizar una unidad de refinación o purificación (upgrading) para obtener biometano.

Para que el biogás alcance la calidad de biometano, debe someterse a un **upgrading**, proceso en el que se remueven todos los componentes que pueden causar problemas en la salud humana y/o en los equipos que combustionan este gas.

El siguiente esquema muestra cómo el proceso de upgrading cambia la composición de los gases partiendo del Biogás hasta llegar al Biometano.

Figura 18: Proceso de generación del biometano



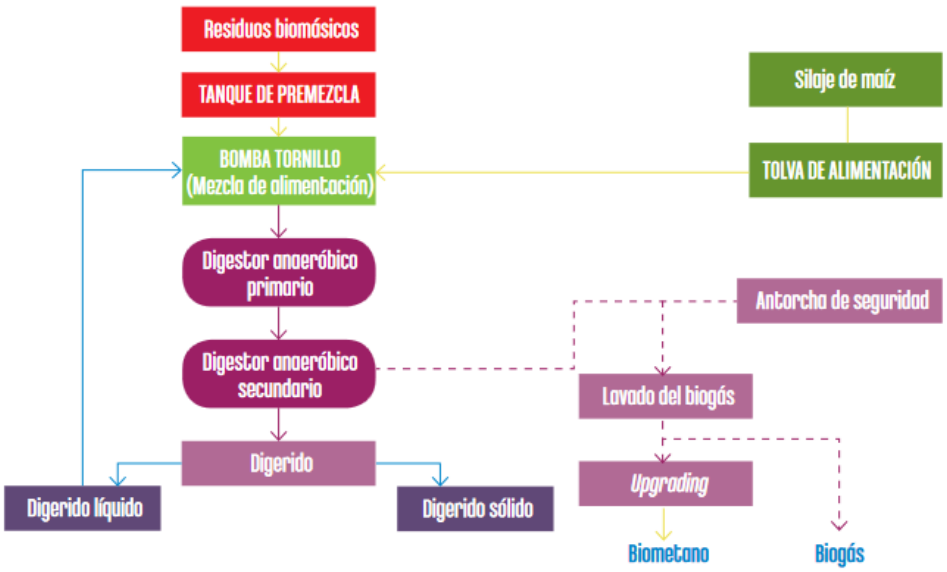
Fuente: Ayuntamiento de Madrid, 2018, 0m44s. (https://youtu.be/E-8Bghy1SBE?t=44)

El refinado del biogás genera nuevas posibilidades para su uso, pero también aumenta los costos asociados con la producción de biogás. Por lo tanto, es importante contar con procesos de upgrading optimizados en las siguientes características:

- Bajo consumo de energía
- Alta eficiencia
- Evitar, o al menos minimizar, las pérdidas de metano en cualquier corriente que abandone el tratamiento de refinado, lo que es importante tanto desde un punto de vista económico como ambiental.

El siguiente gráfico esquematiza el proceso de una central de biogás de codigestión[15] de estiércol vacuno y silaje de maíz:

Figura 19: Esquema del proceso de codigestión de estiércol vacuno y silaje de maíz



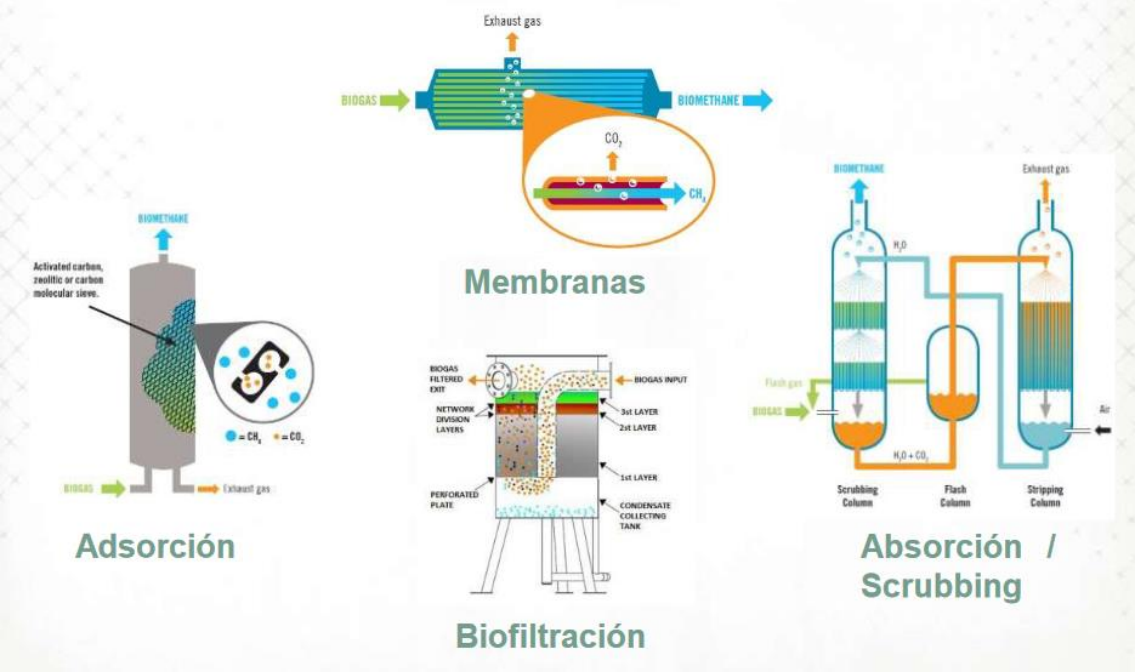
Fuente: Factibilidad de la incorporación de biometano en la red de gas natural troncal y en las redes de distribución en localidades aisladas. Año 2020.

3.6.1 Tecnologías del proceso de Upgrading

En la actualidad existen diferentes tecnologías para realizar el upgrading, algunas de ellas ya tienen varias décadas desde su creación y otras son más nuevas. En la siguiente imagen se muestra gráficamente algunas de las tecnologías más utilizadas en el mundo:

[15] Se utiliza el término "codigestión" cuando se utiliza más de un sustrato como materia prima del digestor.

Figura 20: Tecnologías más utilizadas del proceso de upgrading



Fuente: Factibilidad de la incorporación de biometano en la red de gas natural troncal y en las redes de distribución en localidades aisladas. Año 2020.

Las tecnologías empleadas para realizar el upgrading del biogás son las siguientes (Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura (FAO), 2019):

- Lavado químico: Este método consiste en la formación de enlaces químicos reversibles entre el soluto y el solvente. Permite eliminar el dióxido de carbono (CO_2) y el ácido sulfhídrico (H_2S) del biogás. Para esto se emplean soluciones acuosas de aminas, metildietanolamina (DMEA) o monoetanolamina (MEA), en concentraciones de entre 20 y 70% en peso de amina en agua.
- Lavado con agua bajo presión: Esta técnica es sencilla, económica y eficiente, inclusive con bajos caudales de biogás. Se basa en el principio de solubilización del CO_2 en agua: la cantidad de este gas disuelto en agua aumenta a altas presiones y bajas temperaturas. El proceso de absorción es a contracorriente. Con este sistema, el CO_2 y el H_2S se disuelven y salen por el fondo de la torre de lavado. El agua puede ser regenerada para ser reutilizada.

• Adsorción a presión oscilante (PSA): Este proceso consiste en la adsorción de CO_2, H_2S, humedad y otras impurezas, en un adsorbente comercial que consiste generalmente en sólidos granulares con grandes áreas superficiales por unidad de volumen. Tal adsorción se lleva a cabo a alta temperatura y presión. Tiene como inconvenientes que es un proceso costoso, con altas caídas de presión y altos requerimientos de calor.

• Lavado físico con disolventes orgánicos: Este proceso es comparable a la tecnología de lavado con agua y permite eliminar CO_2, H_2S, amoníaco (NH_3) y agua. El disolvente puede ser regenerado mediante una columna de desorción, para lo que se requieren temperaturas de -50ºC.

• Lavado químico con disolventes orgánicos: Este proceso combina la fisisorción y la quimisorción. Si bien en la teoría este sistema permite eliminar H_2S, en la práctica se requiere una etapa de desulfuración del biogás antes de la columna de adsorción para evitar reacciones no deseadas en el proceso. La presión de trabajo de la columna es de pocos bares y para regenerar el disolvente se necesita un nivel de temperatura de 120 a 160ºC.

• Separación con membranas: Esta tecnología data de la década de 1970, pero recién en los últimos años los avances importantes en la investigación de este campo justifican su implementación técnica y económica como uno de los mejores sistemas de purificación del biogás, en competencia con las tecnologías de adsorción con oscilación de presión y la absorción química. Para lograr una pureza de CH_4 mayor al 96% es necesario trabajar con temperatura controlada de biogás (45ºC) y presión controlada de alrededor de 8 bares.

• Separación criogénica: Esta técnica hace uso de bajas temperaturas, de alrededor de -90ºC, que combina con presiones altas, de aproximadamente 40 bares. El proceso permite licuar el CO_2 que, de esta manera, es fácilmente separado del biogás enriquecido. Esta tecnología permite lograr una pureza de hasta 99% de CH4, obtener CO_2 líquido sin liberación a la atmósfera y procesar grandes cantidades de biogás de manera continua y eficiente. Sin embargo, tiene las desventajas

de que requiere una gran cantidad de equipos (compresores, turbinas e intercambiadores de calor) y mucha energía para llevar a cabo el proceso. Esto eleva los costos de inversión y de operación con respecto a otras tecnologías de obtención de biometano, aunque en los últimos años se realizaron avances significativos que la volverán una alternativa económicamente viable en el corto plazo.

El siguiente cuadro realizado por la Dra. Dolores Hidalgo, una especialista en la materia, muestra las ventajas y desventajas de cada tecnología (Dolores Hidalgo, 2019).

Tabla 4: Ventajas y desventajas de cada tecnología de upgrading

TECNOLOGÍA	VENTAJAS	DESVENTAJAS
Absorción con agua	Alta eficiencia (>97% CH_4) Eliminación simultánea de H_2S cuando H_2S < 300 cm^3/m^3 Fácil operación La capacidad es ajustable cambiando la presión o la temperatura La regeneración es posible Bajas pérdidas de CH_4 (<2%) Tolerancia a las impurezas	Alto coste de inversión Alto coste de operación Taponamiento (clogging) debido al crecimiento bacteriano Posible formación de espumas Baja flexibilidad ante variaciones en el gas de entrada
Absorción (física) con disolventes iónicos (como polietilenglicol)	Alta eficiencia (>97% CH_4) Eliminación simultánea de compuestos de S orgánico, H_2S, NH_3, HCN, y H_2O Energéticamente más favorable que en el caso del agua Regenerativa Bajas pérdidas de CH_4	Alto coste de inversión Alto coste de operación Dificultades en la operación Incompleta regeneración cuando hay resorción/vacío (se requiere ebullición) Reducida operación cuando se diluye el absorbente con agua
Absorción (química) con aminas	Alta eficiencia (>99% CH_4) Bajo coste de operación Regenerativa Más CO_2 disuelto por unidad de volumen (comparado al agua) Muy bajas pérdidas de CH_4 (<0,1%)	Alto coste de inversión Se requiere calor para regeneración Corrosión Descomposición y envenenamiento de las aminas por O_2 y otros compuestos químicos Precipitación de sales Posible formación de espumas

TECNOLOGÍA	VENTAJAS	DESVENTAJAS
Adsorción por cambio de presión Carbón activo Zeolitas Silicatos de Alúmina	Alta eficiencia (95-98% CH_4) El H_2S es eliminado Bajo uso de energía: alta presión, pero regenerativa Técnica compacta También para pequeñas capacidades Tolerante a las impurezas	Alto coste de inversión Alto coste de operación Necesario un control extensivo del proceso Pérdidas de CH_4 cuando hay un mal funcionamiento de las válvulas
Membranas Permeación de gas Contactores	H_2S y H_2O son eliminados Construcción simple Operación simple Alta fiabilidad Se pueden tratar pequeños caudales sin excesivo aumento de los costos	Baja selectividad de la membrana: compromiso entre la pureza de CH_4 y la cantidad de biogás refinado Múltiples pasos necesarios (sistema modular) para llegar a una alta pureza Pérdidas de CH_4 Poca experiencia operativa
Separación criogénica	Se puede llegar a un 90-98% de CH_4 CO_2 y CH_4 de alta pureza Bajo coste de energía extra para llegar a biometano líquido	Alto coste de inversión Alto coste de operación Puede quedar CO_2 en el CH_4

En los siguientes cuadros se describe cómo se compone la inversión de la central de biogás que el estudio de la FAO consideró como “caso testigo”, con y sin el upgrade a biometano; cabe destacar que los valores son netos y no incluyen el Impuesto al Valor Agregado (IVA).

Tabla 5: Composición de la inversión de una central de biogás

Inversión en central de biogás "caso testigo" sin upgrading	Total sin IVA (u$s)	Porcentaje (%)
Proyecto ejecutivo e ingeniería	397.965,99	9,03
Provisión equipamiento electromecánico extranjero	435.652,43	9,89
Provisión equipamiento electromecánico nacional	373.457,82	8,48
Transporte internacional	35.011,67	0,79
Transporte nacional	17.505,84	0,40
Montaje electromecánico	575.518,96	13,07
Obra civil	227.8092,7	51,72
Instalación eléctrica	151.717,24	3,44
Puesta en marcha	140.046,68	3,18
Costo total	**4.404.969,33**	**100,00**

Aquí para establecer el valor de la inversión en el sistema upgrade a biometano se considera la tecnología de separación con membranas:

Tabla 6: Composición de la inversión de una central de biometano

Inversión en central de biogás "caso testigo" con upgrading	Total sin IVA (u$s)	Porcentaje (%)
Proyecto ejecutivo e ingeniería	397.965,99	6,66
Provisión equipamiento electromecánico extranjero	435.652,43	7,29
Provisión equipamiento electromecánico nacional	373.457,82	6,25
Transporte internacional	35.011,67	0,59
Transporte nacional	17.505,84	0,29
Montaje electromecánico	578.518,96	9,68
Obra civil	227.8092,7	38,12
Sistema upgrade biometano	156.8000	26,24
Instalación eléctrica	151.717,24	2,54
Puesta en marcha	140.046,68	2,34
Costo total	**5.975.969,33**	**100,00**

Fuente (Tabla 5 y 6): Factibilidad de la incorporación de biometano en la red de gas natural troncal y en las redes de distribución en localidades aisladas. Año 2020.

3.7 Ventajas y desventajas del biometano

3.7.1 Ventajas

- ★ Energéticamente es muy similar en eficiencia y poder calorífico del gas natural.
- ★ El biometano aprovecha las instalaciones de gas natural, de forma que no es necesaria una adaptación para su transporte o combustión en instalaciones domésticas.
- ★ Puede sustituir a combustibles más caros. Hoy las localidades no conectadas a la red de gas nacional utilizan gas en garrafa, gasoil o fueloil.
- ★ Es una energía renovable. La generación de gases renovables, y, en concreto, el biometano, que se obtiene a partir de distintos tipos de residuos es una forma de impulsar una economía circular.

- ★ Alto perfil ambiental ya que permite el tratamiento de residuos o efluentes de procesos productivos.
- ★ Tecnología nacional: el 87% de la inversión es componente nacional, por lo que según el caso testigo, u$s 5,1 millones son inversiones que se realizan a actores y proveedores nacionales. El porcentaje de componentes importados se corresponde con equipos que hoy no se fabrican en Argentina, pero con el aumento en la cantidad de proyectos de biogás estas tecnologías podrán desarrollarse localmente.
- ★ Logra tener un tejido empresarial local más sólido y solvente ya que la generación y puesta en marcha de proyectos permite dinamizar el crecimiento del capital físico y humano.
- ★ Reducción de emisiones debido a la valorización como fertilizante del digestato. Cuando se utilizan digestatos como fertilizantes orgánicos para cultivos y mejora del suelo, se ahorran los costes de producción de fertilizantes minerales y se evitan las emisiones de dicha producción. Pueden ahorrarse hasta 13 kg de CO_2 equivalente por tonelada, cuando los fertilizantes minerales se sustituyen por digestatos.
- ★ Dentro del universo de las bioenergías, en Argentina existe un interés creciente en el biometano debido a su capacidad para contribuir a resolver el trilema energético nacional mediante soluciones para el cuidado medioambiental, el autoabastecimiento y la equidad de acceso a la energía.

3.7.2 Desventajas

- ➔ Antes de proceder a la remoción del dióxido de carbono, el biogás debe ser secado y depurado de H_2S (ácido sulfhídrico) y otros contaminantes que pueden dañar las membranas. Las tecnologías para hacer esto están patentadas y tienen un costo que hasta el presente encarece considerablemente la incorporación de biometano a la red (FAO, 2019).
- ➔ En Argentina aún no existe una normativa para la inyección de biometano a la red.

➔ Requiere de un gasoducto virtual para hacer llegar el biometano a las comunidades aisladas que no tienen acceso a la red de gas nacional.

3.8 Gasoducto Virtual

Para transportar gas a localidades que no tienen acceso al gasoducto de la red nacional que pudiera abastecerse de gas natural, se implementa un sistema de distribución modular de gas que fundamenta su tecnología en conceptos de diseño totalmente modulares que permiten la construcción de instalaciones en forma rápida, sencilla y económica y, que a su vez posibilita un crecimiento proporcional al incremento de la demanda.

El sistema de compresión y carga de módulos de almacenamiento de GNC (Gas Natural Comprimido) para Gasoducto Virtual puede ser instalado tomando gas de diversas fuentes:

- Gasoductos existentes.
- Pozos de producción de gas natural.
- Plantas de tratamiento de gas natural.
- Estaciones de GNC.
- Biodigestores.

De acuerdo con la fuente del gas, se instala un equipo compresor que toma el gas a baja presión y lo comprime hasta una presión de 250 bar, llenando los módulos de almacenamiento MAT[16] que se encuentran sobre las plataformas de carga.

Una vez completada la carga, los módulos MAT son cargados sobre el tráiler VST[17] del camión para luego ser transportados por ruta hacia los centros de consumo. Esto puede contar con un sistema con el cual

[16] Contenedores que están diseñados para consumos bajos o moderados. Su capacidad permite almacenar 1.500 m^3 de GNC a una presión de 250 bar (3625 psi) a temperatura ambiente.

[17] Los tráileres **VST** son la plataforma móvil del Gasoducto Virtual. Construidos para soportar duros trayectos y la velocidad estándar del transporte pesado, los **VST** presentan configuraciones específicas para el transporte de dos, tres, cuatro y hasta seis MATs en el caso de la versión bitren.

toda la operación de la planta de compresión puede ser monitoreada en tiempo real, haciendo muy fácil la utilización de la misma.

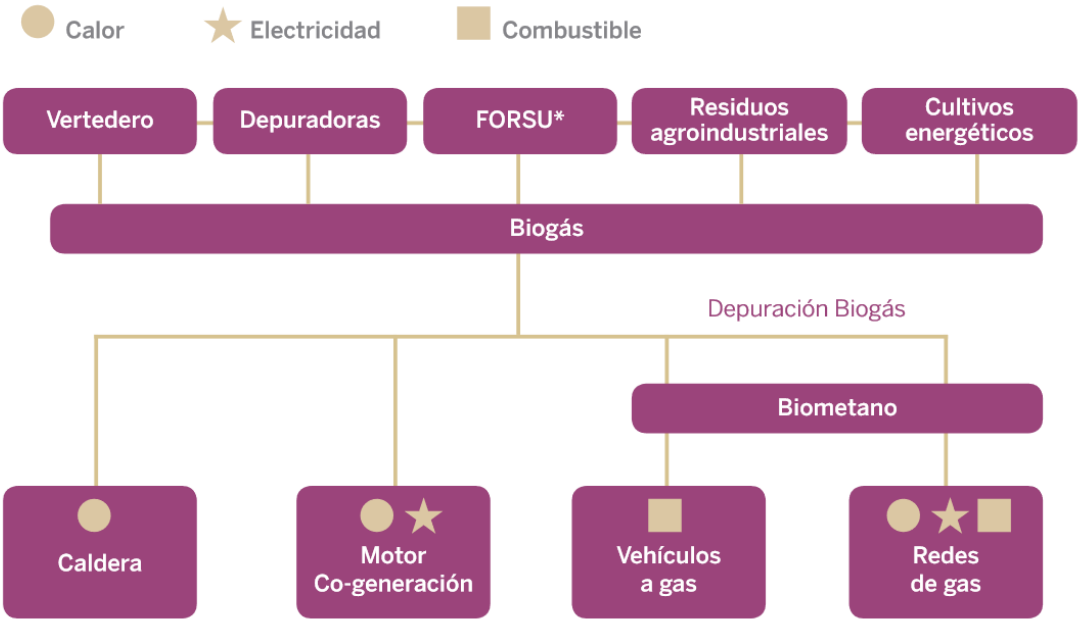
El procedimiento de carga y descarga de Módulos MAT en el Trailer VST es muy sencillo, toma solo algunos minutos, y puede ser realizado por el conductor del camión. Dependiendo de la aplicación, los sistemas de transporte pueden contar con capacidad para 2, 3 o 4 módulos MAT, permitiendo distintas configuraciones en función de la demanda.

Para aplicaciones con consumos bajos a moderados, se han desarrollado los módulos MAT, que pueden almacenar el gas natural a presiones de hasta 250 bar y temperatura ambiente. Para aplicaciones con consumos moderados a altos, se han desarrollado los módulos CryoMAT, que pueden almacenar el gas natural a presiones de hasta 250 bar y temperaturas muy bajas, hasta los 30 grados bajo cero, logrando almacenar y transportar hasta un 30% más de gas por módulo. De esta manera se logra reducir la inversión inicial y los costos operativos.

3.9 Usos energéticos del Biogás y Biometano

El siguiente cuadro resume para qué pueden utilizarse el biogás y el biometano. También muestra los orígenes de los sustratos necesarios para generar el biogás.

Figura 21: Origen y aplicaciones del biogás y biometano



(*) Fracción Orgánica Residuos Sólidos Urbanos

Fuente: PSE PROBIOGAS. Año 2009

4. CONTEXTO INTERNACIONAL DEL BIOGÁS Y BIOMETANO

4.1 El país pionero mundial

El biogás en Alemania comenzó con la construcción de alrededor de 100 plantas de purines mezclado en ocasiones con desperdicios de alimentos locales a principios de la década de 1990, como protesta en contra de la construcción de una central nuclear. A esto contribuyó uno de los personajes más importantes de la historia del biogás, Eckart.

En 2008, sin embargo, fue cuando realmente comenzó el auge del biogás, el número de plantas casi se duplicó en dos años, con alrededor de 3.000 construidas gracias a los incentivos del gobierno.

La Ley de Fuentes de Energía Renovable de 2000 proporcionó ingresos fijos a los propietarios de las plantas, y las revisiones de la Ley en 2004 y 2009 ofrecieron más oportunidades.

Por lo tanto, se le dio la oportunidad al biogás de demostrar sus beneficios como productor de energía sostenible, gestión de residuos y reducción de emisiones.

Hoy en día, es difícil encontrar una granja en aquel país sin su planta de biogás asociada. En un artículo de BIOVEC se comparte una anécdota que muestra a un granjero quien ya no se preocupa por cuánto le abonan el precio de la carne vacuna, sino que tiene la atención enfocada en su planta de biogás, ya que es lo que le genera más ingresos (Biovec, 2019).

En el año 2019, el país contaba con 9.500 plantas de biogás. Sin embargo, los incentivos para la producción eléctrica de biogás ahora están disminuyendo, y el gobierno alemán se está enfocando cada vez más al mercado del biometano y solo deja una ventana para pequeñas instalaciones eléctricas con biogás en explotaciones ganaderas.

4.2 Datos sobre el biogás en Alemania

Alemania es la primera potencia europea en este sector, el país apuntó a suplir con biogás el 6% del consumo de gas natural hacia 2020 (con un consumo total de gas natural de 220 MMm^3/día, esto equivale a una producción de biogás de 13 MMm^3/día). Además, la industria alemana del GNC cumple un compromiso voluntario de incluir un 10% de bio-GNC en el gas que utilizan los automóviles (FAO, 2019).

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).

Los buenos resultados del modelo alemán justificaron que otros países adoptaran este sistema de incentivos llamado **feed-in tariffs**, por el que se ofrecen **contratos de largo plazo a todos los productores 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%).

La ley 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.

Sin estos incentivos por parte del Estado, el gran desarrollo que tuvo el biogás en Alemania no hubiese sido posible. Por otra parte, se observa que en sus comienzos comenzaron por darle prioridad a la generación de energía eléctrica en vez del gas, tal como ocurre actualmente en Argentina.

> "Sin subvenciones, entre un 30% y un 40% de las plantas de biogás en Alemania, irán a la quiebra. El sector debe aprender a valerse por sí mismo sin ayuda del estado, muchas plantas viejas no sobrevivirán." estableció Werner Deitermann, un productor de biogás alemán. (DW Español, 2020, 1m23s, https://youtu.be/jOU3sLWXhaM?t=83)

4.3 Datos sobre el biometano en Alemania

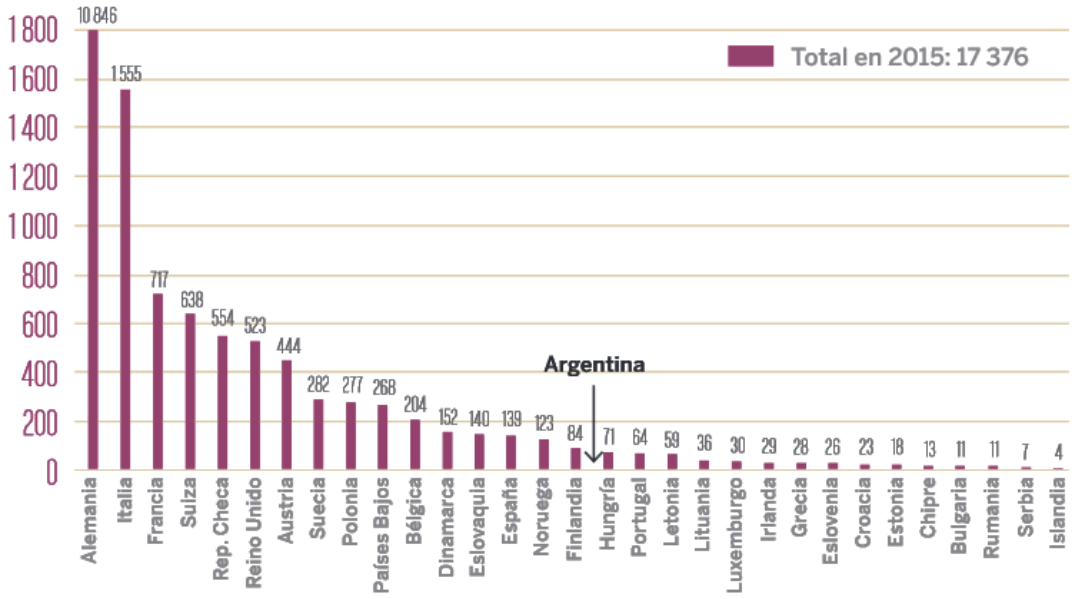
Alemania tiene el objetivo para 2050 de dejar de usar gas originado por combustibles fósiles para pasar a utilizar gas originado por fuentes renovables.

El biometano puede ser combustible para los camiones y podría reemplazar al gas natural licuado (GNL) o al diesel. Pero aún **en la actualidad cuesta 6 veces más que el gas natural**, esto demuestra que es necesaria la intervención del estado con incentivos para desarrollar el biometano. El biometano representa alrededor del 2% en el mercado de combustibles en Alemania (FAO, 2019).

Como se puede observar en los siguientes gráficos, en el año 2015 la cantidad de plantas de biogás destinadas a la energía eléctrica superó por mucho el número de plantas de biometano.

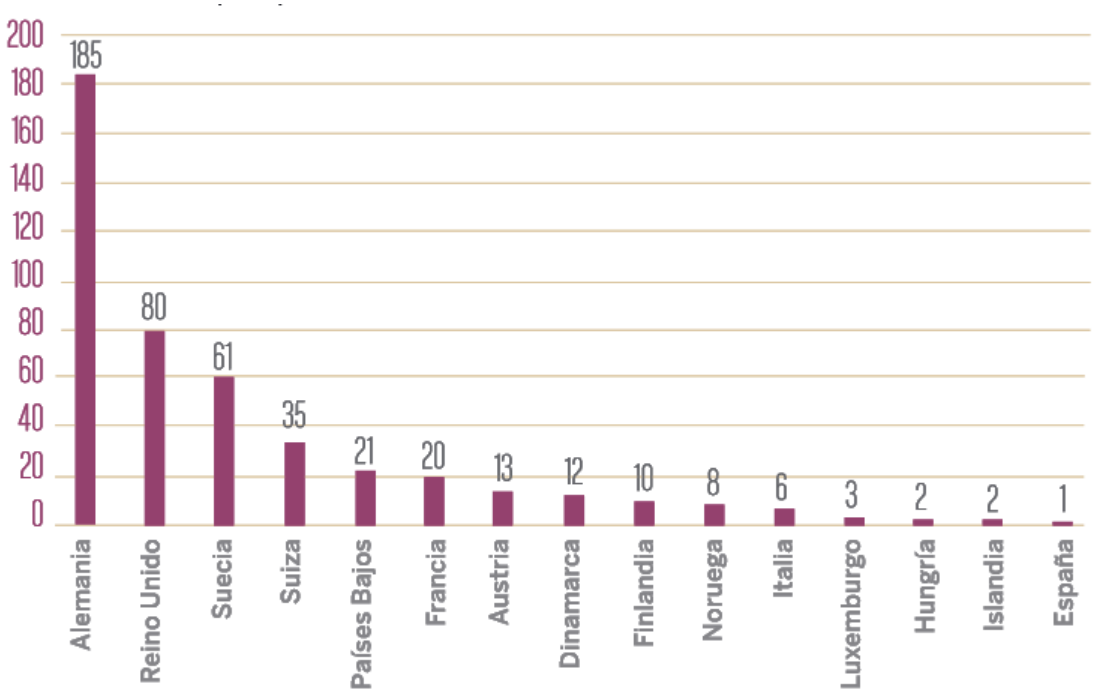
A pesar de que Argentina tiene un potencial agropecuario muchísimo más elevado, en dicho año estuvo por debajo de unos 15 países europeos.

Figura 22: Plantas de biogás en Europa. Año 2015



Fuente: European Biogas Association (EBA), 2016.

Figura 23: Plantas de biometano en Europa. Año 2015



Fuente: EBA, 2016.

Actualmente el biometano se produce en 15 países europeos y es inyectado en la red de gas natural en la mayoría de ellos. El biometano producido es casi en su totalidad **inyectado en redes de gas natural y utilizado para generar electricidad y calor, pero se está haciendo cada vez más popular su uso como combustible para transporte**: en Suecia, por ejemplo, el uso de biometano como combustible ya ha superado al GNC (Gas Natural Comprimido) con una participación de mercado del 57%, y en Alemania su participación se duplicó en un solo año (2012) del 6% a más del 15% (Asociación Española de Biogás (AEBIG), 2022).

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.**

4.4 Datos sobre el biogás en España

En España existen pocas plantas de biogás. Este país no se ha subido a ese tren. Desde hace tiempo se ha estancado en apenas 50 instalaciones de este tipo, según los responsables de un sector lastrado por años de desincentivación del autoconsumo eléctrico, cambios de normativa e inseguridad jurídica.

El Real Decreto 661/2007 estableció tarifas reguladas para la venta de energía eléctrica que pretendían fomentar la creación de este tipo de plantas. Los productores iban a poder disfrutarlas hasta 15 años después de poner en marcha su negocio, pero la llegada de la crisis hizo que todo saltara por los aires. En cuanto arrancó el Gobierno de Mariano Rajoy acabó con estos incentivos a través del Real Decreto 1/2012, la famosa moratoria a las renovables que dejó de primar las nuevas instalaciones. Después se redujeron los ingresos de las que ya estaban en marcha y, aunque siguen teniendo un régimen especial, su rentabilidad es escasa o inexistente (José Pichel, 2019).

> “Si no hay primas ni tarifas especiales, el sector no es viable económicamente, porque no surgió como una energía renovable más, sino como una solución medioambiental, porque ofrece un tratamiento para la materia orgánica. El gas de origen fósil que se importa de Argelia tiene una riqueza en metano del 97% y el que producimos en las plantas de biogás está entre el 55 y el 60%. El resto es casi todo CO2, pero puede limpiarse hasta llegar hasta ese 97%. De hecho, cuando se hace no se distingue molecularmente del gas natural fósil” (Francisco Repullo Almagro, 2019).

Por eso, las propias compañías de gas son las más interesadas en el desarrollo de esta “nueva ventana” que se abre en el sector. Además, aparte de incorporarse a la red, también podría utilizarse en los vehículos que funcionan con gas natural comprimido.

> “Un metro cúbico de gas fósil es mucho más barato que la misma cantidad de biometano si sólo tenemos en cuenta su valor energético, así que tenemos que insistir en la necesidad de medir todos los costes y beneficios” (Francisco Repullo Almagro, 2019).

Además, falta un sistema de certificación que garantice que el biometano procedente de estas plantas se inyecta correctamente a la red: “Tiene que haber una entidad que compruebe que se realiza en unas condiciones determinadas y todavía no está asignada, así que el sistema está en desarrollo”.

Los expertos en biogás consideran que inevitablemente se establecerán obligaciones e incentivos económicos y que para algunas empresas también será una cuestión de imagen. “La hoja de ruta está clara y hay países muy avanzados. En el caso del gas comprimido, el 90% del que se utiliza en Suecia ya es renovable, los vehículos que lo llevan pueden aparcar gratis y si son taxis, tienen prioridad para acceder al aeropuerto”, según Francisco Repullo.

Sus responsables calculan que el coste del biometano puede ser seis veces superior al del gas procedente de Argelia, de manera que resultaría imprescindible algún tipo de primas o tarifas especiales para que esta nueva vía de negocio pueda consolidarse en España.

Los paneles solares y los aerogeneradores son mucho más atractivos porque, además de ofrecer más ingresos, exigen una menor dedicación, ya que no hay que preocuparse por suministrar materias primas ni deshacerse de los residuos después.

Por eso, José Luis Girón considera que hay que tener en cuenta que este sector cumple otras funciones dentro de la llamada economía circular: **recoge residuos, los valoriza como energía, evita emisiones y, además, produce abono para los agricultores.**

> "Es difícil que este sector despegue. La única forma de reactivarlo es que la administración obligue a que se realice una trazabilidad de los residuos agroganaderos, a gestionarlos para que fuesen a parar a instalaciones de tratamiento. Una opción son las plantas de compostaje, pero esa vía seca no es adecuada para los purines y los lodos, que podrían aprovecharse mejor en las de biogás" (José Luis Girón, 2019).

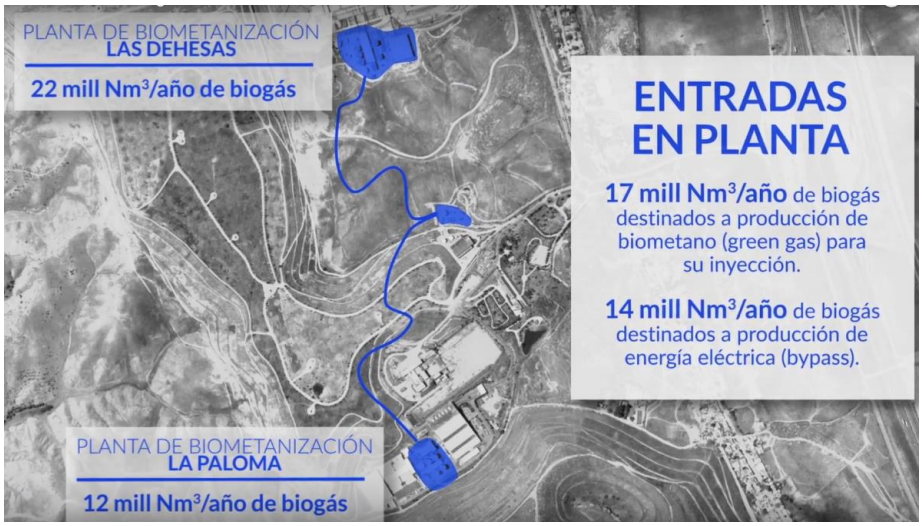
Los datos de la European Biogas Association (EBA), indican que Alemania superó ya hace tiempo las 10.000 plantas de biogás. La pregunta es qué tiene de diferente su modelo y por qué no se ha copiado. Según Francisco Repullo Almagro, el presidente de la Asociación Española de Biogás (AEBIG), el modelo alemán no es exportable ya que consiste en cultivar maíz y meterlo directamente en la planta, porque se pagaba bien, pero ya ha cambiado la normativa y de todas formas no es deseable competir con la industria alimentaria.

Lo que tienen otros países es un sistema de incentivos a la producción en función de la inversión, la potencia instalada o la energía que se produce. En el caso del biometano, Francia es la gran referencia.

> "Para lograr, o acercarse al objetivo de cero emisiones netas para 2050, los estados miembros de la UE deberán seguir desarrollando sus mercados de biogás para seguir reduciendo las emisiones de residuos, energía y transporte, y no debe existir una explotación ganadera sin una planta de biogás. La ganadería en España es responsable de un 10% de las emisiones actuales. O hacemos biogás como el resto de Europa o no cumpliremos." (Biovec, 2019).

Para mencionar un caso particular, en Madrid, la planta de Valdemingómez hace por lo menos 5 años que ya está inyectando biometano a la red con dos líneas paralelas de tratamiento de biogás, con capacidad de 2000 Nm^3/hora.

Figura 24-A: Características de la planta de Valdemingómez de Madrid, España



Fuente: Ayuntamiento de Madrid, 2018, 0m37s. (https://youtu.be/E-8Bghy1SBE?t=37)

Figura 24-B: Características de la planta de Valdemingómez de Madrid, España

Fuente: Ayuntamiento de Madrid, 2018, 3m51s. (https://youtu.be/E-8Bghy1SBE?t=231)

En España se estima que hay una capacidad de producción de biometano de más de 26.000 GW/h[18]. Esta cantidad sería suficiente para abastecer el **40% de los hogares**, o por poner otro ejemplo, a **todas las flotas de autobuses urbanos** de las ciudades españolas (Good New Energy, 2020).

4.5 Sistemas de incentivos en Europa

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. Por ende, este sistema es independiente de la evolución del precio de mercado de la energía. Este fue el sistema adoptado en la Argentina para los programas RenovAr 1 y 2.

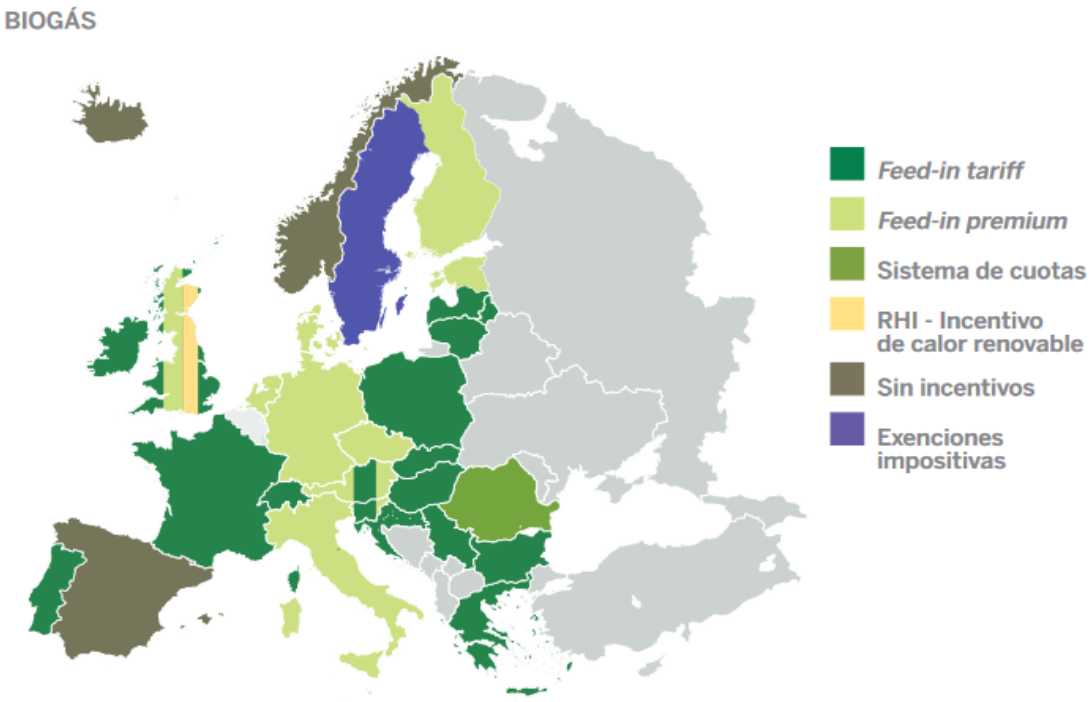
Feed-in premium: Es una sobre tarifa (o premio) que es sumada al precio de la energía para compensar los mayores costos de las energías renovables y mitigar sus riesgos financieros.

RHI (renewable heat incentive): 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.

En los siguientes gráficos 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 el incentivo de calor renovable).

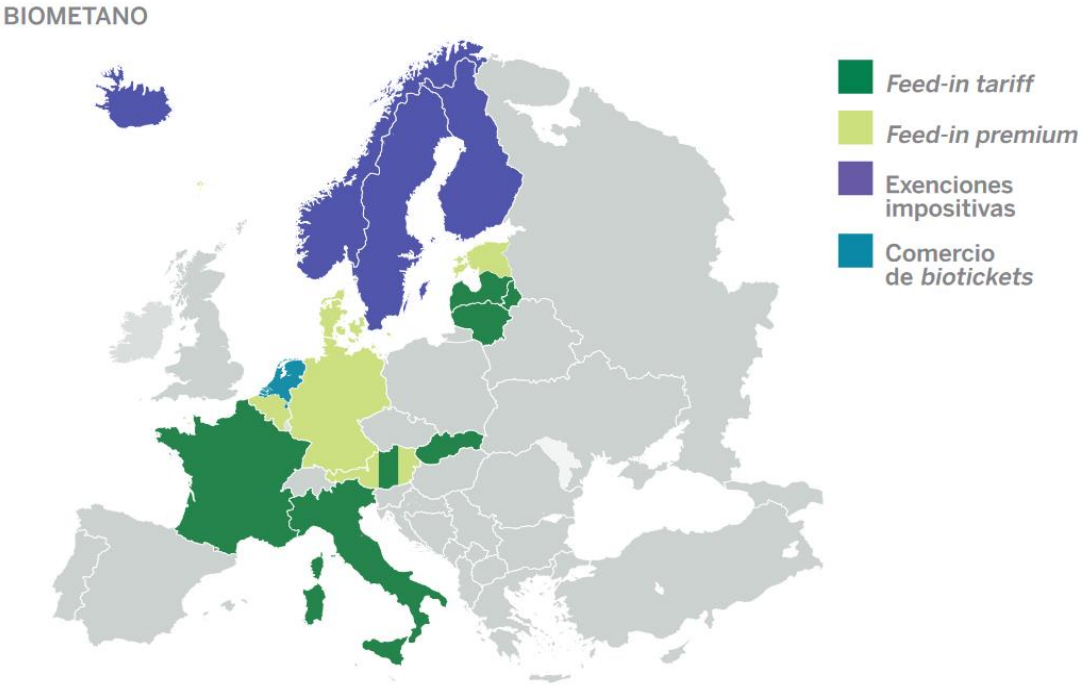
[18] Un gigawatt (GW) es una unidad de potencia equivalente a mil millones de vatios. Esta unidad suele utilizarse en grandes plantas generadoras de electricidad o en las redes eléctricas. Se utiliza para cuantificar la tasa a la que se transfiere la energía.

Figura 25: Sistemas de incentivos al biogás en Europa



Fuente: EBA, 2014

Figura 26: Sistemas de incentivos al biometano en Europa



Fuente: EBA, 2014

4.6 Despliegue del Biometano en Europa

El sector del biometano batió todos los récords en 2021, Europa cuenta en la actualidad con 1.023 plantas en producción.

Francia, Italia y Dinamarca son los países con mayor incremento en el número de plantas de biometano. Nada menos que 91 nuevas unidades entraron en funcionamiento en Francia en 2020 y 123 plantas entraron en funcionamiento entre enero y octubre de 2021. Después de Francia, los países que experimentaron un mayor crecimiento en el número de plantas de biometano son Italia (+11 plantas en 2020) y Dinamarca (+10 plantas en 2020).

Hoy en día, Europa tiene alrededor de 20.000 unidades en funcionamiento (número total de plantas de biogás y biometano). El biometano sostenible puede cubrir hasta el 30-40 % del consumo de gas de la UE previsto para 2050. Europa tiene hoy un 40% más de plantas de biometano en comparación con el año anterior (2020). La rápida implementación de tecnologías de biometano acelerará la descarbonización de la economía de la UE. Sin embargo, el sector necesitará un apoyo legislativo relevante en los próximos años para aprovechar todo su potencial (RETEMA, 2022).

4.7 Desventajas detectadas en Europa

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.

4.8 Proyecto DiBiCoo

El proyecto DiBiCoo (Digital Global Biogas Cooperation) comenzó en octubre de 2019 y es un proyecto apoyado por la Unión Europea en el contexto del programa “Horizon 2020” para proyectos de investigación, desarrollo tecnológico y demostración.

El objetivo de DiBiCoo es apoyar a la industria europea de biogás y biometano en la preparación de los mercados para la exportación sostenible de tecnologías de biogás/biometano desde Europa a países en desarrollo y emergentes. Esto se logrará mediante el desarrollo y la aplicación de herramientas y acciones innovadoras de soporte digital y no digital, mediante la transferencia de conocimientos y el desarrollo de capacidades, así como mediante la preparación de casos de demostración hasta la etapa de inversión.

Los países objetivos seleccionados (Argentina, Etiopía, Ghana, Indonesia y Sudáfrica) se eligieron debido al alto potencial de mercado para proyectos de biogás, junto con un entorno regulatorio favorable y esquemas de apoyo en cada uno de estos países.

4.9 Proyecto con Biometano en Brasil

En septiembre de 2021, una de las principales compañías productoras de alimentos y energías renovables de Sudamérica, reemplazará con biometano comprimido (Bio-GNC) el uso de combustibles fósiles en 13 vehículos de la flota de su planta azucarera de Ivinhema en Mato Grosso do Sul, Brasil: siete ligeros, tres utilitarios y tres camiones. El combustible renovable se obtendrá a partir del biogás emanado de la vinaza, un derivado de la actividad de transformación de la caña de azúcar en etanol que desarrolla la firma.

En una primera etapa y a partir del 5% de la vinaza concentrada, se producirán 200.000 metros cúbicos normales mensuales (Nm3/mes) de Bio-GNC para desplazar el consumo de 170.000 litros de diésel gracias a una tecnología de upgrading de biogás y compresión llamada Microbox-Bio®, dicha tecnología fue desarrollada por la empresa argentina Galileo. En el futuro, se apunta a aprovechar la totalidad de la vinaza y a alcanzar una producción de Bio-GNC equivalente a 50 millones de litros anuales de diésel. **Además de aumentar la sustentabilidad de todo el proceso de producción azucarera, el desplazamiento de diésel incrementará la calificación de la empresa alimenticia en el programa oficial brasileño RenovaBio y le permitirá ingresos adicionales por la emisión de créditos de descarbonización CBios** (Cámara Argentina del Gas Natural Comprimido (CAGNC), 2021).

El programa RenovaBio establece metas nacionales anuales de descarbonización del sector de los combustibles, con el fin de incentivar una mayor producción y participación de los biocombustibles en la matriz energética del transporte del país. Las metas nacionales de reducción de emisiones de la matriz de combustibles fueron definidas para el período 2019 a 2029.

Las distribuidoras de combustibles deben acreditar el cumplimiento de metas individuales obligatorias a través de la compra de Créditos de Descarbonización (CBIO), un activo financiero negociable en bolsa, derivado de la certificación del proceso de producción de biocombustibles en base a los respectivos niveles de eficiencia alcanzados en relación con sus emisiones. El CBIO es un activo ambiental con comercialización permitida desde diciembre de 2019. Fue creado como parte de RenovaBio, un programa que prevé iniciativas como la creación de instrumentos financieros que contribuyan a atraer inversiones enfocadas a expandir la producción de biocombustibles. Cada CBIO emitido por los productores e importadores de biocombustibles corresponde a una tonelada de carbono que ya no se emite a la atmósfera. [19]

En este ejemplo se observa como Brasil es un país que incentiva a través de un programa oficial el desarrollo de las energías renovables para cumplir con sus compromisos asumidos en el Acuerdo de París. En marzo de 2022, Brasil lanzó un programa para la producción de biometano mediante la firma del decreto del Régimen Especial de Incentivo al Desarrollo de Infraestructura (REIDI). En el evento de lanzamiento, Márcio Querichelli, presidente de IVECO para América Latina, dijo que la industria automotriz está dando grandes pasos para convertirse en una marca con un portafolio aún más verde y que cree que el biometano se convertirá en una opción de combustible cada vez más viable para los transportistas, dado el gran potencial de producción de este tipo de gas en Brasil, convirtiéndose en una opción relevante para el transporte brasileño en el futuro. “En Europa somos líderes en este segmento y,

[19] Para más información se sugiere ingresar a la Guía de CBIO en el siguiente link: https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/renovabio/guia-cbio

ahora, es momento de implementar esta tecnología de IVECO, que es referencia mundial, también en Brasil", explicó el presidente de IVECO (Luciana Guimaraes, 2022).

Bernardo Brandão, director de Marketing y Portafolio de Productos de IVECO para Latinoamérica, destaca que en Argentina IVECO ya cuenta con un amplio portafolio de productos propulsados por gas natural y biometano, y fue la primera marca en tener el certificado de homologación para fabricar camiones propulsados por gas, con hoy la producción local de Tector GNC en la planta de Córdoba. "En Brasil, en el segundo trimestre, iniciaremos la operación asistida en clientes clave para consolidar el desarrollo de nuestro producto alimentado por biometano y gas natural, creado específicamente para atender las principales misiones de transporte de carga que se realizan en el país. Este es un paso importante para nuestro programa Brasil Natural Power, que cuenta con varios socios estratégicos para desarrollar conjuntamente el gas natural y, especialmente, el biometano como un combustible operacionalmente competitivo para el transportista" (Luciana Guimaraes, 2022).

5. CONTEXTO NACIONAL DEL BIOGÁS Y BIOMETANO

La Argentina cuenta con un gran potencial para la producción y utilización de fuentes de energías renovables (fotovoltaica, hidroeléctrica, eólicas y de biomasa). Sin embargo, la matriz energética refleja una fuerte dependencia de combustibles de origen fósil. El Balance Energético Nacional realizado en el año 2018, mostró que los combustibles fósiles (petróleo, gas y carbón) generaron el 85% de la oferta de energía.

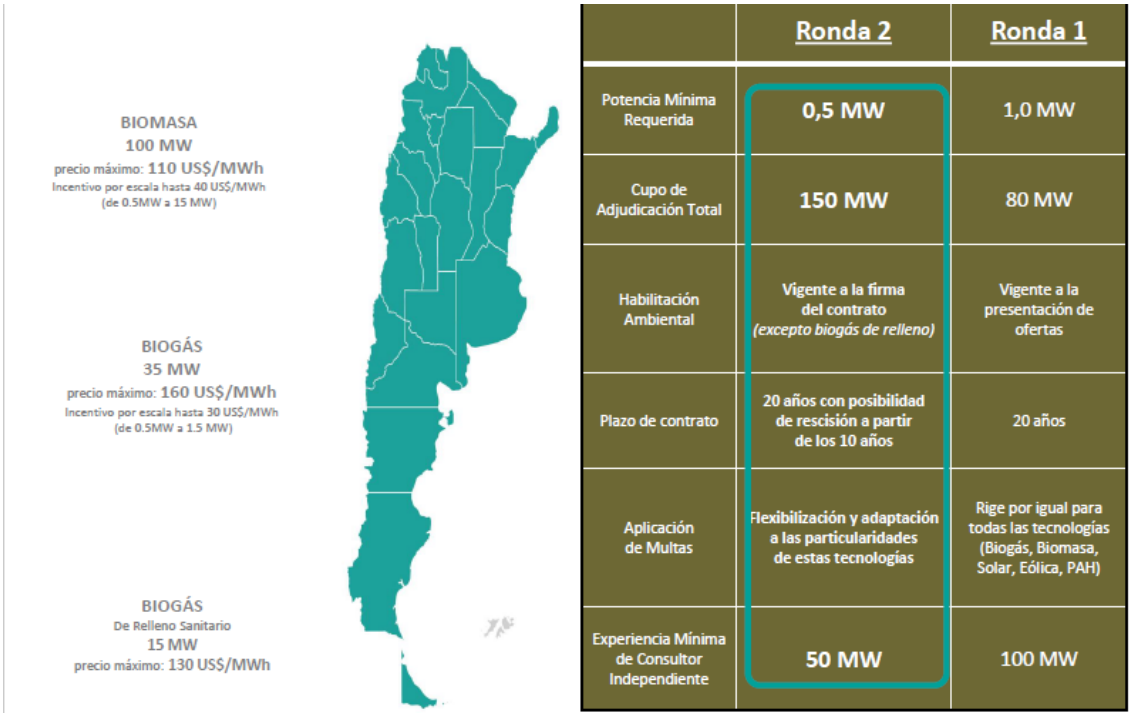
La Ley N° 27.191, establece dentro de sus objetivos que la participación de las fuentes renovables de energía en la matriz eléctrica debe alcanzar un 20% para el 31 de diciembre del año 2025, pero no menciona nada relacionado con la matriz gasífera.

5.1 Programas de incentivos en la Argentina

Entre los distintos programas de incentivos, en Argentina se destacó el plan Renovar 1 que incentivó la creación de aquellas plantas de biogás dedicadas a generar como mínimo 1 MW/H de electricidad y luego el plan Renovar 2 que disminuyó dicho mínimo a 0,5 MW/H. Martin Pinos, un especialista en la materia, mencionó que se necesitan 2 millones de dólares para crear una planta de biogás que genera 500 KW/H. A su vez, mencionó que se necesitan entre 4000 y 5000 animales en un feedlot[20] para poder alimentar el biodigestor con su estiércol.

A continuación, con las figuras 27, 28, 29-A y 29-B se muestra un resumen de las tres rondas del programa RenovAr, la ronda 2 fue la más exitosa:

Figura 27: Comparación de las características del programa Renovar, Ronda 1 y 2

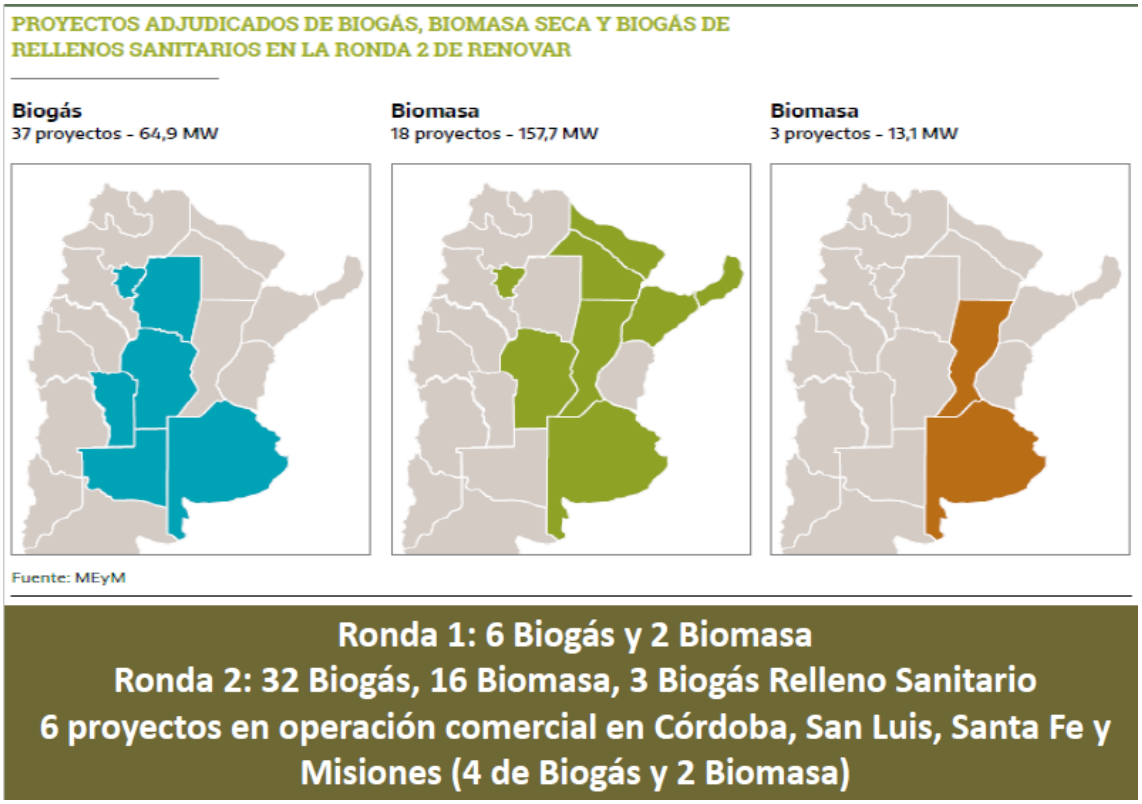


	Ronda 2	Ronda 1
Potencia Mínima Requerida	0,5 MW	1,0 MW
Cupo de Adjudicación Total	150 MW	80 MW
Habilitación Ambiental	Vigente a la firma del contrato *(excepto biogás de relleno)*	Vigente a la presentación de ofertas
Plazo de contrato	20 años con posibilidad de rescisión a partir de los 10 años	20 años
Aplicación de Multas	Flexibilización y adaptación a las particularidades de estas tecnologías	Rige por igual para todas las tecnologías (Biogás, Biomasa, Solar, Eólica, PAH)
Experiencia Mínima de Consultor Independiente	50 MW	100 MW

Fuente: Ministerio de Energía y Minería (MINEM)

[20] El **Feedlot** o engorde a corral consiste en encerrar a los animales en corrales donde reciben el alimento a través de comederos.

Figura 28: Distribución geográfica de proyectos adjudicados en la ronda 2 de Renovar



Fuente: Ministerio de Energía y Minería (MINEM)

Figura 29-A: Proyectos de biogás del programa Renovar, Ronda 3

ID OFERTA	TECNOLOGÍA	NOMBRE DEL PROYECTO	OFERENTE	POTENCIA OFERTADA (MW)	PROVINCIA
BG-3500	BIOGÁS	C.T. BIOANGLO	COMPANIA ANGLO DE TIERRAS CORDOBA SA	1,00	CORDOBA
BG-3501	BIOGÁS	C.T. BIO DE SOUZA	AGRO DE SOUZA SA	0,55	BUENOS AIRES
BG-3502	BIOGÁS	C.T. BELL VILLE	ARINCO SA - CLEANERGY RENOVABLES SA	1,20	CORDOBA
BG-3503	BIOGÁS	C.T. BIO-EITTOR ENERGY	EITTOR SA	1,20	BUENOS AIRES
BG-3504	BIOGÁS	C.T. ADECOAGRO ENERGIA	ADECO AGROPECUARIA SA	2,00	SANTA FE
BG-3505	BIOGÁS	C.T. EL TRIUNFO	BIO VERDE ENERGIA LINCOLN SA	1,50	BUENOS AIRES
BG-3506	BIOGÁS	C.T. LA PALOMA BIOENERGIA	ALDO GUSTAVO LONGO	1,00	CORDOBA
BG-3507	BIOGÁS	C.T. BIOGAS ROJAS	SEEDS ENERGY GROUP SA	2,90	BUENOS AIRES
BG-3508	BIOGÁS	C.T. BIOGAS SALTO	SEEDS ENERGY GROUP SA	2,90	BUENOS AIRES
BG-3509	BIOGÁS	C.T. BIOGAS VENADO TUERTO II	SEEDS ENERGY GROUP SA	1,45	SANTA FE
BG-3510	BIOGÁS	C.T. GORINA ENERGIA	GORINA ENERGIA SA	1,50	BUENOS AIRES
BG-3511	BIOGÁS	C.T. BIOGAS SAN LUIS	DIASER SA	2,00	SAN LUIS

Fuente: Ministerio de Energía y Minería (MINEM)

Figura 29-B: Proyectos de biomasa y biogás de relleno sanitario de Renovar, Ronda 3

Biomasa

ID OFERTA	TECNOLOGÍA	NOMBRE DEL PROYECTO	OFERENTE	POTENCIA OFERTADA (MW)	PROVINCIA
BM-3400	BIOMASA	C.T. ROSARIO DE LA FRONTERA	ELECTRUM RF SA	5,00	SALTA
BM-3401	BIOMASA	C.T. LEDESMA BIOENERGIA	LEDESMA SAAI	7,00	JUJUY
BM-3402	BIOMASA	C.T. INGENIO SAN ISIDRO	PROSAL SA	10,00	SALTA
BM-3403	BIOMASA	C.T. GAS DE BIOMASA FERMOSA	FERMOSA BIOSIDERURGIA SA	3,50	FORMOSA

Biogas de Relleno Sanitario

ID OFERTA	TECNOLOGÍA	NOMBRE DEL PROYECTO	OFERENTE	POTENCIA OFERTADA (MW)	PROVINCIA
BRS-3600	BRS	C.T. BIOGAS SAN MARTIN NORTE III D	JF SECCO	5,00	BUENOS AIRES
BRS-3601	BRS	C.T. BIOGAS SAN MARTIN NORTE III D ALT	JF SECCO	10,00	BUENOS AIRES

Fuente: Ministerio de Energía y Minería (MINEM)

Además, en 2012, se creó el "Proyecto para la promoción de la energía derivada de biomasa" (PROBIOMASA). Dicho 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.

En los últimos años, el crecimiento del biogás en Argentina ha crecido enormemente y se encuentra en una fase de desarrollo tecnológico interesante. Ha aumentado el número de plantas digestoras y ha mejorado la calidad y diversidad de materias primas que pueden ser procesadas. También ha crecido la cantidad de empresas prestadoras de servicios, accesorios, transporte y comercialización, mantenimiento de plantas, etc.

Actualmente existen varias empresas en nuestro país que se dedican a la construcción de plantas de biogás, algunas de ellas son:

- Desarrollo de Equipos Industriales (DEISA), Rafaela, Santa Fe
- Bioeléctrica, Río Cuarto, Córdoba

- Gea Sustentable, San Fernando, Buenos Aires
- AB Energía, 25 de Mayo, La Pampa
- Tecnored Energía, Río Cuarto, Córdoba

A lo largo del año 2020, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible avanzó en el desarrollo integral de un marco regulatorio para el uso de biogás en Argentina. Asimismo, impulsó la adquisición y compra de biodigestores, que fueron instalados en diferentes instituciones, entre ellas, escuelas técnicas y agropecuarias de la provincia de Buenos Aires y el Mercado Concentrador de Frutas y Verduras Comunidad Boliviana, ubicado en el municipio de Escobar.

El proyecto, a su vez, financia la incorporación de especialistas en materia de energía y biogás, de manera de asegurar que se desarrollen proyectos que cumplan las condiciones mencionadas (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MAyDS), 2022).

El Ing. Julio Menéndez, un referente en Argentina en los temas de bioenergía y biogás, explica que, como resultado de una política nacional de promoción de combustibles renovables, Argentina es actualmente uno de los países líderes en América Latina en el uso de biocombustibles líquidos, con una participación de 12% de bioetanol en gasolina y 10% de biodiesel en combustibles tipo diesel. La ley de promoción de biocombustibles, aprobada en 2006, también consideró el biometano, sin embargo, no se establecieron mezclas obligatorias u otras regulaciones para el biometano (Espacio de estudios interdisciplinarios sobre asuntos públicos (ESEIAP), 2020).

La Cámara Argentina de Energías Renovables (CADER) está impulsando la discusión de nueva legislación para establecer objetivos para el uso de biometano en diferentes formas: inyección en la red de gasoductos, como combustible vehicular y como combustible base, creando incentivos para su producción, punto clave para su desarrollo.

5.2 Mecanismos de Incentivos

El sistema adoptado en la Argentina para los programas RenovAr 1 y 2 fue el **FEED-IN TARIFF**, 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, porque sus costos son menores.

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 varios países europeos. 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 siguientes 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 cercanía a las plantas de biogás.

b) **Mediante el abastecimiento por redes o por gasoducto virtual:** disponibilizar biometano a poblaciones cercanas a los centros de biogás, pero alejadas de los gasoductos troncales, compitiendo con el abastecimiento de GLP.

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.

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, 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. Esto indica, en mi opinión, que Argentina no parece estar yendo por la dirección adecuada, en la actualidad los combustibles fósiles reciben enormes subsidios. Los esfuerzos no están enfocados en lo que resulta más competitivo, sería más provechoso que se incentive la utilización de biogás para generar biometano y que la electricidad sea generada por otras fuentes de energía renovables más competitivas, como la solar y eólica.

5.3 Marco regulatorio

5.3.1 El biogás en la Ley de Biocombustibles 26093

La Ley de Biocombustibles 26093 de 2006 define en su artículo 5 como "biocombustibles" al bioetanol, al biodiésel y al biogás[21] producidos a partir de materias primas de origen agropecuario, agroindustrial o desechos orgánicos. Solo podrán producir biocombustibles las plantas habilitadas que cumplan con los requerimientos de calidad y producción sustentable que establezca la autoridad de aplicación, previo procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) que incluya el tratamiento de efluentes y la gestión de residuos[22].

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

[21] Regulatoriamente, todas las veces que el marco normativo refiere al "biogás", se puede extender la referencia al biometano, considerado como una de las condiciones bajo las cuales puede utilizarse el biogás.
[22] Artículo 6 Ley 26093.

Estos artículos (5, 11 y 12) son los únicos 3 artículos de la ley que hacen referencia al biogás, todos los demás se refieren al bioetanol y al biodiesel.

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

a) Promover y controlar la producción y uso sustentables de biocombustibles.

b) Establecer las normas de calidad a las que deben ajustarse los biocombustibles.

c) Establecer los requisitos y condiciones necesarios para la habilitación de las plantas de producción y mezcla de biocombustibles, resolver sobre su calificación y aprobación, y certificar la fecha de su puesta en marcha.

d) Establecer los requisitos y criterios de selección para la presentación de los proyectos que tengan por objeto acogerse a los beneficios establecidos por la presente ley, resolver sobre su aprobación y fijar su duración.

f) Realizar auditorías e inspecciones a los beneficiarios del régimen de promoción establecido en esta ley, a fin de controlar su correcto funcionamiento, su ajuste a la normativa vigente y la permanencia de las condiciones establecidas para mantener los beneficios que se les haya otorgado.

j) Administrar los subsidios que eventualmente otorgue el Honorable Congreso de la Nación.

k) Determinar y modificar los porcentajes de participación de los biocombustibles en cortes con gasoil o nafta.

l) En su caso, determinar las cuotas de distribución de la oferta de biocombustibles (Ley 26093, artículo 4).

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

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

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

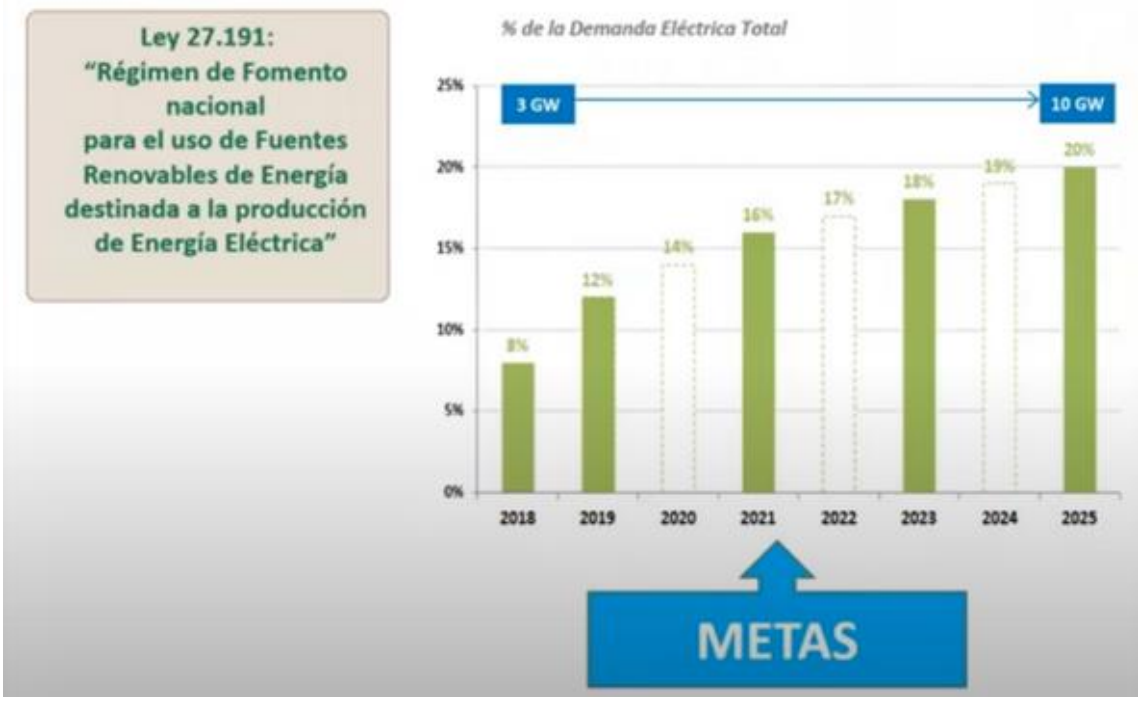
La autoridad de aplicación es actualmente la Secretaría de Energía de la Nación, quien tiene la potestad de establecer las condiciones de habilitación de las plantas de biogás (sin perjuicio de las competencias locales en materia ambiental), y de incentivar y fijar las condiciones económicas y comerciales para la incorporación del biogás y del biometano en la red[23].

5.3.2 Incentivos al biogás para la generación de electricidad

En cuanto al régimen de incentivos vigente para los distintos usos del biogás y del biometano, para el uso "generación de energía eléctrica", los incentivos son los mismos que los que corresponden a las fuentes renovables en general y que actualmente se rigen por la Ley 26.190 modificada por la Ley 27.191, los cuales fomentan la participación de las fuentes renovables hasta que alcancen un 20% del consumo de energía eléctrica nacional en 2025, otorgándole a la biomasa una gran relevancia.

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

Figura 30: Marco regulatorio de energías renovables



Fuente: Primer encuentro provincial de energías renovables, Lincoln 2019, Julio Menéndez

5.3.3 Incentivos al biogás para los demás usos

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

Los beneficios consisten en:

• Beneficios impositivos en cuanto al IVA y al impuesto a las ganancias respecto de la adquisición de bienes de capital o la realización de obras de infraestructura correspondientes al proyecto respectivo.

• Los bienes afectados a los proyectos no integrarán la base de imposición del impuesto a la ganancia mínima presunta o al impuesto que lo reemplace.

• La autoridad de aplicación garantizará que aquellas instalaciones que hayan sido aprobadas para el fin específico de realizar las mezclas deberán adquirir los productos a los sujetos promovidos por la ley hasta agotar su producción disponible a los precios que establezca la mencionada autoridad. La Secretaría de Agricultura, Ganadería, Pesca y Alimentos (actual Ministerio de Agricultura, Ganadería y Pesca) promoverá aquellos cultivos destinados a la producción de biocombustibles que favorezcan la diversificación productiva del sector agropecuario. A tal fin, dicha Secretaría podrá elaborar programas específicos y prever los recursos presupuestarios correspondientes.

• La Secretaría de Emprendedores y Pequeña y Mediana Empresa (SEPYME) promoverá la adquisición de bienes de capital por parte de las pequeñas y medianas empresas destinados a la producción de biocombustibles. A tal fin elaborará programas específicos que contemplen el equilibrio regional y preverá los recursos presupuestarios correspondientes.

• La Secretaría de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva promoverá la investigación, cooperación y transferencia de tecnología, entre las pequeñas y medianas empresas y las instituciones pertinentes del Sistema Público Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación. A tal fin, elaborará programas específicos y preverá los recursos presupuestarios correspondientes.

En el caso de los proyectos de biogás, estos beneficios promocionales **no han tenido aplicación efectiva**. Se desconoce la existencia de un cupo o partida presupuestaria para dicho fin. Por otra parte, la

reglamentación de la Ley 26093 ni siquiera ha establecido un régimen de habilitación para las plantas de producción de biogás y biometano.

5.3.4 Necesidad de un marco regulatorio integral y específico

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

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

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

El informe “Análisis comparado de condiciones de desarrollo del biometano” del año 2020 realizado por la Organización de las Naciones Unidas para la alimentación y la agricultura, insiste en que el país debe desarrollar un régimen regulatorio del biogás mediante:

- Una reglamentación de los aspectos técnicos y de seguridad en la producción y uso del biogás/biometano por Resolución de la Secretaría de Gobierno de Energía, en el marco de la Ley 26093 y del Decreto Reglamentario 109/2007, con el siguiente alcance:

- Condiciones mínimas de seguridad para la habilitación de plantas de producción de biogás.
- Inclusión por referencia de los requisitos de seguridad que se adopten en normas NAG[24] del ENARGAS, incluyendo la homologación de artefactos, vehículos y equipos para el uso de biogás.
- Inclusión como anexo de una guía técnico-regulatoria para la realización de la evaluación de impacto ambiental (EIA) requerida a los efectos de la habilitación.

➢ Una Ley de Regulación y Promoción del Biogás dictada por el Congreso Nacional, que incluya todos los aspectos anteriores (en su mismo texto o por delegación) y que establezca al mismo tiempo el régimen de incentivos económicos para todos los usos del biogás.

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

5.3.5 Un ejemplo de Latinoamérica

Un buen ejemplo en este sentido es Colombia, donde la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), mediante Resolución 240 de 2016, adoptó las normas aplicables al servicio público domiciliario de gas combustible con biogás y biometano. Este reglamento contiene todo el conjunto de normas que debe atender el desarrollador de un proyecto de biogás y aplica a las actividades de producción, transporte, distribución y comercialización de biogás y biometano. Incluso, este nuevo reglamento flexibilizó la normativa colombiana anterior, para permitir la integración vertical en redes aisladas y establecer condiciones diferenciadas de calidad de gas. Se autoriza la libre comercialización del biogás entre

[24] Conjunto de normas y especificaciones técnicas de cumplimiento obligatorio para la industria del gas en la República Argentina.

comercializadores, productores y usuarios finales bajo libertad vigilada[25], y se amplía la regulación para incluir como fuente de biogás a las biomasas cultivadas.

5.4 Actualidad del biogás en Argentina

Según el Ingeniero Agrónomo del INTA, Jorge Hilbert, "El sector agropecuario tiene grandes oportunidades para el agregado de valor a través del biogás". Es una alternativa para valorizar residuos de cosecha o de la ganadería (que de otra forma se descartan), diversificar y mejorar la estabilidad del negocio. La producción de biofertilizantes permitiría además aumentar la materia orgánica de los suelos evitando las emisiones y los costos asociados a los fertilizantes fósiles.

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.

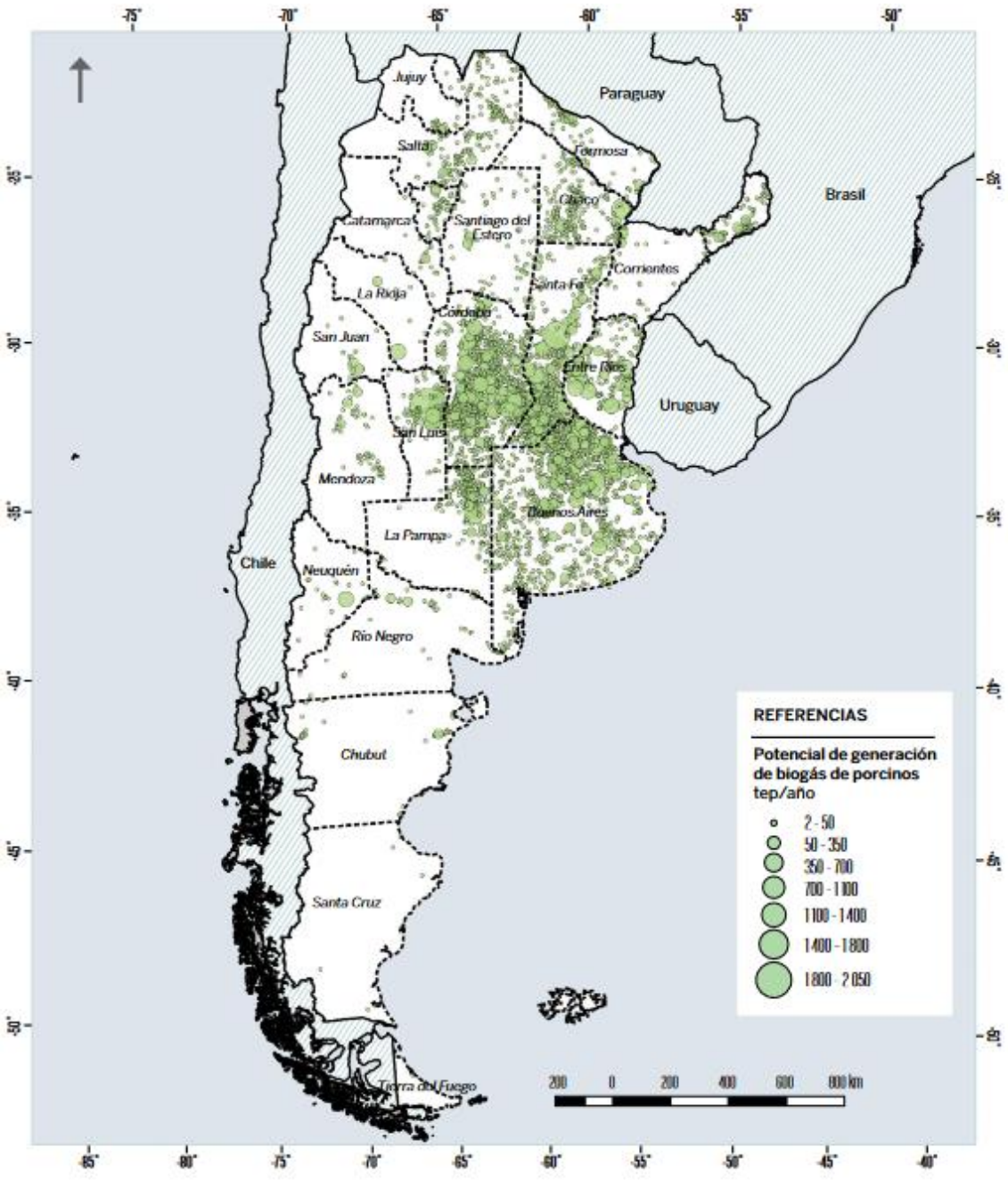
Para poder inyectar el biogás en la red de gas natural o emplearlo como combustible para vehículos es preciso depurarlo (transformarlo en biometano), lo que significa quitarle el dióxido de carbono, con lo que se incrementa el porcentaje de metano, normalmente por encima del 96%, para cumplir con los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

Una vez depurado el biogás, se puede tanto inyectar 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 especialista Julio Menéndez mencionó que **la capacidad de producción que tiene Argentina supera nuestros consumos.** No está por aquí la limitante del país para desarrollar el biogás y el biometano, sino en otros aspectos. El programa PROBIOMASA elaboró los siguientes mapas donde se muestra el potencial que tiene Argentina en relación con la biomasa que podría producir el biogás y donde la sigla TEP significa "Toneladas Equivalentes a Petróleo".

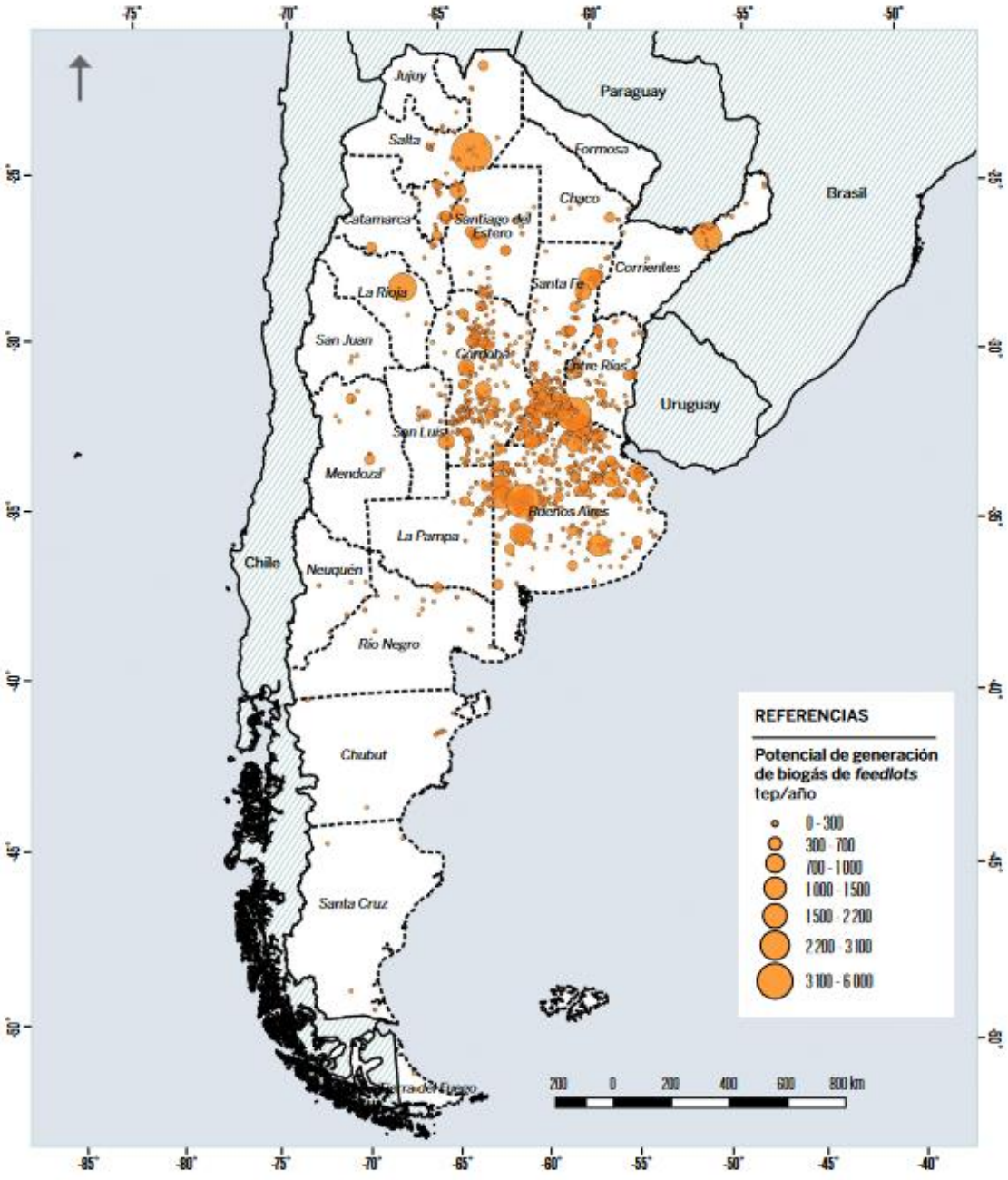
[25] En el régimen de libertad vigilada, las empresas determinan libremente cuál es el precio del servicio, pero dichos valores son vigilados para evitar abusos por parte de las empresas.

Figura 31: Mapa del potencial de biogás con origen porcino



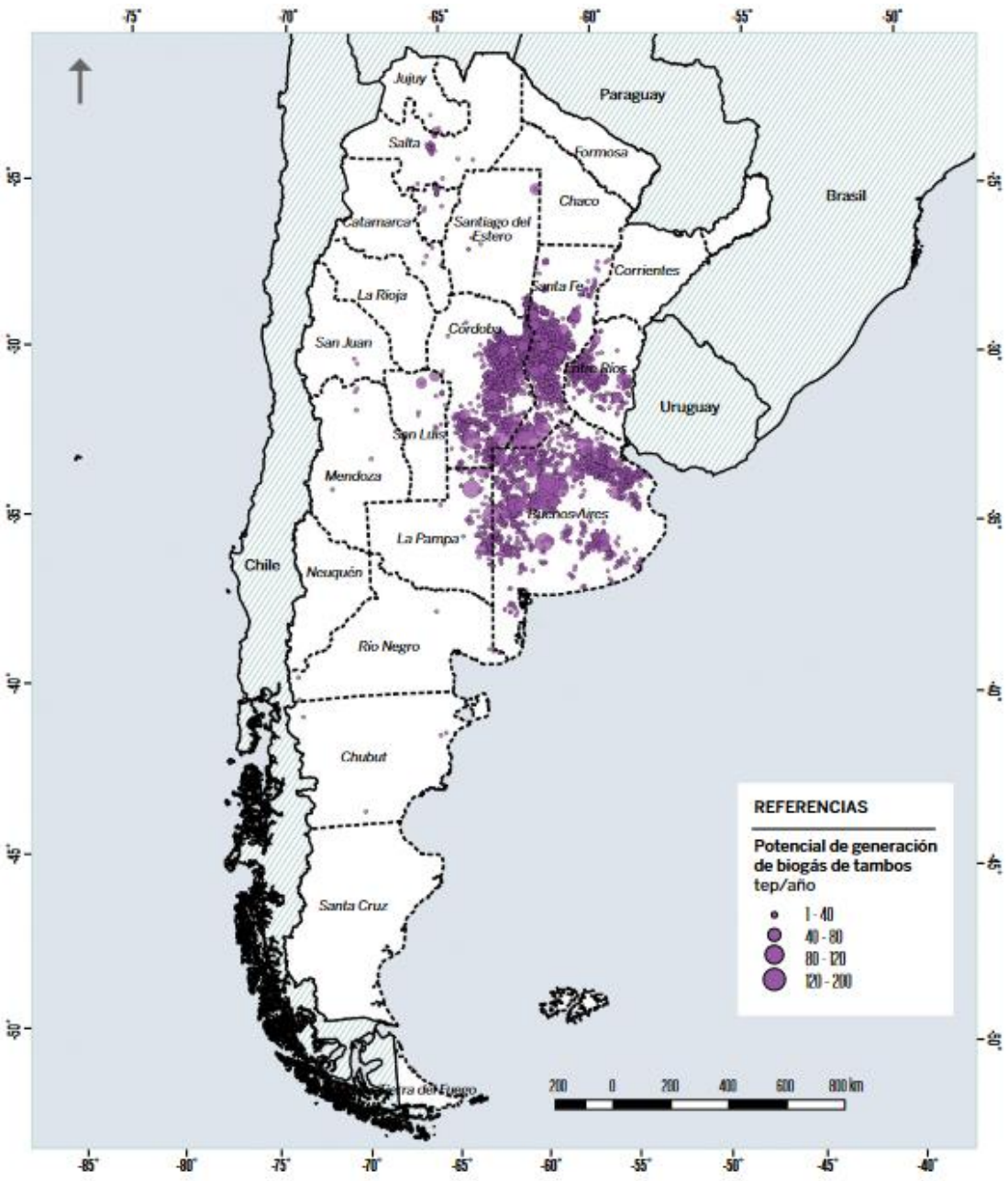
Fuente: Estudios de cuencas de biogás, FAO. Buenos Aires, 2019.

Figura 32: Mapa del potencial de biogás con origen feedlot



Fuente: Estudios de cuencas de biogás, FAO. Buenos Aires, 2019.

Figura 33: Mapa del potencial de biogás con origen en tambos



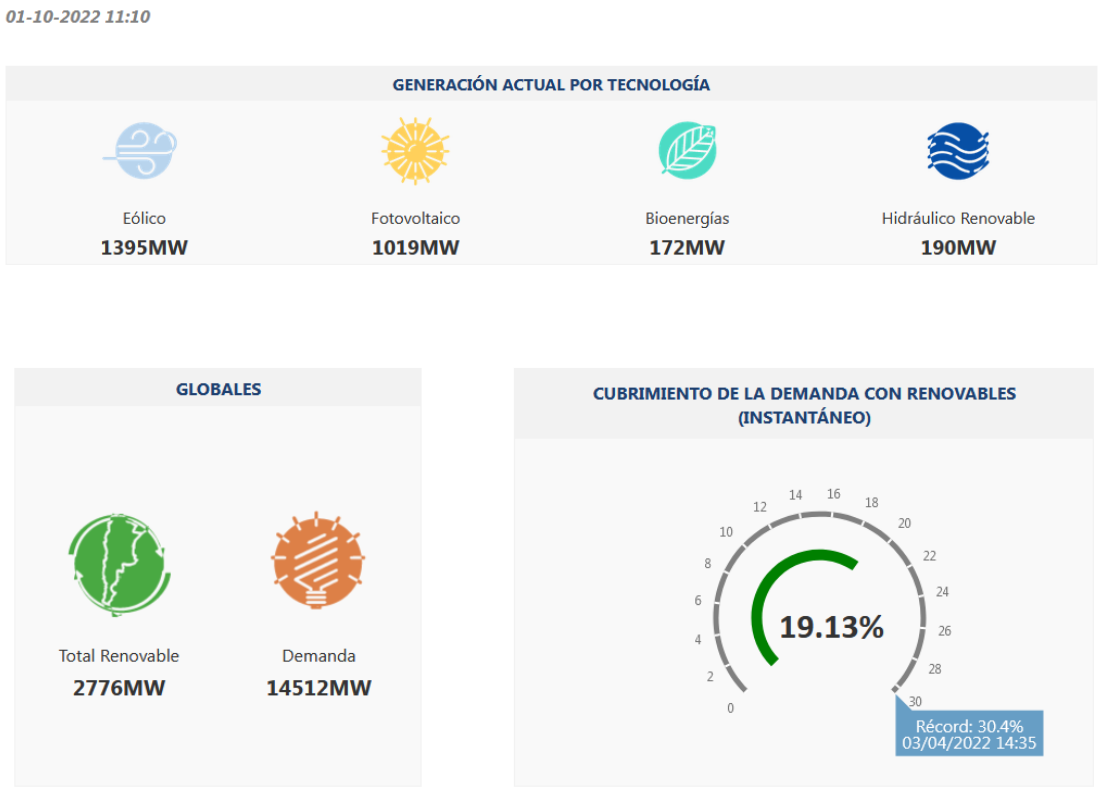
Fuente: Estudios de cuencas de biogás, FAO. Buenos Aires, 2019.

Más adelante, en la sección **"El potencial de la biomasa en Argentina"** se detallan algunos ejemplos ya en marcha del aprovechamiento de los distintos tipos de biomasa en varias provincias del país.

Por otro lado, en el sitio web de CAMMESA (https://cammesaweb.cammesa.com/generacion-real/) se puede observar en tiempo real la generación de electricidad producida con energías renovables, tal como se muestra a continuación. El biogás se encuentra dentro de la categoría “Bioenergías”.

En dicho sitio también es posible acceder a información histórica.

Figura 34: Cubrimiento de la demanda eléctrica con energías renovables



Fuente: https://cammesaweb.cammesa.com/generacion-real/

5.4.1 Distintos tipos de plantas como casos de ejemplo

La planta de Pacuca Bioenergía SA, en Roque Perez, provincia de Buenos Aires, produce 1MW de potencia utilizando 470 m^3 diarios de purín de cerdo. Cuenta con más de 50.000 animales.

En septiembre de 2021 se inauguró en el predio del Mercado Concentrador de Frutas y Verduras de la Colectividad Boliviana, el primer biodigestor del partido de Escobar, que puede convertir hasta cuatro toneladas diarias de residuos orgánicos en energía limpia. Esos desechos que antes terminaban en el

CEAMSE[26], ahora son reutilizados con fines virtuosos, acorde a la tendencia de la economía circular, al convertirse en energía eléctrica y biofertilizante. La energía generada abastece el suministro eléctrico de uno de los dos galpones del Mercado Concentrador y el biofertilizante producido se utiliza en las huertas de las cooperativas. Para este proyecto, se necesitó una inversión de 23 millones de pesos, equivalentes a 130.000 dólares aproximadamente.

Figura 35: Biodigestor del Mercado de Frutas y Verduras de la Colectividad Boliviana

Fuente: www.infoban.com.ar. Noviembre 2021.

El territorio bonaerense es sede de interesantes proyectos, como el de la empresa Oilfox, que utiliza estiércol aviar para alimentar con biogás motores generadores de electricidad en Brandsen; el del emprendedor Ángel Porfiri, que promueve el uso de materiales vegetales para fines energéticos en el ámbito de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (CABA); el de la organización Recic Lando, que apuesta al aprovechamiento de los residuos de podas urbanas en Don Torcuato; el del Grupo IFES y la Fundación Energizar, que idearon un biodigestor tubular para procesar efluentes porcinos en San Antonio de Areco;

[26] La Coordinación Ecológica Área Metropolitana Sociedad del Estado (CEAMSE) es una empresa pública creada para realizar la gestión integral de los residuos sólidos urbanos del AMBA.

y el llevado a cabo en soledad por el Grupo IFES en Pergamino, donde un biodigestor satisface las necesidades de energía de una escuela rural a partir de efluentes de un tambo contiguo (Vivienda, 2015). Continuando en la provincia de Buenos Aires, cerca de la localidad de Carlos Tejedor, se encuentra la estancia La Micaela, **la primera planta de biogás en Argentina que vendió energía eléctrica a la red** (Sofía Selasco, 2020). Actualmente produce alrededor de 65 KW por hora que es vendido a la cooperativa eléctrica del pueblo. La biomasa que utiliza es el estiércol bovino generado en el propio lugar proveniente de la actividad de engorde a corral (feedlot). El establecimiento cuenta con una capacidad instalada para 500 cabezas. El hecho de hacer los corrales y calle central con hormigón facilita la recolección del estiércol sin tierra (habitual en corrales tradicionales), ya que esta hace poco viable la biodigestión anaeróbica al tener alta carga inorgánica (partículas de suelo). Este tipo de estructuras **es una innovación en la Argentina**, es más frecuente encontrarlo en otras partes del mundo. Este sistema, con pisos de hormigón o pisos enrejillados tipo slats de la producción porcina, es el que consideran que se debería replicar en nuestro país al generarse una intensificación de la producción, lo cual permite un manejo más sustentable de todo el sistema: mayor confort animal y disminución de las probabilidades de contaminación ambiental con el estiércol.

En Córdoba, en tanto, IFES, Montanaro & Asociados y la Federación de Cooperativas Federadas (FECOFE) están construyendo una planta de biogás que usará residuos sólidos orgánicos y agroindustriales; la empresa Bioeléctrica apunta a generar energía mediante la fermentación anaeróbica de silaje de maíz con desechos pecuarios; el empresario Manuel Verzotti diseñó un innovador proceso de elaboración de biomasa sólida con cáscaras de maní para la industria de la cogeneración de energía; y la compañía BioKK fomenta el tratamiento de efluentes cloacales y residuos orgánicos para la obtención de biogás (Revista petroquímica, 2020). En Río Cuarto el proyecto Bioeléctrica II está dentro de Bio4, que es una destilería de bioetanol a partir de maíz. Como biomasa utilizan un 96% de vinaza liviana (agua turbia, subproducto generado por la producción de la destilería de bioetanol) 2% de estiércol (provenientes de los tambos y

feedlot vecinos) y 2% de silaje de maíz (proveniente de campos propios). Es una planta grande que en la actualidad produce 2,4 MW por hora, parte del calor de combustión generado en éstos se envía a los dos digestores que posee y parte del calor es enviado a través de ductos para su aprovechamiento térmico en la destilería.

En la provincia de Entre Ríos, el frigorífico avícola Las Camelias SA ubicado en la localidad de San José utiliza un recurso biomásico propio formado por efluentes de frigorífico aviar. Es un proyecto de importantes dimensiones con capacidad diaria de 3.000 m^3 de efluente líquido. Posee una laguna cubierta con recirculación de membrana simple (La misma se observa en la parte derecha de la siguiente foto). El sistema de filtrado del biogás fue desarrollado por la propia empresa para el aprovechamiento en la caldera y en el motogenerador. Genera aproximadamente 3.000 m^3 de biogás por día, de los cuales 16 horas por día se utilizan para alimentar una caldera que produce 4 toneladas de vapor por hora con agua que utilizan para el proceso de pelado del pollo. El resto se utiliza para generar electricidad con un motogenerador de 300 KW instalados.

Figura 36: Biodigestor del frigorífico avícola Las Camelias S.A.

Fuente: agritotal.com. Enero 2019.

Como se puede apreciar, Argentina ya cuenta con diversos tipos de plantas de biogás, con diferentes tamaños y tecnologías que utilizan distintos tipos de biomasas, distribuidas federalmente a lo largo y ancho del país.

5.4.2 El potencial de la biomasa en Argentina

La biomasa es la materia prima que ingresa al biodigestor para luego producir el biogás. En nuestro país tenemos una amplia variedad de biomasa. Sin entrar en profundidad en el tema de la biomasa, ya que no es el objetivo de esta tesis, a continuación, mencionaremos algunos de los proyectos en curso en las distintas provincias del país.

Los proyectos presentados en Entre Ríos se vinculan con el aprovechamiento biomásico de aserrín en Concordia, impulsado por la compañía Lare; el tratamiento de los residuos sólidos urbanos (RSU) en Cerrito, labor que dicho municipio implementa con asistencia técnica de la Fundación Proteger; el peletizado de biomasa agrícola y sus derivados para el calentamiento de agua y la generación eléctrica, a cargo de la firma La Esmeralda; y la fabricación de un biodigestor sobre una laguna anaeróbica en la localidad de San José, responsabilidad de la empresa Las Camelias.

La provincia de Santa Fe, por su parte, alberga iniciativas como la explotación sustentable de pastizales naturales para generar bioenergía, postulada por investigadores de la Facultad de Ciencias Agrarias de la Universidad Nacional de Rosario (UNR); el aprovechamiento de residuos madereros y de la industria olivinícola como combustible alternativo, según los planes de los emprendedores Carlos Caffarena y Juan Manuel Gutiérrez; la obtención de biogás a partir de los efluentes y subproductos de un frigorífico, promovida por la empresa Santa Inés Meat; y el estudio del cardo como cultivo energético y su potencial utilidad en la producción de biocombustibles, emprendido por la docente de la UNR Vanina Cravero.

En cuanto al resto del país, Jujuy tiene en marcha dos plantas de gasificación de madera y una de pirólisis de biomasa seca; Salta incentiva la construcción participativa de biodigestores familiares; en Misiones se aprovechan desechos foresto-industriales y de mataderos y frigoríficos; San Juan busca hacer lo propio

con residuos de la actividad vitivinícola; en Mendoza hay un proyecto para generar biogás y energía solar-térmica en mercados agrícolas de concentración; Chubut apuesta por la cogeneración energética a partir de biomasa residual leñosa; Tierra del Fuego está construyendo una planta para reciclar y reutilizar RSU y residuos industriales; y Tucumán se ilusiona con la transformación de derivados de la producción azucarera en diesel sintético y abono orgánico.

Situada en el Parque Industrial de Concordia, la fábrica de pellets de madera procesará un promedio de 75.000 toneladas anuales de aserrín y generará electricidad un 40% más económica que la obtenida por medios tradicionales. “Además de su enorme potencial para paperwriter.org el aprovechamiento de recursos biomásicos, Entre Ríos goza de una ubicación estratégica con respecto al resto de las provincias argentinas y a países vecinos como Uruguay y Brasil”, subrayó Claudio Mander, presidente de Lare.

Dedicado a promocionar la producción energética por las vías térmica y eléctrica sobre la base de recursos biomásicos para asegurar un creciente suministro de energía limpia, confiable y competitiva, el “Programa Probiomasa” es una iniciativa de los Ministerios de Agricultura y de Planificación y de la Secretaría de Energía. Su instrumentación cuenta con el respaldo técnico de la Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura (FAO, por sus siglas en inglés).

5.4.3 El futuro del Biogás en Argentina

Algunos aspectos relevantes del escenario actual de Argentina son:

- Es un país agropecuario y agroindustrial, con fuertes necesidades de impulsar desarrollos regionales circulares. Estudios han detectado un aumento en el déficit de carbono y otros nutrientes en los suelos agrícolas.
- Posee grandes distancias y restricciones para resolver el financiamiento de obras de infraestructura de escala, como de transmisión de electricidad y gas que compiten por los escasos recursos.
- Conocimiento y larga experiencia en las tecnologías de GNC y GNL.

- Necesidad de cumplir con la reducción de emisiones y fuerte posibilidad de contribuir globalmente a partir de estas reducciones.
- Necesidad de crear nuevos proyectos y fuentes de empleo.

El desarrollo del biometano a gran escala puede contribuir a la solución de los puntos mencionados anteriormente. Los expertos fomentan que el biometano sea un complemento al gas natural fósil, no que compita contra éste.

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.

De cara al futuro, uno de los desafíos más importantes estará en mejorar las tecnologías de tratamiento de subproductos para lograr fertilizantes de alta calidad. El segundo desafío estará en la **producción de biometano**: "En lugar de convertir en energía eléctrica, se inyecta como metano convencional, lo que equivale a un mejor aprovechamiento de la energía. Hoy hay tecnologías en Argentina para comprimir este gas y facilitar transporte y abastecimiento" explicó el Ingeniero Jorge Hilbert del INTA (Asociación Argentina de Productores en Siembra Directa (AAPRESID), 2020).

5.5 Actualidad del biometano en Argentina

Según la Ingeniera Alejandra Barlatey del INTI, hace unos años atrás "No se planteaba la generación de biometano, de hecho, la falta de normativa al respecto, desde mi punto de vista personal, dilata los tiempos en los cuales se proyecta su generación, debido a que quien quiera generarlo tiene más obstáculos a sortear que si estuviera legislado. En líneas generales, si bien el biometano debe reunir las mismas características que el gas natural para poder ser inyectado a la red, el que provenga de diferente origen, procesos de purificación que requieren ser validados para comprobar la calidad del biometano, etc; no son temas menores para considerar."

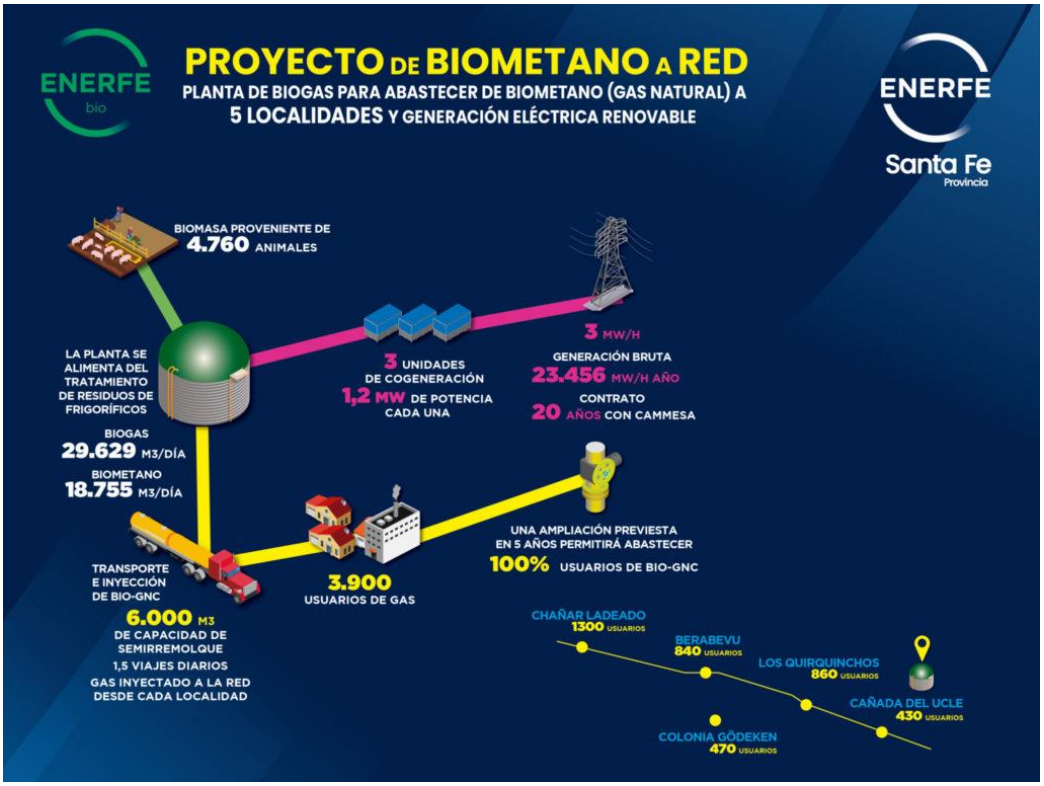
Actualmente a nivel regulatorio, el ingreso de biometano a los sistemas de transporte de gas natural se encuentra regulado por la NAG 602 del año 2019 publicada por el ENARGAS. En ese documento se disponen las características que debe poseer el combustible gaseoso para su inyección a gasoductos.

Argentina ya cuenta, a partir del año 2020, con las tecnologías necesarias para realizar la producción de Biogás en todas sus etapas, desde la producción de éste hasta su purificación y obtención de Biometano.

En Santa Fe existe el "Programa de Construcción de Plantas de Biometano de Red" que permitirá alimentar a localidades e industrias donde no llegan los gasoductos e inyectar gas natural renovable propio a los gasoductos existentes.

El siguiente gráfico ilustra el proyecto:

Figura 37: Proyecto de biometano a red en Santa Fe



Fuente: ENERFE

Hasta el momento de confeccionar esta tesis, se logró encontrar un solo referente en el país que está evaluando la posibilidad de generar biometano a partir de biogás, la empresa “BGA Energía Sustentable”,

quien mencionó en una comunicación privada que dicho gas verde es una excelente alternativa, pero todavía no está regulado para la venta.

6. BIOMETANO INYECTADO A LA RED DE GAS

Al igual que para el caso del uso de biogás como combustible vehicular, éste debe ser tratado por procesos de limpieza y depuración para obtener biometano con calidad similar al gas natural. Además, el biogás tratado debe ser ajustado para satisfacer las especificaciones requeridas por la red de gas a la que se inyectará. Los puntos que deben tomarse en consideración en esta etapa son:

- Odorización[27]
- Ajustes de poder calorífico, densidad relativa e índice de Wobbe[28]
- Ajuste de presión.

Hasta el año 2018, en Chile existía sólo una instalación que inyecta biometano a la red, esta es La Farfana, planta de tratamiento de aguas servidas provenientes de la ciudad de Santiago, de la empresa Aguas Andinas. Una vez generado el biogás es sometido a un tratamiento de limpieza y depuración; que permite la remoción de ácido sulfhídrico (H2S), de la fracción de dióxido de carbono (CO2) y otros elementos existentes en el biogás. Por tanto, finalizado este proceso se obtiene un gas compatible con el gas natural (biometano), que es inyectado a la red de gas natural de Metrogas en Santiago de Chile

Según la Asociación Española de Biogás "El biometano es un combustible comercialmente viable, con la condición de que esté exento de impuestos y/o se le garanticen otros incentivos fiscales: puede apoyarse en las infraestructuras existentes para el gas natural, la tecnología para su depuración está madura y ha sido probada."

[27] Operación que consiste en mezclar con los gases inodoros productos de olor especial para permitir su detección.
[28] El índice de Wobbe es un parámetro importante cuando se quiere mezclar gases combustibles y el aire (en una reacción de combustión), se controla este índice para asegurar la combustión satisfactoria en un quemador.

En nuestro país, la Cámara Argentina de Energías Renovables, en su informe “Energías Renovables en Argentina”, destaca:

> El biometano es un sustituto perfecto del gas natural pudiendo ser inyectado en gasoductos o convertido a GNL. Si se asume una producción de biometano para sustituir el 5% del consumo de gas natural del país en 2030, se llevarían a cabo proyectos de inversión por más de u$s 4.200 millones involucrando la construcción de más de 650 plantas en 15 provincias del país, creando más de 1.000 puestos de trabajo anuales durante la etapa de construcción y 21.000 directos, indirectos e inducidos durante la operación de las plantas (CADER, 2020).

6.1 Casos de referencia a nivel internacional

6.1.1 Alemania

Con respecto a la inyección de biometano a la red de gas nacional, el país creó la Ordenanza de Acceso a la Red de Gas.

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 biometano. A quienes inyectan biometano a la red se les concede mayor flexibilidad en materia de desbalances anuales.

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 biometano 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 del 96 por ciento.

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 siguiente cuadro:

Tabla 7: Estructura de bonos de la Ley de Fuentes de Energía Renovable de Alemania

	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 hasta 500 kW hasta 5 MW hasta 20 MW	11,44 9 8,09 7,63
Bono de calidad del aire	hasta 500 kW	0,98
Bono NawaRo	hasta 500 kW hasta 5 MW	6,86 3,92
Bono de bosta	hasta 150 kW hasta 500 kW	3,92 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

Fuente: Informe técnico-analítico para una estrategia de promoción de la incorporación de biometano a la red de gas natural. Año 2019.

Para más información sobre el detalle de cada uno de los bonos, se sugiere la lectura de la sección Bonos del “Informe técnico-analítico para una estrategia de promoción de la incorporación de biometano a la red de gas natural” desarrollado por la FAO.

6.1.2 Italia

Italia también desarrolló una serie de incentivos y es otro país referente del tema. Allí se implementó lo siguiente:

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, que se aplica tanto para las nuevas plantas como para las que han sido reconvertidas.

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 se puede solicitar el acceso simultáneo a más de un tipo.

A su vez, Italia creó el Gestor de Servicios de Energía (GSE) que 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.

6.1.3 Colombia

La Resolución 240 que se mencionó anteriormente en este documento (Punto 5.3.5), reglamenta la prestación del SPD-BG[29] y del SPD-BM[30], 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.

[29] Servicio público domiciliario de gas combustible con biogás.
[30] Servicio público domiciliario de gas combustible con biometano.

6.2 Barreras para su desarrollo en la Argentina

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: 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[31] y lagunas[32], 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 debe 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 u$s/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)

[31] Los biodigestores de mezcla completa son los más utilizados para residuos orgánicos en la agroindustria. Son por lo general estanques circulares herméticos de acero u hormigón armado, en los que el sustrato es mezclado de manera regular, no violenta, mediante agitadores.

[32] Los biodigestores de laguna cubierta son los más simples, utilizados generalmente para purines de la industria bovina. Son lagunas o piscinas profundas impermeabilizadas y recubiertas de forma hermética con geomembrana de diferentes plásticos, con recirculación. No utilizan ni calefacción ni agitación.

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.
- 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.

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.

7. PLANTAS DE BIOGÁS INDUSTRIALES

7.1 Claves para la construcción de una planta de Biogás

Para todo aquel que quiera iniciarse en esta actividad, un especialista en la materia recomienda tener en cuenta estos 3 puntos (Aapresid, 2020):

- **Cuantificar la biomasa disponible**: Puede provenir del estiércol en ganadería, residuos de cultivos de servicios en regiones donde su incorporación al suelo y descomposición genere dificultades, residuos de cosecha, etc. Conviene evaluar la posibilidad de incorporar residuos alternativos disponibles en la zona (urbes, industria, etc.)
- **Evaluar posibilidades de inyección a la red**: Este es un paso clave. Debe evaluarse la capacidad y calidad de la red local. Hay digestores frenados porque no pueden inyectar la electricidad a causa de cortes frecuentes en la red.
- **Nivel de inversión:** El desembolso para estos proyectos puede ser considerable, pero hay muchas alternativas de probada viabilidad: sistemas cooperativos, asociaciones de productores independientes (es el caso de Bio4 en Río Cuarto, Córdoba), financiación vía certificados y blockchain. También existen opciones de tercerización (preparación del sustrato, gestión de planta, postratamiento y comercialización, etc.).

7.2 Factores claves para el desarrollo sostenible de una planta de biogás

En base a encuestas que se realizaron a distintos proyectos del país, el informe “Lecciones aprendidas en proyectos de biomasa y biogás en la Argentina” confeccionado por la FAO en el año 2020, los factores

claves para el desarrollo sostenible de una planta de biogás en Argentina, hasta la actualidad fueron los siguientes:

- Contratos de venta de energía de largo plazo con valores en dólares y con un esquema de garantías de pago acorde al riesgo.
- Incentivos para producir energía renovable a partir de biogás, con líneas de crédito con tasas bajas o con aportes no reembolsables.
- Apoyo para el desarrollo de proveedores de biomasa.
- Mayor control de parámetros ambientales en las industrias y aplicación de multas.
- Talleres y capacitaciones referidas a la temática.
- No debe estar incluido el flete en el transporte de los insumos que alimentan la planta de biogás, porque rompe todo esquema de rentabilidad. La planta debe instalarse lo más cerca posible del lugar donde se generan los insumos.

Por otro lado, las lecciones aprendidas de factores que dificultan el desarrollo de proyectos bioenergéticos son las siguientes:

- Precariedad de las líneas de distribución eléctrica. La gran cantidad de cortes en la línea en la que se debe evacuar la energía no permite cumplir con el contrato de abastecimiento y dificulta la operación en régimen de la central de generación además de provocar pérdidas económicas por menor cantidad de energía vendida y multas. Imposibilidad del desarrollador del proyecto de bioenergía de convencer a la distribuidora/cooperativa eléctrica de mejorar la red
- Falta de financiamiento de proyectos bajo el esquema de project finance
- Ausencia de proveedores locales de equipamiento.
- Falta de capacidades técnicas de operarios y montadores en las localizaciones de los proyectos. Actualmente se están desarrollando, aunque falta crear mayores capacidades en las diferentes regiones del país.

- En el caso de haber licitaciones, los plazos para presentarse pueden ser un obstáculo, y el no conocer los precios topes de venta que aceptarían, un impedimento fuerte para que los desarrolladores avancen en el estudio de los proyectos.
- Que los desarrolladores deban negociar con la distribuidora/cooperativa eléctrica es un problema por la diferencia de tamaño de los actores.
- Condiciones contractuales con multas en caso de incumplimiento en la entrega de energía comprometida siendo que el desarrollador siempre quiere entregar el mayor volumen posible. En esta situación no solo se perjudica porque no pudo vender para cubrir sus costos fijos y pagar el préstamo, sino que, además, debe pagar multas.
- Falta de incentivos y financiamiento para proyectos de energía térmica
- Falta de incentivos y regulación para aprovechar el biogás como biometano.

7.3 Dependencia de los subsidios del Estado

Según la investigación realizada en el tema, sólo las plantas que se utilizan para autoconsumo subsisten sin subsidios. El incentivo del inversionista es el ahorro de energía que deja de comprar.

Las plantas que venden energía eléctrica dependen del contrato que acordaron con CAMMESA o la cooperativa a la cual le venden la energía, sin eso no parece ser viable.

7.4 La ineficiencia de generar electricidad a partir del biogás

En la Argentina el programa RenovAr puso de manifiesto **la escasa competitividad económica de los proyectos de biogás para generación eléctrica respecto de otras renovables,** esto se manifiesta en valores de feed-in tariff casi cuatro veces mayores a los requeridos por las fuentes solar y eólica**. En cambio, la utilización del biometano como combustible, en competencia con el GLP o las naftas y no con otras energías renovables, resulta atractiva.**

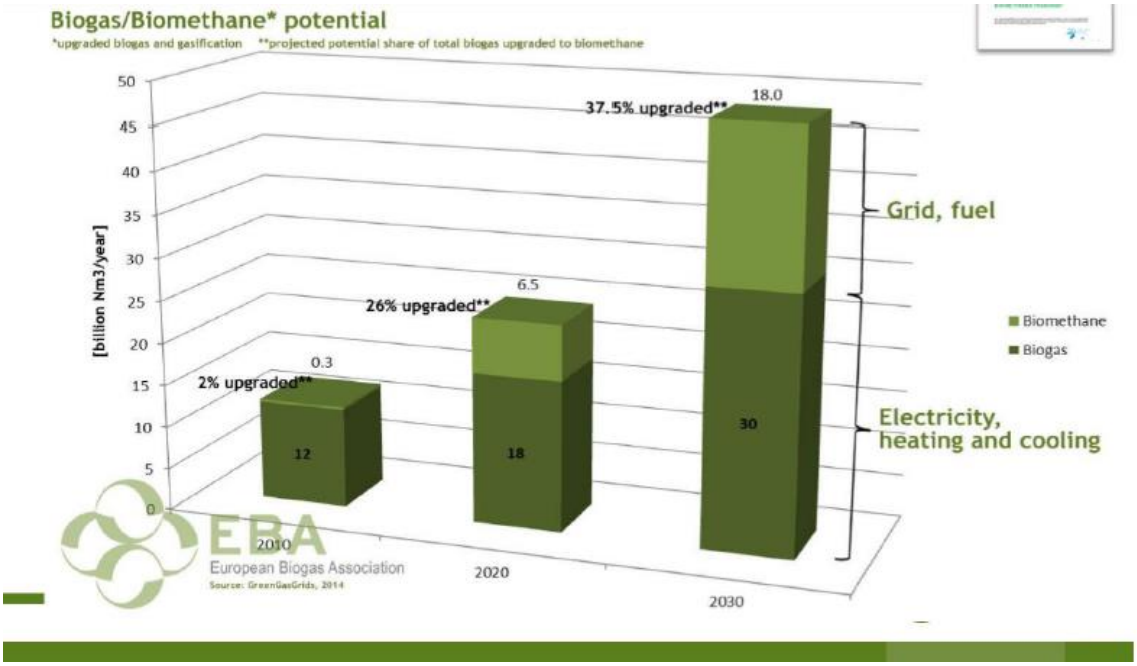
Hasta el presente, ninguna de las plantas de producción de biogás existentes genera e incorpora biometano a la red de gas natural porque no existe una normativa relacionada ni incentivos que lo fomente, tampoco está regulado para la venta. Sin embargo, como se menciona en el ítem: **5.5 Actualidad del biometano en Argentina**, de este documento, existe una empresa nacional llamada "BGA Energía Sustentable", la cual está evaluando la posibilidad de generar biometano, por considerarlo una excelente alternativa.

7.4.1 Eficiencia energética, la razón del cambio hacia el Biometano

En el mundo se están dando cuenta que la eficiencia eléctrica es menor que la del gas. Aclaremos este punto clave, un motor generador eléctrico tiene un rendimiento del 42% aproximadamente de eficiencia eléctrica sobre el combustible utilizado, mientras que si utilizamos al gas como energía térmica o como combustible **obtenemos un rendimiento entre el 90% y el 95%**. Por eso, es que en Europa están cambiando el rumbo hacia el biometano.

El siguiente cuadro muestra las metas que se propuso la European Biogas Association para el año 2030, notar como aumenta la proporción del biometano de un 2% en el año 2010 hasta un 37,5% en el año 2030:

Figura 38: Metas de la Asociación de Biogás Europea para el año 2030



Fuente: European Biogas Association (EBA)

8. DIFERENCIAS DEL GAS COMÚN (HIDROCARBURO) Y EL BIOMETANO (GAS VERDE)

El biometano es un gas con las mismas proporciones de metano (CH_4) contenido en el gas natural, solo que en lugar de tener origen fósil tiene origen renovable, y es obtenido mediante un proceso de digestión anaeróbica. Es una energía limpia y segura.

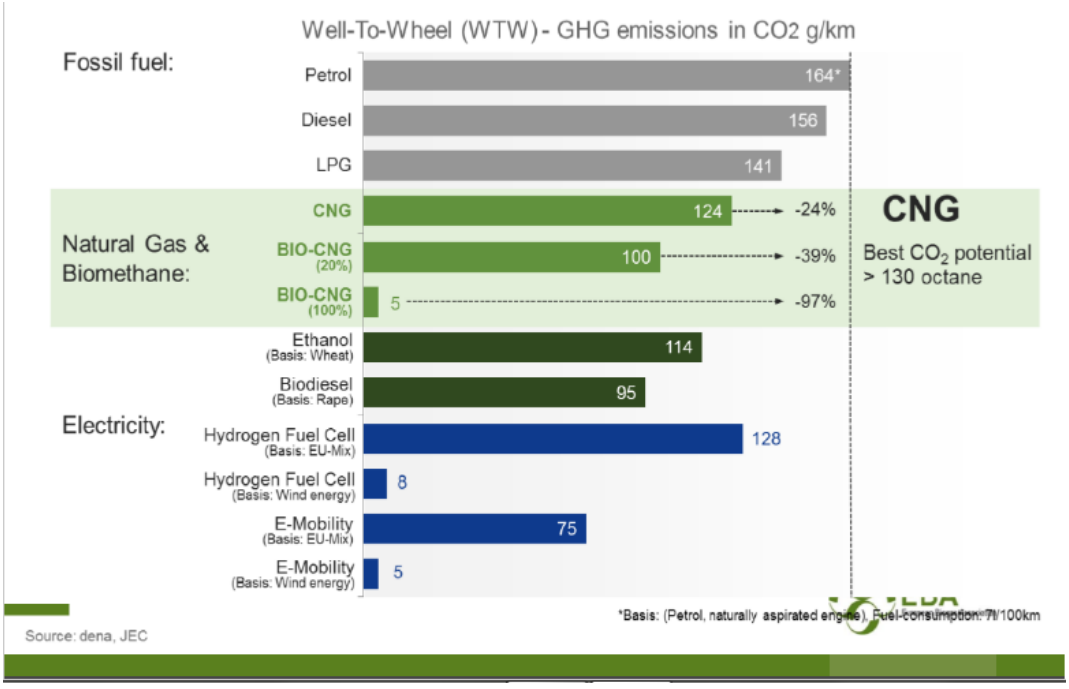
El potencial del biometano radica en que puede sustituir en forma directa al gas natural de origen fósil. Uno de sus principales impactos en la Argentina es el desarrollo regional, ya que se puede producir de manera distribuida en, al menos, 18 provincias argentinas. Con impactos en pueblos y ciudades del interior del país, generando empleos de calidad y creando mayor tejido empresarial y de innovación. En este sentido, también, un plan de desarrollo del biometano de mediano plazo ayudaría a impulsar cadenas de

valor metalmecánicas relacionadas a la construcción y montaje de las plantas productoras, como así también es una pieza clave para poder lograr una economía circular con una agricultura sustentable.

Además de estos impactos de tipo socioeconómicos, el biometano ayuda a ahorrar emisiones de gases de efecto invernadero por tres vías: el ahorro por las emisiones de gas de origen fósil, el ahorro de las emisiones de los efluentes que son utilizados como sustrato, y el ahorro de las emisiones ocasionadas por los fertilizantes químicos reemplazados por biofertilizantes.

Si nos enfocamos en el aspecto de los combustibles, el biometano también posee grandes ventajas ambientales. El siguiente cuadro muestra la cantidad de emisiones de dióxido de carbono que genera un vehículo al moverse 100 km. Notar que los combustibles más eficientes en este sentido son el BIO-GNC y la electricidad, siempre y cuando ésta sea originada por energía eólica.

Figura 39: Cantidad de emisiones de CO_2 que genera un vehículo al moverse 100 km



Fuente: European Biogas Association (EBA)

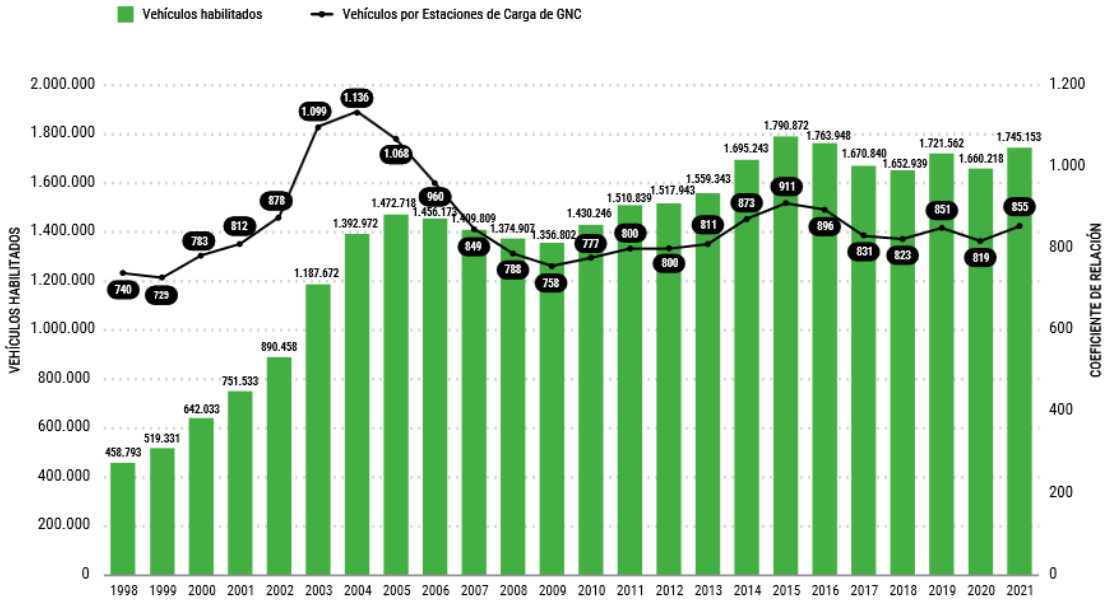
9. VENTAJAS COMPETITIVAS EN ARGENTINA

9.1 Amplia trayectoria en el desarrollo del GNC

El país posee casi 4 décadas de experiencia con el GNC. En 1984 Fausto Maranca presenta a las autoridades argentinas el **primer automóvil del país impulsado por gas natural comprimido (GNC)** o **vehicular (GNV)**. El éxito de aquella presentación ha convertido a la Argentina en uno de los países con más vehículos que utilizan GNC/GNV y en una referencia tecnológica mundial en combustibles limpios y económicos.

El siguiente gráfico muestra la evolución del desarrollo del GNC para uso de combustible vehicular en Argentina.

Figura 40: Relación entre vehículos habilitados y estaciones de GNC (1998-2021)



Fuente: Enargas. Año 2022

Actualmente el país posee aproximadamente 1.700.000 vehículos propulsados a GNC y cuenta con 2500 estaciones de servicio de GNC.

9.2 Potencial del territorio y la biomasa

Si la Argentina maximizara la producción de biometano hasta el tope de sus capacidades, podría ahorrar hasta u$s 2.300 millones de importaciones. Así lo refleja un estudio del año 2018 elaborado por el investigador del Instituto de Ingeniería Rural del INTA Castelar y especialista en Bioenergía, Jorge Hilbert. Junto a científicos de los Estados Unidos, Inglaterra, Francia e Italia, Hilbert estudió el potencial de generación de biogás en Argentina, a partir de la superficie que podría destinarse a la producción de cultivos para ese fin en cada país (INFOBAE, 2018).

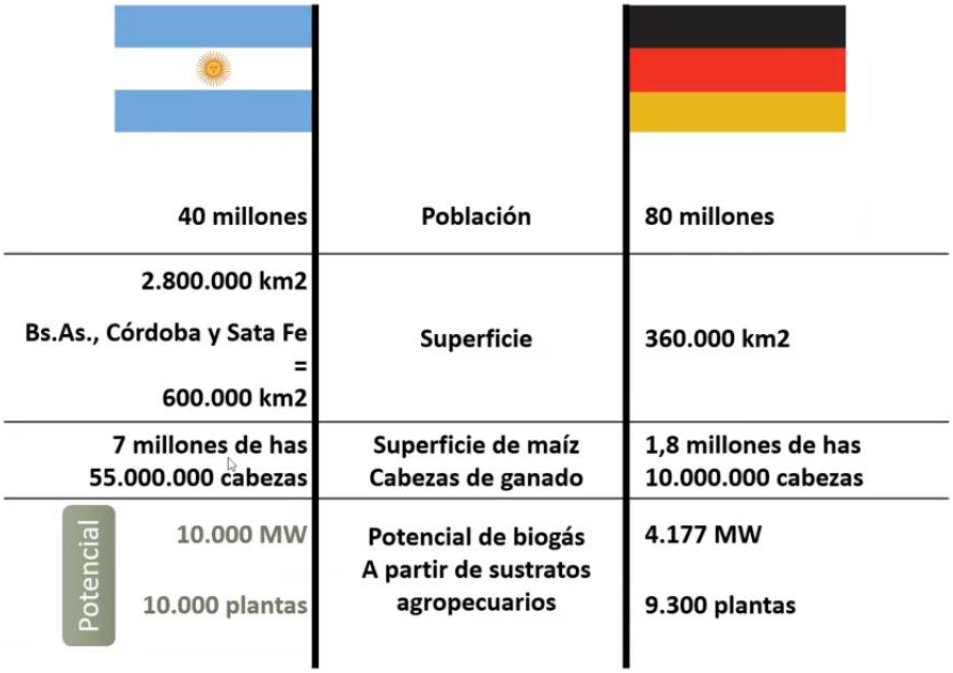
"Para el caso particular de la Argentina, analizamos los principales cultivos, su superficie y concluimos que tenemos un área de tierra disponible para cultivos de cobertura de varias especies de más de nueve millones de hectáreas", especificó el especialista del INTA.

En concreto, estimó que el país "tiene un potencial de producción de 14,40 billones de metros cúbicos de biometano, de los cuales 10,53 corresponden a cultivos secuenciales[33], 2,84 a residuos agrí-colas, 0,86 a efluentes del ganado y 0,14 a subproductos agroindustriales" (IProfesional, 2018).

Como se observa en la imagen, si se compara a Argentina versus Alemania, el país pionero en el desarrollo de biogás y biometano, el país latinoamericano duplica el potencial de generación de biogás/biometano a partir de sustratos agropecuarios.

[33] Cultivos donde se da una relación cronológica entre las cosechas anuales y los productos arbóreos, o sea, que los cultivos y las plantaciones de árboles se suceden en el tiempo.

Figura 41: Comparación del potencial del biogás a partir de sustratos agropecuarios



Fuente: Primer encuentro provincial de energías renovables, Lincoln 2019, Julio Menéndez

Un trabajo realizado por la Universidad de Córdoba demostró que existe un posible desarrollo sostenible en dicha provincia con la generación y la venta de biometano. Basado en un rendimiento promedio de 40 toneladas de cultivos de maíz o sorgo por hectárea con un valor de u$s 25 la tonelada, el productor factura alrededor de u$s 1000 por hectárea. En cambio, si el productor decidiera generar biometano y venderlo, el costo logístico sería nulo, ya que el sustrato para la planta de biogás lo tiene en su mismo campo, y además obtiene un biofertilizante. En consecuencia, el estudio muestra que por cada hectárea de cultivos de maíz, se generan 7.000 m^3 de biogás, un promedio de 142 MMBTU, con lo cual, a un precio de u$s 18 por millón de BTU, el productor estaría facturando u$s 2500 por cada hectárea, más del doble que si sólo vendería la materia prima del maíz o sorgo.

Sólo en la provincia de Córdoba existen 7.000.000 de hectáreas cultivables, con el biogás que genera una sola hectárea se puede cubrir el consumo diario de 40 colectivos urbanos. Por otro lado, sólo con la biomasa generada por los mercados frutihortícolas de la zona de Córdoba, Villa María y Río Cuarto se

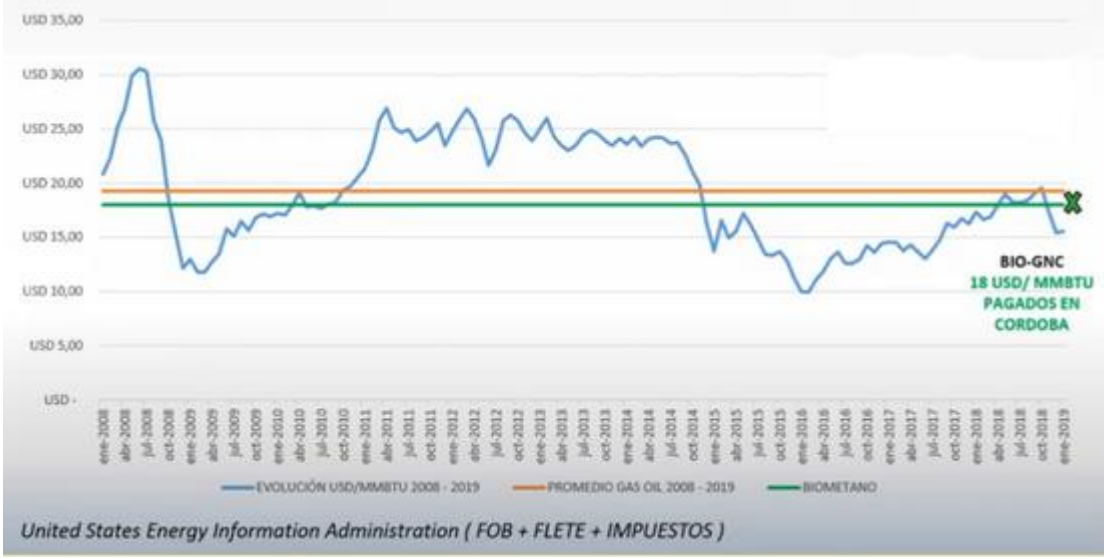
pueden generar 2.600.000 m^3 de biogás anuales, lo que equivale al consumo anual de esos 40 colectivos urbanos. Y con los efluentes de los 20 frigoríficos de la misma zona se pueden generar 4.500.000 m^3 de biogás anuales lo que genera 24 MW/h por día equivalente al consumo eléctrico de 2500 hogares.

Figura 42: Actividades de la provincia de Córdoba con potencial de generar biogás

Fuente: Tecnored, 2019.

En Córdoba se puede generar biometano para ser utilizado como combustible de vehículos, Bio-GNC, cuyo precio sería de alrededor de u$s 18 por MMBTU. El siguiente gráfico nos muestra la evolución del precio del gasoil entre el año 2008 y 2018, como se observa, el mismo tiene volatilidad, pero si lo promediamos (línea roja) obtenemos un valor de u$s 20 por MMBTU, es decir que el BIO-GNC producido en la provincia de Córdoba sería más competitivo.

Figura 43: Evolución del precio del GAS OIL en MMBTU (2008-2018)



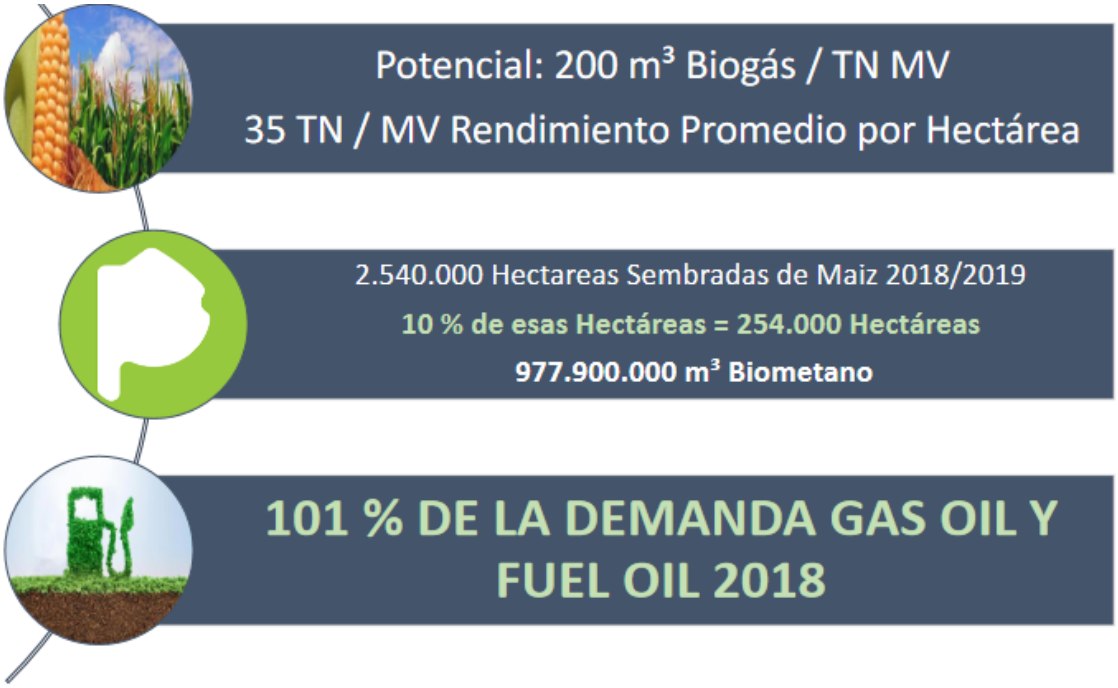
Fuente: Primer encuentro provincial de energías renovables, Lincoln 2019, Julio Menéndez

A su vez, si analizamos la provincia de Buenos Aires, la generación de biogás con cultivos energéticos, como puede ser el maíz, tiene un potencial de 200 m^3 por tonelada. En dicha provincia se obtiene un rendimiento promedio de 35 toneladas por hectárea, lo que generaría también unos 7.000 m^3 de biogás por hectárea.

Según datos oficiales, en la cosecha del período 2018/2019, la provincia tuvo 2.540.000 hectáreas sembradas de maíz. **Sólo con el 10% de dichas hectáreas**, se pueden generar 977.900.000 m^3 de Biometano (El estudio toma una relación del 55% entre el biogás y el biometano, es decir, por cada metro cúbico de biogás, se genera 0,55 m^3 de biometano), lo que **equivale a cubrir el 101% de la demanda de Gas Oil y Fuel Oil que hubo en el año** 2018. No cabe dudas que la provincia tiene un increíble potencial.

Además, es propicio mencionar un dato muy importante, en la provincia el 90% del transporte de carga se realiza con camiones, con lo cual se podría cubrir con el biometano la totalidad del consumo que requieren estos vehículos.

Figura 44: Potencial del biometano en la provincia de Buenos Aires con cultivos energéticos

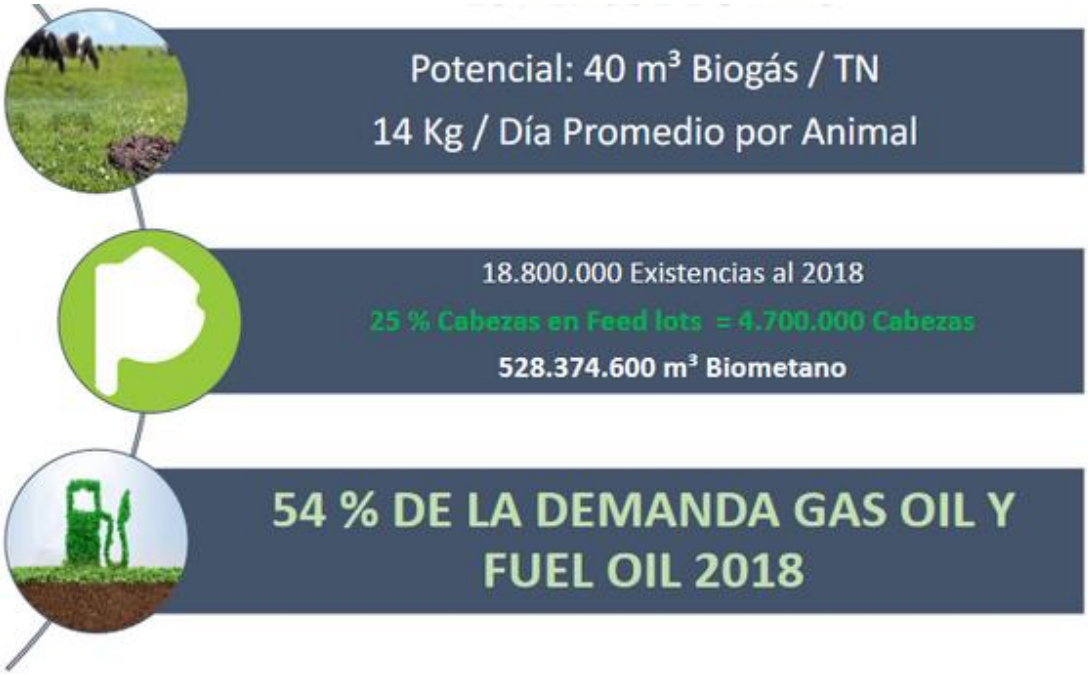


Fuente: Tecnored, 2019.

Si realizamos el mismo análisis, pero en vez de utilizar al maíz como sustrato, se utiliza el estiércol bovino, que tiene un potencial de 40 m^3 de biogás por tonelada y considerando que cada animal en promedio genera unos 14 kg por día de estiércol, los resultados también son sorprendentes.

Según los datos oficiales, la provincia tuvo 18.800.000 animales en el año 2018, si realizamos los cálculos, **sólo con el 25% del estiércol generado en Feedlots**, se pueden generar 528.374.600 m^3 de biometano, lo que **equivale a cubrir el 54% de la demanda de Gasoil y Fuel oil** de ese mismo año.

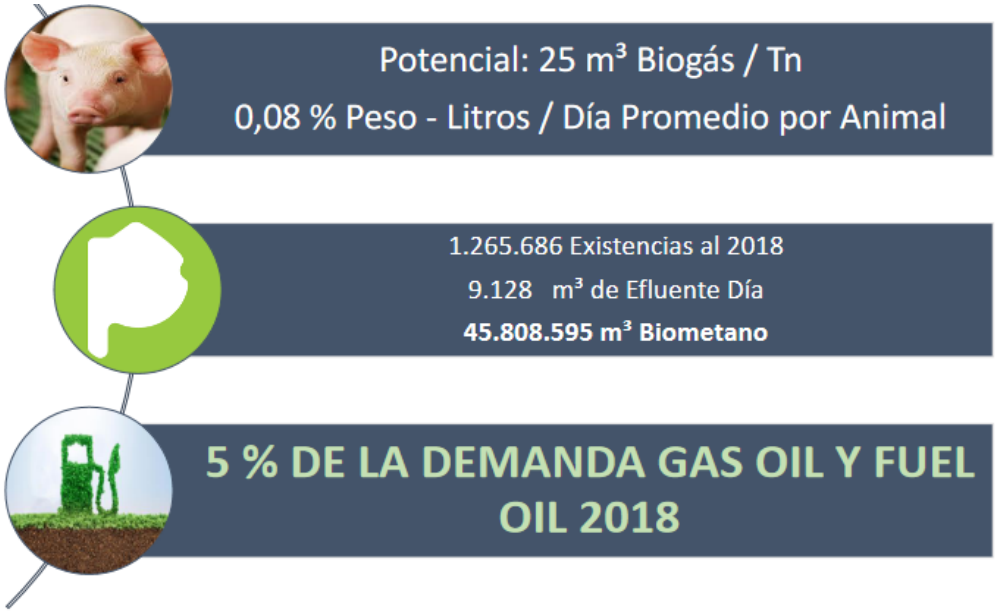
Figura 45: Potencial del biometano en la provincia de Buenos Aires con estiércol bovino



Fuente: Tecnored, 2019.

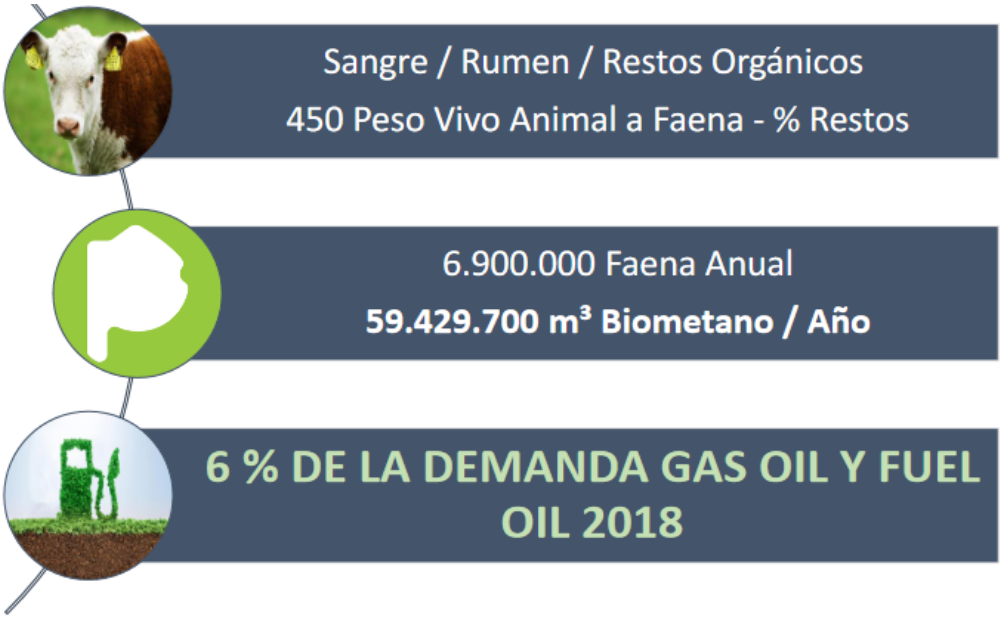
Los siguientes dos gráficos, explican el mismo análisis, pero utilizando como sustrato los purines de cerdo y luego los restos orgánicos generados por los frigoríficos.

Figura 46: Potencial del biometano en la provincia de Buenos Aires con criaderos porcinos



Fuente: Tecnored, 2019

Figura 47: Potencial del biometano en la provincia de Buenos Aires con desechos de frigoríficos



Fuente: Tecnored, 2019.

9.3 Infraestructura de gas natural existente

En Argentina, el desarrollo del gas natural requiere grandes inversiones de capital para la exploración, producción, transporte y exportación, incluyendo gasoductos y plantas de licuefacción que pueden alcanzar los u$s 90.000 millones en la próxima década (SENER, 2019). **El país cuenta con una infraestructura de gas natural que permite una transición energética compatible con el Acuerdo de París,** en la medida que las inversiones adicionales para expandirla contemplen su adecuación para operar con biometano producido en base a energías renovables. A fin de mitigar el riesgo de invertir en activos que queden abandonados en un escenario de mayor regulación climática mundial (CADER, 2021).

9.4 Tecnología de Bio-GNC y Bio-GNL

El país ya cuenta con la tecnología necesaria para producir Bio-GNC y Bio-GNL. En el caso del Bio-GNL ya existe un caso de éxito en Anchoris, localidad de la provincia de Mendoza, en donde la empresa GALILEO obtiene gas de pozos no explotados y lo convierte en Bio-GNL para luego transportarlo, con camiones a

base de Bio-GNL, hacia una planta de generación eléctrica que utiliza este combustible para producir electricidad.

El transporte del biometano desde las plantas de producción localizadas en zonas rurales hacia los puntos de inyección en gasoductos o barcos de licuefacción puede realizarse en base a la obtención de BIO-GNC y BIO-GNL. Ambas tecnologías pueden implementarse para el transporte del biometano **sin necesidad de invertir en nuevos gasoductos**.

10. VIABILIDAD ECONÓMICA EN ARGENTINA

En el documento **Factibilidad de la incorporación de biometano en la red de gas natural troncal y en las redes de distribución en localidades aisladas** de la FAO, se analiza la viabilidad económica de las diferentes alternativas de uso que puede tener el biogás en redes aisladas y/o para sustitución de combustibles fósiles en el transporte, sin considerar ningún tipo de incentivos fiscales y/o en la tarifa para promocionar su implementación.

A partir del caso testigo analizado en dicho informe, resultaron económicamente viables, en primer lugar, **el uso del biogás en redes aisladas**, sea como **sustituto del Gas Licuado del Petróleo (GLP)** por red, o en garrafa si se considera la nueva red de distribución como un costo hundido. Luego, asociado al transporte, aparece el **Bio-GNL en reemplazo del gasoil**, mientras que el Bio-GNC en reemplazo de la nafta se muestra prácticamente en equilibrio.

El análisis también muestra que **la escala en estos proyectos es fundamental**, ya que el precio del biogás, del biometano y del Bio-GNL resultó más competitivo cuando se consideró una planta de mayor tamaño que la del caso testigo. **En localidades con acceso al gas natural, no es viable la competencia económica del biogás o del biometano**. **Tampoco lo es**, debido a los volúmenes relativamente bajos involucrados, **pagar una red de distribución nueva.**

Existen condiciones competitivas para su expansión en dos casos: su utilización como gas natural comprimido (GNC) y gas natural licuado (GNL) para el transporte, desplazando al gasoil, mediante una red de estaciones de servicio de biometano ubicadas en correspondencia con las plantas de biogás; y su utilización para el abastecimiento por redes o por "gasoducto virtual"[34] a poblaciones cercanas a los centros de biogás, pero alejadas de los gasoductos troncales, como combustible sustituto del gas licuado de petróleo (GLP).

Un estudio más reciente encomendado al CEARE (FAO, 2020a) concluyó que la Argentina cuenta con una importante red de transporte y distribución de gas natural, que puede servir de base para la recepción del biometano. Cuando se inyecta en la red, el biometano desplaza el uso de combustible fósil en forma proporcional a su producción, por lo cual puede ser utilizado como sustituto directo del gas natural. Además, se evidenció que la mayoría de las poblaciones argentinas que no tienen acceso a la red de gas natural son abastecidas con GLP, combustible alternativo mucho más costoso. Para estos casos, **el biometano permite proveer a la población un combustible más económico y limpio** mediante una red local. Por otra parte, el desarrollo de los vehículos a GNC y a GNL constituye una tendencia mundial en relación con el uso de combustibles y una transición de la matriz de energía secundaria hacia patrones de uso menos contaminantes y más eficaces, aún más si se piensa que ambos se pueden reemplazar por biometano comprimido (BMC) y biometano licuado (BML). Finalmente, existe también la posibilidad de inserción del biometano mediante el esquema de "gasoductos virtuales", tal como se mencionó en el párrafo anterior.

[34] Se llama así a la tecnología por la cual, en lugares alejados de la red o donde la conexión resulta antieconómica por cualquier causa, el gas natural se comprime (reduce su volumen aproximadamente 200 veces) o licuefacciona (reduce su volumen aproximadamente 600 veces) para poder ser transportado por carretera (en cilindros o tanques cargados sobre camiones) y regasificado en destino.

Las plantas para inyección de biogás o biometano en redes aisladas o redes de gas natural sólo son económicamente viables para grandes volúmenes (con una producción de biogás igual o mayor a 500 m^3/h).

10.1 Biogás y Biometano vs Gas natural, la necesidad de incentivos

La Argentina cuenta con una red importante de transporte y distribución de gas natural, que puede servir como base para la recepción del biometano. El biometano puede ser utilizado como sustituto directo del gas natural y mezclado con éste en casi todas las proporciones. Cuando se inyecta en la red, el biometano desplaza el uso de combustible fósil en forma proporcional. En consecuencia, las redes argentinas ofrecen una infraestructura de almacenamiento y distribución **potencialmente ilimitada para el biometano**.

En el Cuadro 3 se muestra la demanda de gas en la República Argentina y su composición según cada segmento:

Tabla 8: Demanda de gas en la Argentina, y composición según segmento (2017-2018)

Segmento	Año 2018 (miles m^3/día 9 300 kcal)	Participación (%)	Año 2017 (miles m^3/día 9 300 kcal)	Participación (%)
Residencial	26 362	20,74	26 396	21,51
Comercial	3 330	2,62	3 317	2,70
Industrial	36 218	28,49	34 290	27,95
Usinas	47 077	37,04	47 337	38,58
Entes oficiales	1 137	0,89	1 216	0,99
GNC	6 573	5,17	6 992	5,70
Subdistribuidoras	3 029	2,38	3 018	2,46
Mercado interno	123 727	97,34	122 566	99,90
Exportaciones	3 382	2,66	126	0,10
Mercado total	**127 109**	**100,00**	**122 693**	**100,00**

Fuente: Factibilidad de la incorporación de biometano en la red de gas natural troncal y en las redes de distribución en localidades aisladas. Año 2020.

Para poder inyectar el biogás en las redes de gas natural es necesario producir biometano cumpliendo con la Resolución del ENARGAS I-259/08, Reglamentación de las Especificaciones de Calidad del Gas

Natural, para así garantizar la seguridad y funcionamiento de los diferentes artefactos conectados a esta red.

En el informe se realiza un estudio detallado en base al "caso testigo" en donde se calcula el precio que debería pagarse el millón de unidades térmicas británicas (MMBTU) de biometano para que la producción de este biocombustible sea económicamente viable. En cuanto al repago de la inversión, se utiliza como supuesto una tasa interna de retorno (TIR) del 10% y una amortización de la inversión en 20 años.

Inversión de la central de Biogás: Como primer paso, para retribuir el capital invertido en el análisis del caso testigo del estudio de "Factibilidad de la incorporación de biometano en la red de gas natural troncal y en las redes de distribución en localidades aisladas" de la FAO, el biogás deberá pagarse **6,08 u$s/MMBTU** inyectado en una red de biogás.

Inversión del sistema de upgrading: Deberá pagarse **2,16 u$s/MMBTU** de biometano inyectado en la red de gas natural para retribuir el capital invertido.

Costo operativo de la producción de biogás: Como resultado de dicho estudio, se llega a la conclusión de que sobre la base de la producción anual de biogás (4.380.000 m^3 por año), utilizando residuos de biomasa como sustratos, es decir, que a la materia prima utilizada para el proceso no se le asigna un costo, el valor que debería pagarse el biometano inyectado en la red de gas natural para cubrir el costo operativo de producción es de **4,20 u$s/MMBTU**, adicionales a la retribución del capital.

En el caso de que para alimentar la central de biogás se utilice un cultivo dedicado a ello, hay que adicionar su costo al costo operativo. En dicho estudio se considera el uso de silaje de maíz como materia prima. Partiendo de que una tonelada de materia verde (MV) de silaje de maíz produce 200 m^3 biogás, para alcanzar la producción anual de la planta (4.380.000 m^3 de biogás), se necesitan 21.400 toneladas de silaje de maíz anuales y, adicionalmente, 4.000 toneladas de estiércol vacuno (que producen 25 m^3 de biogás por tonelada de estiércol fresco). Con un valor de MV de silaje de maíz de u$s 30 por tonelada, el costo

anual de esta materia prima resulta de u$s 642.000, o **7,54 u$s/MMBTU**, que se deben pagar adicionales en caso de usar este sustrato.

Costo operativo del sistema upgrading: El costo operativo se incrementa si se le agrega el sistema de upgrading. La suma de todos los componentes da un costo operativo anual de la unidad de upgrading de u$s 204.639. Sobre la base de la producción anual de biogás, el valor que se deberá pagar el biometano inyectado en la red de gas natural para cubrir el costo operativo de purificación del biogás es de **2,40 u$s/MMBTU**.

En el siguiente cuadro se presenta el resumen de los componentes que deben ser retribuidos en un proyecto de biometano y/o inyección de biogás en redes aisladas.

Tabla 9: Componentes que deben ser retribuidos en un proyecto de biometano

Componentes	Producción de biogás (USD/MMBtu)	Producción de biometano (USD/MMBtu)
Inversión central biogás	6,08	
Inversión sistema upgrade	0	2,16
Costo operativo producción biogás	4,20	
Costo operativo upgrading	0	2,40
Total sin silaje de maíz	**10,29**	**14,86**
Costo utilización silaje de maíz (21 400 t de MV/año + 4000 t de estiércol)	7,54	
Total con silaje de maíz	**17,83**	**22,40**

Fuente: Factibilidad de la incorporación de biometano en la red de gas natural troncal y en las redes de distribución en localidades aisladas. Año 2020.

En función de todos los componentes que deben ser considerados para retribuir la producción se observa que el precio que debe pagarse por el biometano para ser inyectado en una red de gas natural es de **14,86 u$s/MMBTU sin utilizar cultivo dedicado**, y de **22,40 u$s/MMBTU utilizándolo**. Esto permite concluir que

el biometano no tiene un precio competitivo frente al gas en Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST), cuyo valor promedio en abril de 2019 fue de 4,67 u$s/MMBTU[35].

Por lo tanto, la incorporación del biometano en redes de gas natural depende de la implementación de fuertes incentivos dentro de un marco de promoción de este biocombustible, incentivos que no necesariamente tienen que ser aportados por el Estado. En el caso de que se avance con la implementación de un impuesto al carbono y/o se obligue a las distribuidoras a cubrir un cupo del gas natural con biometano, el costo adicional del biocombustible será pagado por la demanda, del mismo modo que, a partir de la sanción de la Ley Nº 27.191, se obliga a toda la demanda eléctrica de la República Argentina a cubrir un porcentaje de la energía eléctrica consumida a partir de fuentes renovables. En ese caso, CAMMESA, como administradora del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), cobra un cargo adicional por las compras conjuntas de energía eléctrica generada a partir de fuentes renovables que realiza.

En el caso del gas natural, la demanda en la Argentina asciende a 123 millones de m^3 diarios (Martínez, 2019). Si se considera un cupo de biometano que cubra el 10% de la demanda, se obtiene que el nuevo costo será de 5,69 u$s/MMBTU, es decir que el costo adicional del sistema resulta de 1,02 u$s/MMBTU (21,81% más que el valor del gas en PIST) en el caso del biometano producido sin cultivo dedicado; y será de 6,44 u$s/MMBTU, con un costo adicional del sistema de 1,77 u$s/MMBTU (37,96% más que el valor del gas en PIST), en el caso de biometano producido con silaje de maíz.

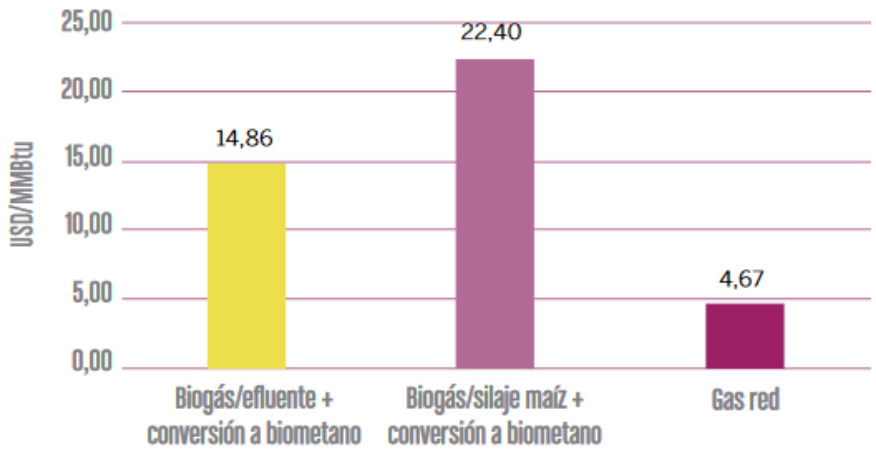
Para realizar el corte de 10% del gas natural con biometano producido con silaje de maíz, se necesitan 1.291.043 millones de hectáreas de este cultivo, suponiendo un rendimiento por hectárea de 30 toneladas MV ensilada y un rendimiento de biogás de 220 m^3/t MV. Así, la superficie de maíz requerida representa el 13,82% de la sembrada con este cultivo en el país en la campaña 2018/2019, que fue de 9,34 millones de hectáreas, según las estimaciones de la Bolsa de Cereales de Córdoba (BCCBA).

[35] Dato brindado por el ENARGAS

En el caso de utilizar solo efluentes o residuos, no se puede alcanzar el corte de 10% del gas natural con biometano, porque la cantidad de efluentes o residuos generada en nuestro país no es suficiente para generar tanto gas.

El siguiente gráfico muestra una comparativa de los costos de producción del biometano y del gas natural de red, basados en datos de abril de 2019:

Figura 48: Comparativa del costo de producción del biometano (Abril 2019)



Fuente: Factibilidad de la incorporación de biometano en la red de gas natural troncal y en las redes de distribución en localidades aisladas. Año 2020.

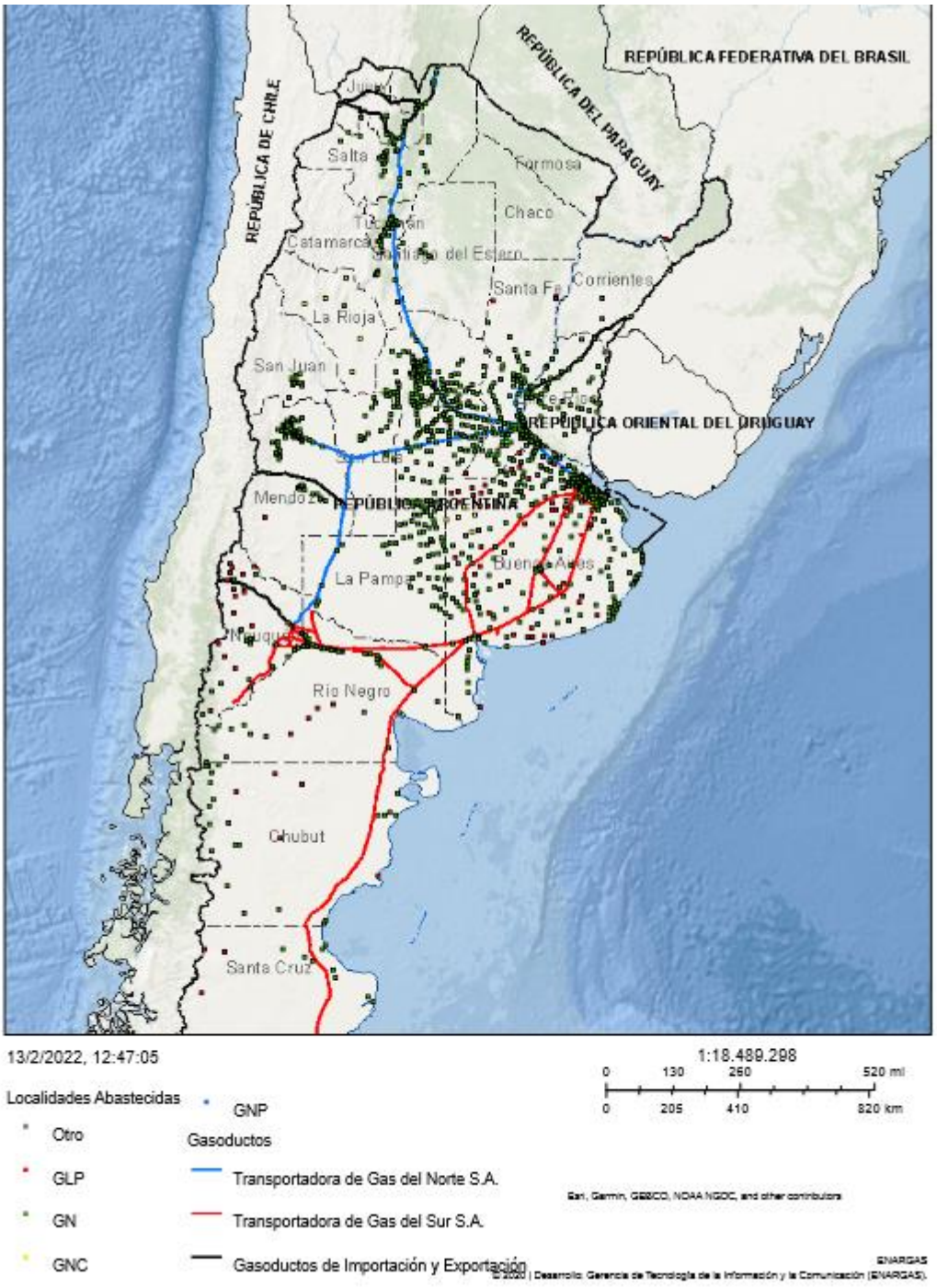
10.2 Oportunidad para llevar gas sustentable a comunidades aisladas

De acuerdo con el Censo Nacional de Población, Hogares y Viviendas del año 2010, **solamente el 51,8% de los hogares de la República Argentina tiene acceso a la red de gas natural**. El resto se divide entre un 42,0% que utiliza gas de garrafa, un 3,2% que consume leña o carbón, un 2,8% que emplea gas de tubo, y un 0,2% que se vale de electricidad para calefacción u otra fuente de energía térmica (CNPHyV, 2010).

La mayoría de las poblaciones que no tienen acceso a la red de gas natural son abastecidas con GLP, combustible alternativo mucho más costoso que el gas natural. **En estos casos, el uso del biogás/biometano resulta una solución para acercar un combustible más económico y limpio a la población.**

En el siguiente mapa de febrero de 2022 se observan las localidades que no tienen acceso a la red de gas natural (marcadas con puntos rojos) y las que sí lo tienen (con puntos verdes).

Figura 49: Mapa de localidades con y sin acceso a la red de gas natural



Fuente: Mapa Interactivo del ENARGAS

En el caso de una red local de una comunidad aislada, hay dos soluciones posibles:

A) Utilización de biogás: Establecer zonas de calidad diferenciada para redes aisladas, no conectadas al sistema nacional de gas, es una medida que reduce el costo de la provisión, sin poner en riesgo el sistema. Es decir que el biogás no necesita ser depurado ni pasar por el upgrading a biometano antes de su inyección en la red, con una consecuente reducción de costos. Así, el biogás podría ser utilizado por los usuarios residenciales de la comunidad aislada para cocinar y disponer de agua caliente, **aunque no para calefacción**, necesidad que debería ser cubierta mediante energía eléctrica y/u otro combustible. Esto se debe al costo elevado que tiene el almacenamiento del biogás sin purificar, que lleva a que deba consumirse a baja presión y de modo continuo, con un mínimo almacenamiento en el sistema.

En este caso, el precio del biogás en red aislada estará compuesto por:

- Retribución de la inversión en la central de biogás: 6,08 u$s/MMBTU.
- Costo operativo de la producción de biogás: 4,20 u$s/MMBTU (sin cultivo dedicado) u 11,74 u$s/MMBTU (con cultivo dedicado: u$s 4,20 + u$s 7,54).
- Distribución de biogás en la red aislada.

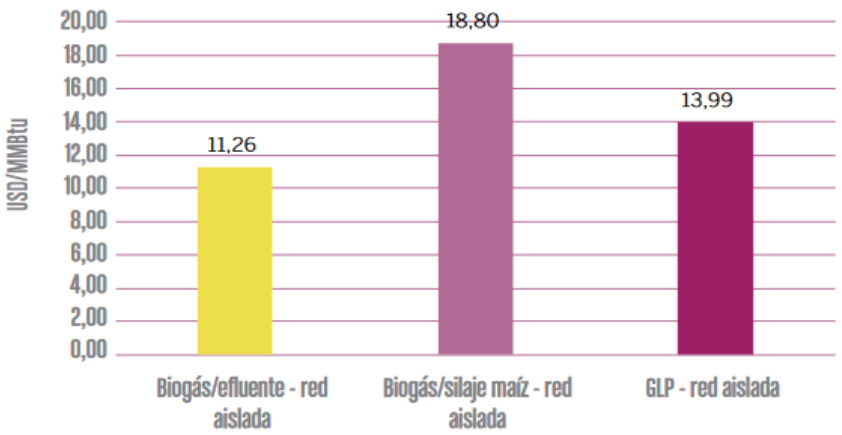
Para establecer el costo de distribución de biogás en una red aislada, se utiliza el informado por el ENARGAS, que es de 0,97 u$s/MMBTU.

Así, el precio con el que debe retribuirse el biogás en una red aislada es de 11,26 u$s/MMBTU en el caso de que no se usen cultivos dedicados, y de 18,80 u$s/MMBTU si se utiliza silaje de maíz. **El valor sin cultivo dedicado es inferior al precio del GLP en red aislada** considerando el precio promedio de las exportaciones (PPE, que en abril-septiembre de 2019 fue de 14.531 ARS/t de propano), de 13,99 u$s/MMBTU (GLP + Transporte + Distribución)[36].

El siguiente gráfico muestra la comparación de precios del biogás versus el precio del GLP en una red aislada:

[36] El costo de distribución y transporte fue informado por la compañía Buenos Aires Gas (BAGSA) en mayo de 2019.

Figura 50: Comparativa del precio del biogás vs el GLP en una red aislada. (Abril 2019)

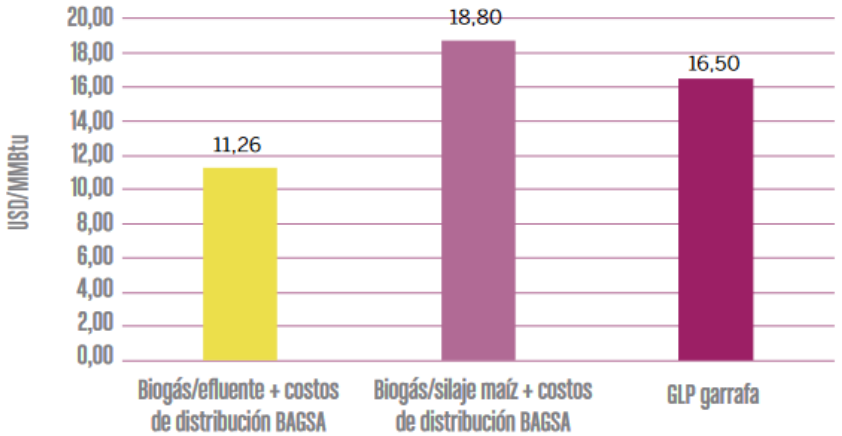


Fuente: Factibilidad de la incorporación de biometano en la red de gas natural troncal y en las redes de distribución en localidades aisladas. Año 2019.

Por otra parte, en el caso de que se sustituya GLP en garrafa, la diferencia también **resulta favorable al biogás**, debido al valor del primero, de 16,50 u$s/MMBTU (Secretaría de Energía de la Nación, 2019).

En el siguiente gráfico se realiza una comparación con el GLP garrafa, pero considerando el costo de la red para la distribución del biogás como costo hundido. Es decir, en lugar de tomar el costo de construcción de la red desde cero, se considera que alguien lo subsidia, y solo se imputa el costo de distribución informado por el ENARGAS:

Figura 51: Comparativa del precio del biogás vs el GLP en garrafa. (Abril 2019)



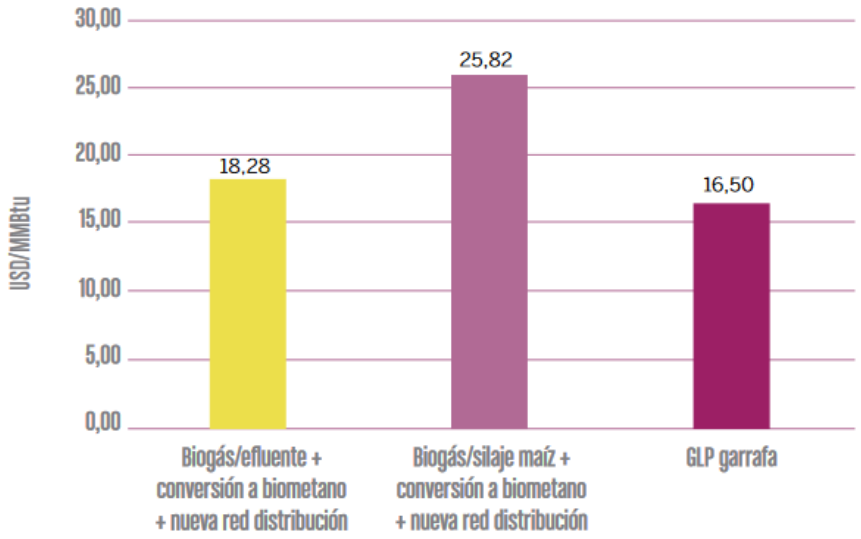
Fuente: Factibilidad de la incorporación de biometano en la red de gas natural troncal y en las redes de distribución en localidades aisladas. Año 2019.

B) Utilización de biometano: En el caso de comunidades aisladas, la posibilidad de producir biometano para inyectar en la red de gas local permitiría abastecer a los usuarios indistintamente con biometano y/o gas natural sintético – propano aire (GNS).

El GNS se obtiene mezclando GLP con aire, con lo que **se puede reemplazar parcial o totalmente el suministro de gas natural o de biometano sin modificar la instalación existente en los domicilios**. De este modo, **se podrían cubrir todos los requerimientos térmicos de los usuarios con gas** (cocción, agua caliente y calefacción). Como se explicó anteriormente, esto no puede hacerse si solo se utiliza biogás sin purificar. Para este caso, deben utilizarse los valores calculados para el biometano, de 14,86 u$s/MMBTU en el caso de que provenga de biogás sin cultivo dedicado, y de 22,40 u$s/MMBTU con cultivo dedicado. Sin embargo, al precio del biometano debe sumársele el costo de la nueva red de distribución. De esa manera, el precio final del biometano inyectado en una red de gas local de una comunidad aislada sería de 18,28 u$s/MMBTU sin cultivo dedicado, y de 25,82 u$s/MMBTU con cultivo dedicado, considerando que en el precio se retribuyen los costos de construcción y operativos de la nueva red.

Los escenarios posibles son sustitución de GLP en redes aisladas (13,99 u$s/MMBTU) y sustitución de GLP garrafa (16,50 u$s/MMBTU). En el Gráfico 6 se muestran los resultados de la utilización de biometano en una red de gas local de una comunidad aislada.

Figura 52: Comparativa del precio del biometano vs el GLP en garrafa. (Abril 2019)



Fuente: Factibilidad de la incorporación de biometano en la red de gas natural troncal y en las redes de distribución en localidades aisladas. Año 2019.

10.3 Uso del gas verde para el transporte, nuestra mejor oportunidad.

10.3.1 Reemplazo del GNC

Una de las conclusiones de un trabajo encargado por el Proyecto para la promoción de la energía derivada de biomasa (PROBIOMASA) al CEARE fue que **existen condiciones competitivas para la expansión del biometano al utilizarlo como GNC o GNL para el transporte**, desplazando al gasoil mediante una red de estaciones de servicio de Bio-GNC o Bio-GNL, ubicadas en correspondencia con las plantas de biogás.

En el siguiente cuadro puede observarse la proyección de demanda de gas natural para transporte para el año 2025.

Tabla 10: Proyección a 2025 de demanda de gas natural para el transporte

Transporte	Destino	Año 2017 (MMm³/d a 9 300 kcal)	Año 2025 (MMm³/d a 9 300 kcal)
Autos particulares	Uso particular	3,99	11,81
Taxis y remises	Transporte público	1,95	2,53
Utilitarios	Actividades de servicio y logística	1,10	11,79
Ómnibus urbanos e interurbanos	Transporte público	-	3,58
Camiones livianos	Transporte de basura, alimentos en urbes	-	2,71
Tractores y camiones pesados	Transporte de carga	-	4,46
Flota total		**7,04**	**36,88**

Fuente: Factibilidad de la incorporación de biometano en la red de gas natural troncal y en las redes de distribución en localidades aisladas. Año 2020.

Tal como se trató en el punto 9.1 (Amplia trayectoria en el desarrollo del GNC) del presente documento, la Argentina ha logrado una amplia difusión del uso del gas natural mediante la conversión de su parque automotor a GNC. Este proceso es relevante pues, por un lado, ha generado demanda de un insumo que presenta una ventaja comparativa, y, por el otro, ha encadenado todo un desarrollo de valor agregado en fabricación de surtidores, compresores, cilindros e ingeniería propia.

En la actualidad el parque automotor convertido a GNC en la Argentina es relevante, abarca 1,75 millones de vehículos, y tiene perspectivas de crecimiento. El país cuenta con una de las redes de abastecimiento más extensas a nivel mundial, que sobrepasa las 2020 estaciones de carga, superior a cualquier país de la OCDE (Martina Mongelluzzo, 2021).

Además, el parque automotor circulante a GNC alcanza a casi el 12,4% del total del parque automotor, cifra que resulta relevante a nivel mundial. La demanda de GNC en el país en 2018 se estimó en 6,57 millones de m^3 diarios, lo que representó un 5,3% de la demanda local de gas natural.

En la actualidad, se ha logrado la incursión del GNL en el transporte pesado, con una experiencia reglamentaria convocada por el ENARGAS, cuya síntesis es la Norma NAG 451. Esta experiencia se

encuentra operativa desde el 11 de enero de 2019, en la localidad de Anchoris, en la provincia de Mendoza, con la circulación de seis camiones propulsados a GNL y un surtidor de GNL **diseñado y realizado íntegramente en el país**. Las expectativas están puestas, en el corto plazo, en lograr una red de buses de transporte público que utilicen GNC, que no solo promueva el uso comercialmente competitivo del gas local, sino que además ayude a difundir que este combustible resulta ecológicamente más amigable que otros fósiles líquidos.

El GNC es entre un 50% y 70% más económico que la nafta y emite un 70% menos de emisiones de monóxido de carbono respecto a un motor a nafta (Gabriel Silveira, 2020).

Para obtener Bio-GNC a partir de una central de biogás, es necesario purificar este biocombustible para convertirlo en biometano, que luego será comprimido. El precio con que debe retribuirse el biometano es el ya calculado (14,86 u$s/MMBTU sin cultivo dedicado y 22,40 u$s/MMBTU con cultivo dedicado).

Dado que las estaciones de GNC se abastecen con gas natural a un precio de 5,31 u$s/MMBTU (según el cuadro tarifario del 1 de mayo de 2019), las centrales de biogás que se utilicen para abastecer un cupo de GNC deberán estar localizadas cerca de un gasoducto, para poder inyectar el biometano.

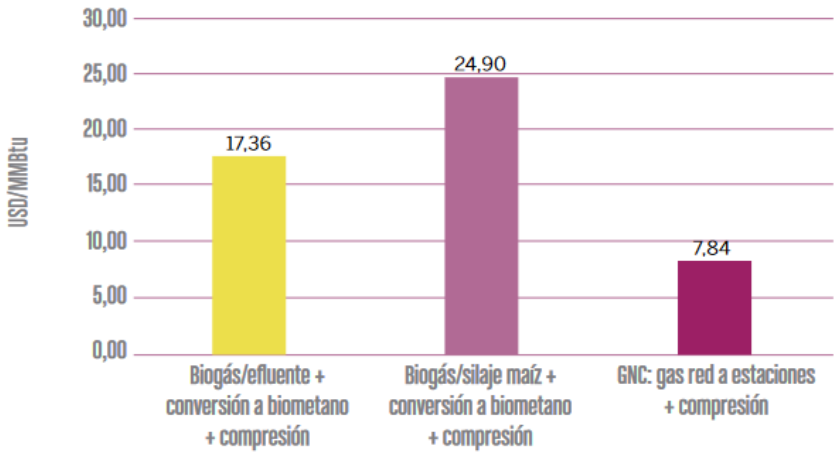
Si se toma un cupo objetivo de corte del GNC con Bio-GNC de 10%, resulta que se deberían producir 657.300 m^3 diarios de Bio-GNC. Por lo tanto, para pagar este corte, el precio de compra del GNC por parte de las estaciones de carga debería aumentar a 6,265 u$s/MMBTU (en el caso de biometano sin cultivo dedicado) y a 7,019 u$s/MMBTU (con cultivo dedicado). El impacto en el aumento del precio del gas por un corte con biometano será menor si la obligación es para toda la demanda. La incorporación del biometano en la matriz de gas natural debería tener como objetivo cumplir con los compromisos internacionales en la mitigación del calentamiento global.

En el caso de la Argentina, el biometano contribuiría a cumplir con las Contribuciones determinadas a nivel nacional suscritas en el marco de la Conferencia de las Partes de la Convención Marco de las Naciones

Unidas sobre el Cambio Climático (COP21), que son un compromiso asumido como país con la comunidad internacional.

Como puede apreciarse en el Gráfico 7, el GNC tiene un costo muy inferior al del Bio-GNC (7,84 u$s/MMBTU), incluso si el biogás se obtiene a partir de efluentes (17,36 u$s/MMBTU).

Figura 53: Comparativa del costo del BIO-GNC vs el GNC. (Abril 2019)



Fuente: Factibilidad de la incorporación de biometano en la red de gas natural troncal y en las redes de distribución en localidades aisladas. Año 2019.

10.3.2 Reemplazo del GNL

El desarrollo actual del GNL en vehículos pesados de larga distancia y en buses urbanos junto con la utilización de GNC determinarán una modificación profunda en el esquema de movilidad a nivel internacional. Asimismo, las tecnologías de GNL han dado autonomía ante largas distancias, y el uso del GNC en el transporte urbano genera menos contaminantes e incluso disminuye los ruidos nocivos. Su expansión abarca también, de forma coordinada por las Directivas Europeas, el transporte marítimo y el ferrocarril.

El Bio-GNL puede ser sustituto del GNL, el gasoil y/o la nafta. Adicionalmente, puede usarse en centrales térmicas para sustituir el gasoil y fueloil que se utilizan en determinados períodos del año para generar energía eléctrica.

El precio del Bio-GNL tiene los siguientes componentes:

- Retribución de la inversión en la central de biogás: 6,08 u$s/MMBTU.
- Costo operativo de producción de biogás: 4,20 u$s/MMBTU (sin cultivo dedicado) y 11,74 u$s/MMBTU (con cultivo dedicado).
- Canon del sistema upgrading del Bio-GNL[37]: 5,00 u$s/MMBTU.

Por lo tanto, el precio a partir del que la comercialización del Bio-GNL sería económicamente viable es de 15,28 u$s/MMBTU sin cultivo dedicado, y de 22,82 u$s/MMBTU con cultivo dedicado.

El primer segmento identificado para el uso de Bio-GNL son las centrales de generación eléctrica térmicas, nacionales y provinciales, que **al sustituir gasoil y fueloil con Bio-GNL reducirán sus costos de operación y mantenimiento, no dependerán de combustibles importados y aportarán al objetivo nacional de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables.**

El precio promedio del gasoil entre 2008 y 2019 fue de 13,11 u$s/MMBTU, y el del fueloil, de 11,53 u$s/MMBTU con destino a centrales térmicas de generación[38]. De la Base Informe Mensual 2018-12 publicada por CAMMESA, puede obtenerse que el consumo de fueloil fue de 21.956.513 MMBTU, y el de gasoil, de 32.661.339 MMBTU, destinados a generación eléctrica, en 2018.

En el caso de la producción de Bio-GNL sin cultivo dedicado, el ahorro anual equivaldría a u$s 204.092.631 por sustitución de fueloil y gasoil cuando el precio de los combustibles fósiles se encuentra en sus valores máximos. En los tiempos de precio bajo del barril de petróleo, como en los últimos años previo al conflicto bélico entre Rusia y Ucrania, el Bio-GNL sería más costoso que los combustibles fósiles.

Lo anterior demuestra sólo el aspecto económico de la utilización de Bio-GNL, pero además de eso se deben tener en cuenta las externalidades externas positivas que produce la generación de Bio-GNL en el país, algunas de éstas son:

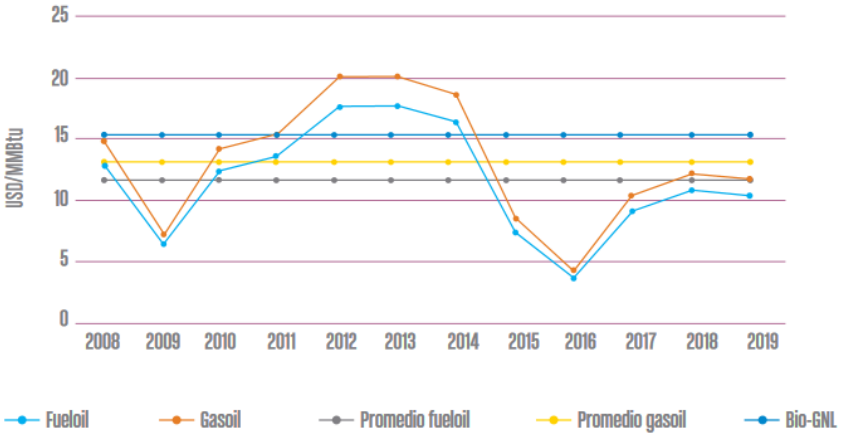
[37] Hay proveedores locales que ofrecen el servicio de transformación del biogás a Bio-GNL.

[38] Se utilizaron los datos de la evolución histórica para el dólar, gasoil y gas del año 2018 de los Precios de Referencia de Combustible informados por CAMMESA.

- ➔ Su precio puede ser fijado por la Autoridad de Aplicación, independientemente del precio del barril de petróleo.
- ➔ El Bio-GNL genera empleo en provincias que hoy no son productoras de combustibles fósiles (como Buenos Aires, Córdoba, Santa Fe y otras).
- ➔ La producción de Bio-GNL agrega valor en origen tiene un efecto en el fortalecimiento de economías regionales.

El siguiente gráfico presenta la evolución, entre 2008 y 2019, de los precios del Bio-GNL, del gasoil y del fueloil que paga CAMMESA.

Figura 54: Evolución de los precios del BIO-GNL, GASOIL y FUELOIL (2008-2019)

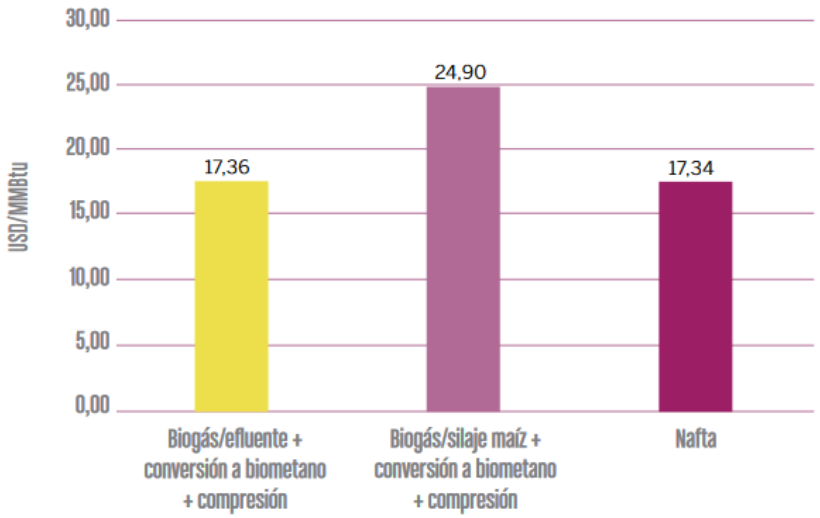


Fuente: Factibilidad de la incorporación de biometano en la red de gas natural troncal y en las redes de distribución en localidades aisladas. Año 2019.

En el caso del empleo de Bio-GNL para transporte, este biocombustible podría desplazar el uso de nafta y gasoil, principalmente para transporte público urbano y transporte de carga pesada. Los gráficos a continuación presentan la comparación del precio del GNL con el precio de la nafta y el gasoil en planta[39].

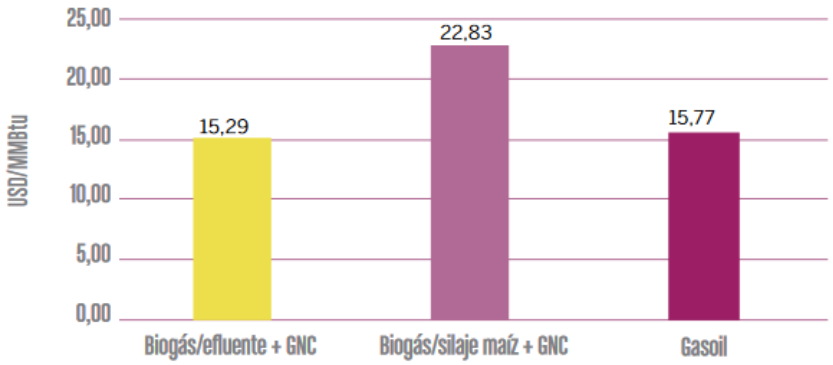
[39] Precios en planta desde 2013 (Resolución S.E. N.° 606/2003), sitio web de la Secretaría de Energía de la Nación (https://apps.se.gob.ar/reportes/rep.php?ir=NTE)

Figura 55: Comparativa del precio del BIO-GNL vs NAFTA. (Abril 2019)



Fuente: Factibilidad de la incorporación de biometano en la red de gas natural troncal y en las redes de distribución en localidades aisladas. Año 2019.

Figura 56: Comparativa del precio del BIO-GNL vs GASOIL. (Abril 2019)



Fuente: Factibilidad de la incorporación de biometano en la red de gas natural troncal y en las redes de distribución en localidades aisladas. Año 2019.

Como se observa el precio del Bio-GNL prácticamente empata al de la nafta y el gas-oil. Sin embargo, veremos más adelante que el tamaño de la planta de biogás hace la diferencia, porque a mayor escala, el precio del Biogás, Biometano y Bio-GNL es mucho más competitivo.

11. ASPECTOS CLAVES PARA AVANZAR

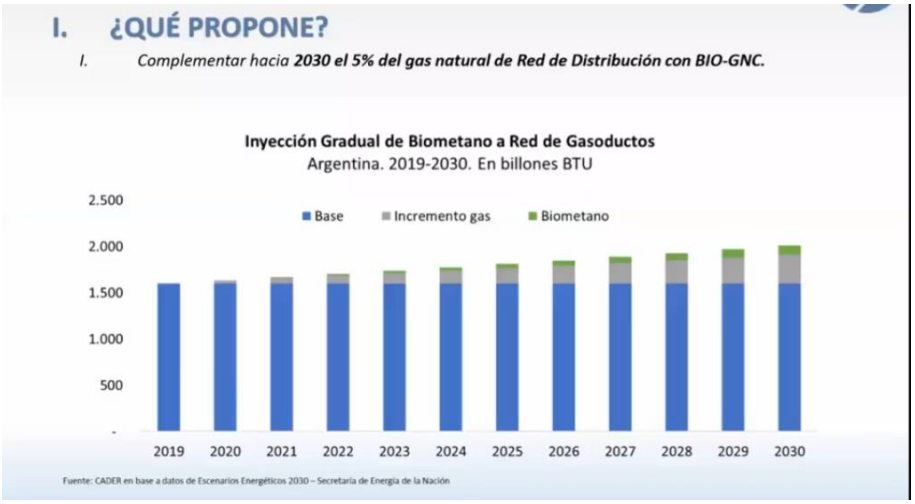
Algo en común que mencionan los diferentes especialistas en la materia, es que con este tipo de tecnología es más difícil concretar los proyectos si no es asistida con programas nacionales, a pesar de ciertos beneficios adicionales que tiene frente a una fuente intermitente, como la solar y eólica. Por otro lado, en nuestro país es aún más difícil, debido al enorme subsidio que reciben los combustibles de origen fósil.

Es importante avanzar en los siguientes aspectos:

- Entender la importancia de los biocombustibles en comparación con los combustibles fósiles.
- Integrar el Biometano dentro de la legislación actual de Biocombustibles.
- Conformar una Liga Bioenergética con actores preponderantes de la conducción provincial y nacional
- Reglamentar la Ley para el uso obligatorio de biometano en la generación de energía eléctrica.
- Comprender los beneficios provinciales y nacionales del biometano.

Es necesario crear una legislación relacionada con el Biometano. Actualmente la Cámara Argentina de Energías Renovables propone crear una ley de Biometano que exija generar un 5% del consumo de gas natural con Biometano para el año 2030.

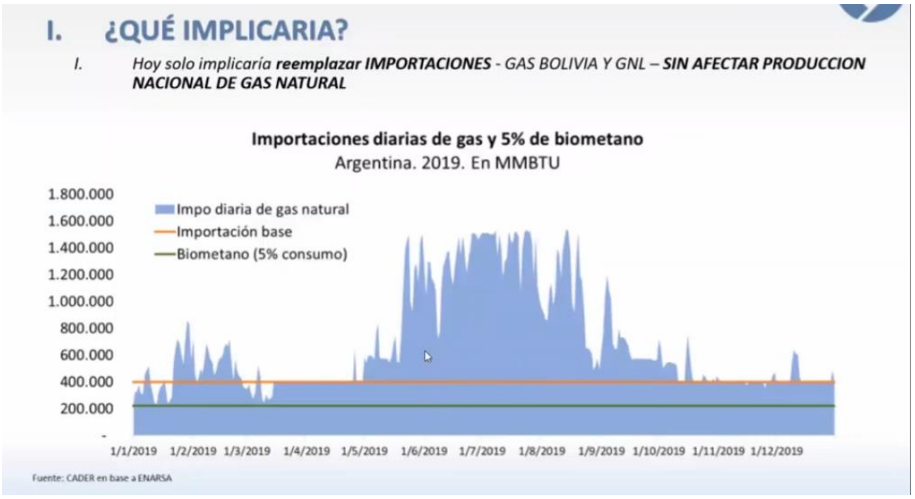
Figura 57-A: Propuesta legislativa para el Biometano



Fuente: Graduados FCAyF, 2020, 50m38s. (https://youtu.be/QkGY7y9Fabc?t=3038)

Este porcentaje de consumo ayudaría a disminuir las importaciones que actualmente realiza el país, sin afectar la producción nacional del gas natural, tal como lo muestra el siguiente gráfico:

Figura 57-B: Propuesta legislativa para el Biometano



Fuente: CADER. Año 2020.

El desarrollo del biometano presenta múltiples externalidades que deben ser tomadas en cuenta a la hora de tomar decisiones de política pública. La promoción del desarrollo del sector de producción y distribución de biometano permitiría **darles valor económico a los desechos agropecuarios** y, al mismo

tiempo, **disminuir los graves impactos negativos** que éstos generan actualmente sobre los cursos de agua, los suelos y la atmósfera por falta de tratamiento adecuado. Un plan de desarrollo del biometano a 2030 en el país permitiría **desarrollar las cadenas de valor** relacionadas a la construcción y montaje de las plantas productoras, especialmente, en las zonas más distantes a los puertos debido a que los cultivos forrajeros son más baratos, posibilitando el **desarrollo de las regiones menos favorecidas** dentro de la frontera agrícola. A modo de referencia, los regímenes de fomento de la energía eléctrica de fuentes renovables y de biocombustibles combinan **cuotas de consumo obligatorio y esquemas de fijación de precios junto a incentivos fiscales a la producción y las ventas**. Un régimen de promoción del biometano eficaz debería combinar estos mecanismos.

Si observamos el caso de España, las claves para el desarrollo del Biometano en aquel país fueron las siguientes (Mikel Iturbe, 2022):

- **Fomentar la producción y el consumo**: mediante tarifas, primas, fiscalidad, subvenciones, etc y además concientizando a la sociedad e informando.
- **Certificación del origen renovable del gas,** permitiendo el comercio transfronterizo.
- **Crear un mercado para los gases renovables**
- **Valorización** de sus externalidades positivas, justificando el precio.

Existe ya cierta legislación en dicho país muy interesante con respecto a las energías renovables, que contiene:

- El establecimiento de objetivos obligatorios y medibles anuales de venta y consumo para los gases renovables.
- Un sistema de Certificación para la supervisión y el control
- Regulaciones que favorecen la inyección de los gases renovables en la red.

11.1 Requisitos para la inyección de biometano a la red nacional

Según el "Informe técnico-analítico para una estrategia de promoción de la incorporación de biometano a la red de gas natural" de la FAO:

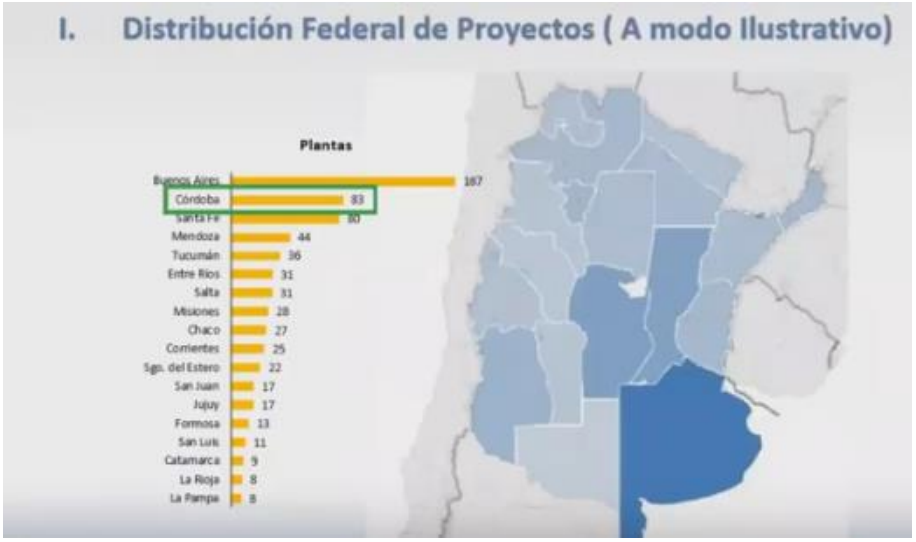
> En la Argentina, para que el biometano sea considerado adecuado para su introducción a las redes y artefactos de gas natural, debe cumplir con las especificaciones de calidad establecidas en la Licencia de Transporte del Decreto 2255/92, reglamentario de la Ley de Gas 24076 (poder calorífico mayor a 8 850 kcal/m^3 y contenido de CO2 menor al 2%, entre otras).

Al ser proyectos de mediano/largo plazo y que requieren grandes inversiones, se necesita un marco de estabilidad para que los proyectos se concreten satisfactoriamente.

11.2 Estrategia para suplantar la importación de gas

El informe mencionado en el punto anterior propuso que la estrategia para la promoción del uso de biometano tenga la meta de producir 4 millones de metros cúbicos por día en 2025. Esto implicaría la construcción de 120 plantas en 4 años (comenzando en el año 2021), **convertiría al país en el segundo productor mundial de biometano después de Alemania, y completaría la bioenergía local.**

Figura 57-C: Propuesta legislativa para el Biometano



Fuente: CADER. Año 2020.

Si se quisiera sustituir la totalidad de las importaciones, el proyecto sería más ambicioso, pero totalmente posible de realizar. Según información brindada por el sitio web de ENARGAS, durante el año 2021 Argentina importó 8.235.622.000 m^3 de gas, distribuidos de la siguiente manera por cada origen:

Figura 58: Importación de gas según origen durante al año 2021 (m^3)

Fuente: Elaboración propia en base a datos del ENARGAS

Para poder reemplazar esa cantidad se deberían crear 1.567 plantas de biogás, similares a la planta modelo referenciada anteriormente en este documento, que produzcan 24.000 m^3 (equivalente a 14.400 m^3 de biometano), con la posibilidad de una distribución federal a lo largo y ancho del país que evite la concentración de grandes grupos económicos. Se debe tener en cuenta que, si se incentiva la creación de plantas de biogás de mayor escala, que generen 36.000 m^3 o más, la cantidad de las plantas necesarias sería menor.

La Argentina tiene el potencial suficiente para lograr sustituir la totalidad de las importaciones generando biometano en su territorio, ya que según indica el Ing. Jorge Hilbert del INTA, **el país tiene el potencial de producir 14 billones (un millón de millones) de metros cúbicos de biometano al año** (INFOBAE, 2018), esto representa 121 veces la cantidad importada en el año 2021.

11.3 Alternativas de promoción

11.3.1 Porcentaje de uso mínimo

Se trata de un corte mínimo obligatorio. Los puntos claves de un mecanismo como este son definir:

- Porcentajes de uso o corte mínimo obligatorio
- Segmento de consumo
- Destinatarios de la obligatoriedad

Por ejemplo, en el caso de la energía eléctrica, los destinatarios son los grandes consumidores, en cambio en los biocombustibles, los destinatarios son todos los usuarios.

11.3.2 Incentivos fiscales

La Ley 27.430 y el decreto reglamentario 501/2018, realizó cambios en el impuesto sobre los combustibles líquidos, generando el impuesto al dióxido de carbono (ICO_2), con el objetivo de internalizar los costos ambientales de ciertos combustibles.

El ICO_2 es un excelente instrumento para desincentivar el consumo de combustibles de origen fósil que generan GEI, mientras generan un incentivo y facilitan la transición a energías renovables.

En el marco de dicha ley, se decidió eximir al gas natural de origen fósil, por lo que no sirve en la actualidad como mecanismo de promoción para el biometano en reemplazo del gas natural. En Suecia y Dinamarca, por ejemplo, sólo el biometano está eximido del impuesto al carbono.

En resumen, un primer mecanismo de incentivo fiscal es mediante un impuesto que grave el gas de origen fósil, generando una mejor oportunidad para el biometano.

También, para que sea efectivo, el nivel de diferenciación entre los distintos combustibles debe ser suficiente para impactar en las pautas de producción y consumo, si la diferencia es despreciable no va a generar efectos prácticos.

Otro tipo de incentivos fiscales son los contenidos en las leyes 26.190 y 27.191 de Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica, muchos de los cuales se repiten en la ley 26.093 de promoción de biocombustibles, a saber:

- Devolución anticipada de IVA
- Amortización acelerada
- Compensación de quebrantos con ganancias
- Deducción de la carga financiera del pasivo financiero
- Exención del impuesto sobre la distribución de dividendos o utilidades
- Certificado fiscal

11.3.3 Otros aspectos regulatorios

Además de los mecanismos económicos de promoción, hay otros aspectos regulatorios relevantes para la promoción de biogás y biometano, algunos de los cuales ya se encuentran regulados por la resolución NAG 602 -2019 del ENARGAS:

- Acceso prioritario e irrestricto del biogás a la red de distribución nacional.
- Garantías en términos de plazos, requisitos técnicos y procedimientos para la conexión de plantas al sistema de distribución de gas.
- En el caso de redes aisladas, requisitos de calidad menos exigentes, que evitan mayores costos. Al ser aislada, no pone en riesgo el resto del sistema.

12. BENEFICIOS ASOCIADOS A LA PRODUCCIÓN DE BIOMETANO

En el webinar “Desafíos de las Energías Renovables 2021” se indicó que la estrategia para la incorporación de biometano a la red de gas natural, incluso con sólo el 5%, puede tener un **impacto importante en la generación de empleo y en la discusión de importaciones**. Por ejemplo, la creación de 657 plantas

equivalentes a 2 MW eléctricos a lo largo de diez años, además del **ahorro de emisiones de dióxido de carbono**, aproximadamente de 9.195 Kg de CO_2 anuales al 2030.

El ingeniero Julio Menéndez aportó más información y estudios realizados sobre la generación del empleo, diferenciándose en la construcción y en aquellos directos e indirectos. En el primero de los casos podrá superar más de 1000 puestos de trabajo por año; en tanto que el segundo caso podrá generar 6.574 empleos directos y 16.960 indirectos al 2030.

Otro de los puntos en cuestión durante el seminario web fue el impulso para que las provincias implementen programas para la sustitución del gas natural en redes o para transporte con biocombustibles.

Tanto el biogás como el biometano nos ofrecen la posibilidad de generar el ciclo de la **economía circular**, en relación con esto, La CADER afirma:

> El biometano puede sustituir al gas oil consumido en el transporte. Por ejemplo, la conversión del parque automotor de transporte urbano de pasajeros a BIO-GNC (Biometano comprimido) puede ser una **solución integral** para las ciudades altamente pobladas del país que generan grandes volúmenes de residuos y, al mismo tiempo, tienen sistemas de transporte urbano de pasajeros compuestos por grandes flotas de colectivos. El BIO-GNC puede ser producido a partir de residuos sólidos urbanos (RSU) en las cercanías de los grandes centros urbanos del país (Gran Buenos Aires, Gran Rosario, Gran Córdoba, Gran Mendoza, Gran Tucumán, etc.) donde se encuentran los puntos de consumo, transformando el costo del pasivo ambiental que enfrentan actualmente los municipios en creación de valor económico mediante la producción de energía renovable, mientras la ciudad elimina los residuos orgánicos que genera su población y utiliza los medios de transporte público que necesita.

Como ya se mencionó anteriormente en esta tesis, en cuanto a las externalidades medioambientales, el biometano contribuye a mitigar las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) mediante tres

impactos positivos: **el tratamiento de residuos y efluentes, la sustitución de gas natural de origen fósil y la producción de biofertilizante** como subproducto sustitutivo de los fertilizantes químicos, favoreciendo las condiciones para la renovación de la biomasa bajo un modelo de economía circular.

Los proyectos de inversión en plantas de biometano pueden beneficiar a 18 provincias del país con ahorros por compras de gas natural. Si estas provincias desarrollaran la producción de biometano en sus propios territorios a partir de la disponibilidad de efluentes ganaderos y cultivos forrajeros, mejorarían sus productos brutos geográficos[40]. El gasto realizado en biometano permanece en salarios y valor agregado industrial en la provincia generando, a su vez, nuevos impuestos que incrementan la recaudación fiscal de las jurisdicciones en las cuales se emplazan los proyectos.

En resumen, algunos de los beneficios principales del Biometano para Argentina son:

- Aporte a la soberanía y autoabastecimiento: Se generan biofertilizantes, energía renovable y bioproductos.
- Contribución ambiental con la mitigación de la emisión de gases de efecto invernadero y la oportunidad de creación de un mega negocio nacional complementario al gas natural.
- Logra generar el círculo virtuoso de la economía circular creando una solución integral.
- Generación de energía primaria continua y distribuida con valor agregado.
- Generación de empleos, desarrollo nacional de industrias y sinergismo con el sector científico-tecnológico.
- Valorización en origen y rotación agrícola: Atiende demandas en comunidades vulnerables.
- Destino de inversiones a nivel nacional y regional.
- Alternativas económicas y de nuevos negocios para los sectores productivos.
- Contribuye a las cuentas nacionales por la sustitución de importaciones.

[40] Producto Bruto Interno de una región particular

Con respecto al aspecto económico, debido al conflicto bélico entre Rusia y Ucrania que comenzó en febrero de 2022, el gas aumentó su precio. En el primer cuatrimestre de 2022, IEASA, la ex Enarsa, realizó 2 compras de gas GNL traído en barcos. En cada una desembolsó 750 millones de dólares aproximadamente.

Tabla 11: Compras de gas GNL del primer cuatrimestre de 2022, post inicio de conflicto bélico

	PRIMERA COMPRA	**SEGUNDA COMPRA**
Cantidad de buques	8	12
Precio por MBTU	u$s 40	u$s 30

Fuente: Elaboración propia

Para tomar una idea del encarecimiento, ese mismo producto se importó a un promedio de **u$s 8,33 por MBTU** durante el invierno de 2021.

Incluso con estas compras, no alcanzará para abastecer la demanda local, se estima que se deben adquirir al menos 50 buques con GNL para poder pasar el invierno. Además, es probable que las industrias tengan que atravesar algunos cortes. Durante el invierno el país produce el 73% del gas que consume, el resto lo debe importar (Martin Bidegaray, 2022).

Como ya analizamos en esta tesis en el punto **10.1 Biogás y Biometano vs Gas natural, la necesidad de incentivos**, el precio que debe pagarse por el biometano para ser inyectado en una red de gas natural es de 14,86 u$s/MMBTU sin utilizar cultivo dedicado, y de 22,40 u$s/MMBTU utilizándolo. Con lo cual, actualmente el precio de producir biometano sin utilizar cultivo dedicado representa la mitad de lo que el país está abonando el GNL importado. Teniendo en cuenta este aspecto económico y las externalidades positivas que produce la creación de plantas de biogás (reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, generación de puestos de trabajo, desarrollo de áreas rurales, etc.) ya no quedan dudas de su conveniencia y de que el Estado debe tratar este tema como una cuestión estratégica energética.

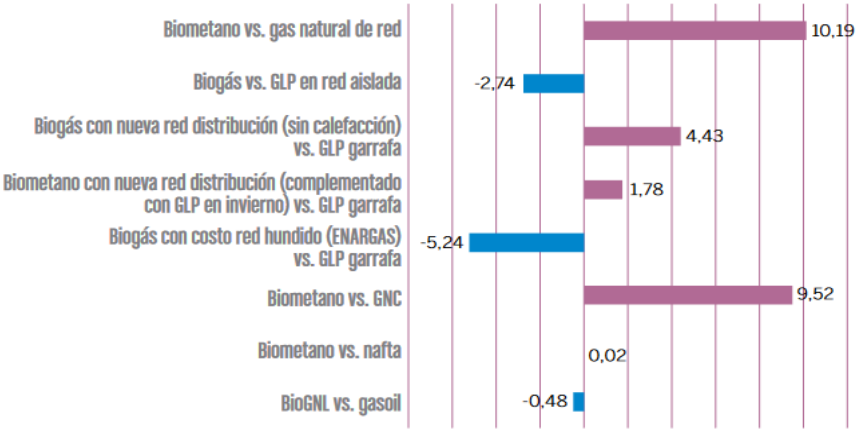
13. BIOMETANO COMO COMPLEMENTO DE COMBUSTIBLES FÓSILES

La Argentina, particularmente en su zona agropecuaria núcleo, tiene mejores recursos para la producción de biogás que cualquiera de los países europeos, 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 el siguiente gráfico se resumen las diferentes alternativas de uso que puede tener el biogás en redes aisladas y/o como biometano o Bio-GNL para sustitución de combustibles fósiles (para una central de biogás de 12.000 m^3 diarios sin cultivo dedicado).

Figura 59: Biogás y biometano versus combustibles fósiles (central 12.000 m^3 diarios)



Fuente: Factibilidad de la incorporación de biometano en la red de gas natural troncal y en las redes de distribución en localidades aisladas. Año 2019.

Como puede observarse, hay tres alternativas de uso que son económicamente viables sin que su implementación requiera incentivos de promoción. Las dos más convenientes son la utilización del biogás en redes aisladas, ya sea como sustituto del GLP por red o de la garrafa de GLP, considerando la nueva red de distribución como un costo hundido. Luego siguen dos usos del biometano asociados al transporte:

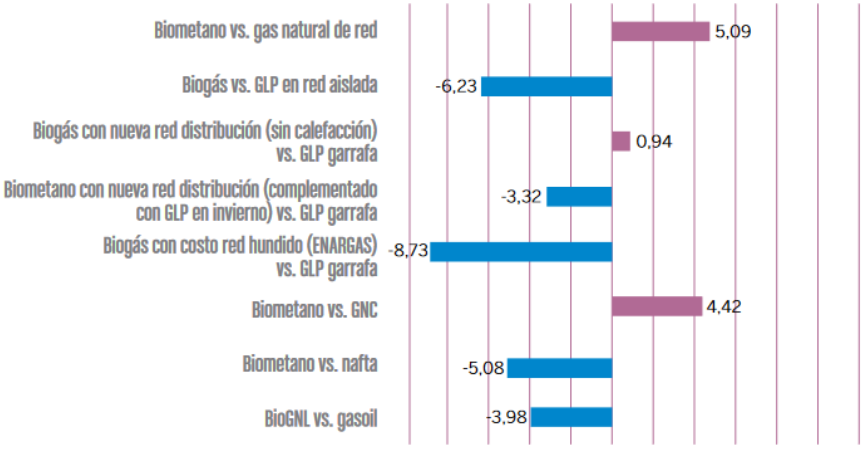
el Bio-GNL en reemplazo del gasoil, que es viable económicamente, y, prácticamente en equilibrio, el Bio-GNC en reemplazo de la nafta.

Naturalmente, en localidades con acceso al gas natural, la competencia económica del biogás o del biometano no es viable debido a los importantes subsidios que reciben los combustibles fósiles. Tampoco lo es pagar una red de distribución nueva debido a los volúmenes de gas relativamente bajos involucrados.

Es importante remarcar dos cuestiones. Una es que, en este análisis, no se consideró ningún tipo de marco de promoción con incentivos fiscales y/o en la tarifa para promocionar la implementación del biogás en sustitución del gas natural, gasoil, fueloil o nafta.

El otro tema para destacar es que **el tamaño de la planta de biogás importa**, porque a mayor escala, el precio del biogás, biometano y bio-GNL será más competitivo. Los resultados del gráfico anterior están basados en una planta de biogás que genera 12.000 m^3 diarios, pero por ejemplo si pasamos a una planta que genera el triple (36.000 m^3 diarios) nótese como el gas verde comienza a ser mucho más favorable en las competencias mencionadas anteriormente y además comienza a ser conveniente en nuevas competencias:

Figura 60: Biogás y biometano versus combustibles fósiles (central 36.000 m^3 diarios)



Fuente: Factibilidad de la incorporación de biometano en la red de gas natural troncal y en las redes de distribución en localidades aisladas. Año 2019.

A partir de los resultados obtenidos, puede concluirse que **la escala de los proyectos de biogás es fundamental para dar competitividad al biocombustible como sustituto de los combustibles fósiles**. Los resultados indican que el biogás como energía térmica en localidades aisladas o el biometano para el transporte en zonas alejadas de los gasoductos puede resultar económicamente conveniente **sin necesidad de subsidios.**

En base a lo analizado en el ítem: **12. Beneficios asociados a la producción de biometano**, de este documento, en la actualidad debido al contexto internacional, el precio de producir biometano sin utilizar cultivo dedicado, en Argentina **representa la mitad de lo que abona el GNL importado**.

Por otra parte, si adicionalmente se incluyen las externalidades positivas de este biocombustible, resulta **estratégico** que el Estado nacional, mediante la modificación de la Ley nacional Nº 26.093 de Biocombustibles, implemente los mecanismos que otorguen un cupo al biogás, el biometano y/o el Bio-GNL como sustitutos del gas natural, GLP, GNL, nafta, gasoil y fueloil, en sus diferentes usos, en la matriz energética de la República Argentina.

Cuando mencionamos al Biometano, estamos hablando de **una tecnología que ya está madura y es competitiva**. Además, puede apoyarse en las infraestructuras existentes para el gas natural. Esto hace que sea importante para la descarbonización, la independencia energética y la sostenibilidad.

Sin embargo, el aprovechamiento del potencial del biometano como sustituto de los combustibles fósiles importados requiere de un marco regulatorio integral apropiado, que incluya las condiciones de habilitación y funcionamiento de las plantas de producción, así como los mecanismos de incentivos para los distintos usos finales del biometano. Argentina debe fomentar la producción de este gas verde en sus múltiples aplicaciones, como sustituto perfecto del gas natural de origen fósil vía gasoductos o Bio-GNL y como reemplazo del gas oil en el transporte público en la forma de Bio-GNC.

El impuesto al dióxido de carbono es un excelente instrumento para desincentivar el consumo de combustibles de origen fósil que producen gases de efecto invernadero, mientras generan un incentivo y

facilitan la transición a energías renovables. En Suecia y Dinamarca, por ejemplo, sólo el biometano está eximido del impuesto al carbono.

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.

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.

En el aspecto ambiental, la Plataforma Escenarios Energéticos Argentina 2040 asumió que a partir del 2019 habría un costo de emisiones partiendo de 10 us/tnCO_2$e[41] con un aumento lineal por tramos:

- 2019: 10 us/tnCO_2$e
- 2030: 25 us/tnCO_2$e
- 2040: 40 us/tnCO_2$e

Si bien el tema fue tratado por el Congreso de la Nación en la ley de presupuesto 2018, el costo de emisiones de CO_2e fue eliminado para el caso del gas natural. Sin embargo, **la CADER considera que se debe cuantificar este costo y tenerlo en cuenta a la hora de analizar los beneficios y externalidades positivas del biometano.**

[41] El equivalente de dióxido de carbono (CO_2e), es una medida en toneladas de la huella de carbono. Huella de carbono es el nombre dado a la totalidad de la emisión de gases de efecto invernadero.

El informe "Biometano como complemento del gas natural" (CADER, 2020) demuestra que utilizando la fórmula propuesta por la Plataforma Escenarios Energéticos Argentina 2040, una planta modelo que produce 24.000 m^3 de biogás por día, utilizando diariamente 200 m^3 de purín de cerdo, genera un ahorro de emisiones por 0,68 u$s/MMBTU y ese valor asciende a 9,03 u$s/MMBTU si la misma planta se alimentara 100% con efluentes de un tambo.

El “Informe técnico-analítico para una estrategia de promoción de la incorporación de biometano a la red de gas natural” (FAO, Año 2019) propone 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.

En pueblos o ciudades del interior del país no abundan los proyectos productivos de envergadura, que generen empleos de calidad y demanda de ingeniería, tecnología y productos metalmecánicos. Para algunos pueblos y ciudades pequeñas, disponer de un proyecto de inversión como los planteados aquí, puede impulsar nuevas dinámicas socioeconómicas.

Existen vastas evidencias locales de este tipo de impactos en desarrollos de biocombustibles y en los proyectos de energías renovables del programa Renovar, como en el de otras plantas de biogás, donde claramente se identifica el nacimiento de nuevas empresas de un rubro innovador el cual genera

diferentes capacidades empresariales relacionadas con el capital humano y la inyección de nuevos flujos económicos en las localidades.

Por otro lado, que los actores estén anclados a la tierra y a la comunidad local, genera que gran parte de los retornos obtenidos en los proyectos de energías renovables sean reinvertidos localmente, y que sea más difícil que terminen repatriándose fuera del país (como ocurre con buena parte de los inversores extranjeros) o fugándose (como puede ocurrir con grandes empresas, especialmente en contextos de incertidumbre política o inestabilidad cambiaria).

En términos del Producto Bruto Geográfico de las localidades, regiones y provincias, también se genera un efecto que no es despreciable. Vamos a analizarlo con un ejemplo. En el caso de Formosa, cada peso que gastan los hogares, los comercios y las industrias en GLP, nafta, gas oil y fuel oil, es un peso que sale de la provincia, que en el mejor de los casos terminará en las provincias de Mendoza, Neuquén o en la ciudad de Bahía Blanca, por solo nombrar algunos puntos fuertes de la cadena petroquímica. En cambio, cada peso que pueden llegar a gastar en biogás o biometano es un peso que queda en salarios, impuestos, proveedores e inversiones en la provincia. En el proceso de utilizar cultivos forrajeros y aprovechar los efluentes de producciones animales, se agrega valor a la ruralidad, impulsando el desarrollo del interior y generando nuevas fuentes de arraigo.

13.1 Matriz FODA

Tabla 12: FODA del biometano en Argentina

FORTALEZAS	OPORTUNIDADES
• Es más eficiente a partir del biogás generar biometano que generar electricidad. • El biometano puede inyectarse a la red de gas natural, sin necesidad de tener que crear una nueva red. • Argentina ya cuenta con la tecnología para producir Bio-GNC y Bio-GNL. • Argentina tiene más de 30 años de experiencia con el GNC. • Mitigación en la generación de gases de efecto invernadero a través de dos frentes: se reemplaza combustibles fósiles y a su vez se convierte en energía los residuos forestales, agropecuarios, industriales y urbanos orgánicos. • Producción de biofertilizante que ayuda a disminuir la utilización de fertilizantes químicos.	• Gas más económico que el GNL utilizado en zonas donde no llegan los gasoductos. También más económico que el gas importado (coyuntural por contexto internacional) • Descentralización de los grupos de poder económico. • Aumento del uso de fertilizantes orgánicos que permitirán mejorar la fertilidad de los suelos. • Generación de una economía circular. • Generación de trabajo local. • Provincias que hoy no tienen gas, lo pueden generar y dejar de comprar a otras provincias. • Independencia energética nacional. Posibilidad de volver a ser un país exportador de gas. • Gran potencial para generar biogás a partir de sustratos agropecuarios. Argentina posee el doble que el país pionero (Alemania). • Aprovechamiento de la variedad de biomasa a lo largo y ancho del país. • Argentina ya cuenta con la tecnología para producir Bio-GNC y Bio-GNL.

DEBILIDADES	AMENAZAS
• Alta inversión. • Existe poco financiamiento. • No existe normativa que regule la inyección de biometano a la red. • Inestabilidad económica del país.	• Subsidios al gas fósil. • Falta de incentivos.

Fuente: Elaboración propia

13.2 Impactos positivos

Medioambiental

La utilización de biometano permite el ahorro de emisiones de GEI por la sustitución de combustibles fósiles y la utilización de residuos agroindustriales.

Adicionalmente al ahorro de GEI, las centrales de biogás/biometano producen un subproducto de excelentes propiedades fertilizantes que se denomina digerido. Este tiene extraordinarias cualidades agronómicas beneficiosas para los cultivos. El digerido permite complementar o sustituir la utilización de fertilizantes inorgánicos (algunos importados para el caso de Argentina), sin el peligro de dejar residuos tóxicos en el suelo y colaborando a elevar la calidad del mismo.

Así, el biofertilizante obtenido como subproducto, no es más que una alternativa de ahorrar el uso de los fertilizantes inorgánicos, obtenidos a través de procesos con mayor nivel de emisiones de GEI.

El biofertilizante consiste en reincorporar al suelo, del cual se ha obtenido la materia prima utilizada, los nutrientes extraídos en el cultivo forrajero o en el alimento de los animales. Es decir, se produce un sistema de economía circular, que no requiere del agregado de fertilizantes químicos para nutrir el suelo en el que se desarrollará la biomasa. Sino que, por el contrario, los mismos nutrientes que se extrajeron del suelo en su momento, serán reincorporados cerrando, así, un ciclo virtuoso y renovable. Estos aspectos son de relevancia en un contexto donde la reposición de nutrientes es deficitaria y los suelos pierden fertilidad y materia orgánica.

Industria nacional

La inversión para una planta modelo equivalente a 2 MW es de u$s 6,5 millones, de acuerdo con la estructura de inversión calculada, el 87% de la inversión es componente nacional, por lo que u$s 5,6 millones son inversiones que se realizan a actores y proveedores nacionales (CADER, 2020).

Con respecto al componente importado, el mismo se corresponde con equipos que en la actualidad no se encuentran disponibles en la industria nacional, pero que bien en caso de desarrollarse la industria y la necesidad de la tecnología en el mercado, como se produciría en caso de incrementarse la cantidad de proyectos de biogás en el país, es tecnología que puede desarrollarse localmente.

De por sí, esta inversión genera impactos en los encadenamientos productivos, pero también es válido incorporar el concepto de multiplicador de la inversión, que básicamente son los impactos finales que tendrá sobre la economía nacional el gasto en concepto de inversión que se realiza para construir y equipar la planta. La lógica de esta dinámica es que cuando se gasta un peso en un equipo metalmecánico, la industria metalmecánica a su vez demanda maquinaria y equipos, energía, materias primas y empleo, que a su vez tienen sus demandas derivadas. Todo esto va impactando de manera multiplicadora sobre la economía, generando efectos dinámicos positivos.

Empleo

Los impactos en el empleo se generan en tres direcciones:

- Directo en la construcción
- Directo en la operación y mantenimiento
- Indirecto e inducido

Impuestos

El informe "Biometano como complemento del gas natural" (CADER, 2020) estima que, a lo largo de toda la cadena de valor, se paga el 28,9% de impuestos sobre el valor del producto. Es decir, por 1 MMBTU de BIO-GNC con valor de 17,21 u$s/MMBTU, se pagan en toda la cadena 4,97 u$s/MMBTU de impuestos nacionales y provinciales. Dado que el 100% de la producción es economía formal, este porcentaje debe considerarse como un piso. De acuerdo con los beneficios fiscales que se puedan generar para promover las inversiones en biometano, esta participación impositiva puede reducirse.

Resumen de impactos y externalidades

Para resumir algunos de los impactos de por qué usar biometano, se clasifican en dos:

- Impactos incluidos en el precio, como el empleo, la inversión nacional y los impuestos
- Externalidades, no incluidas en el precio, que toma las externalidades ambientales, los multiplicadores del empleo y la inversión medidos en u$s/MMBTU.

A estos conceptos se le suma el impacto en el desarrollo regional y de las cadenas de valor, cuya medición se limita a los multiplicadores, y el ahorro de divisas por importación de gas. En síntesis, el informe concluye que “Por cada MBTU producido por biometano el **estado ahorra en emisiones o recupera en impuestos u$s 14,65**” (CADER, 2020).

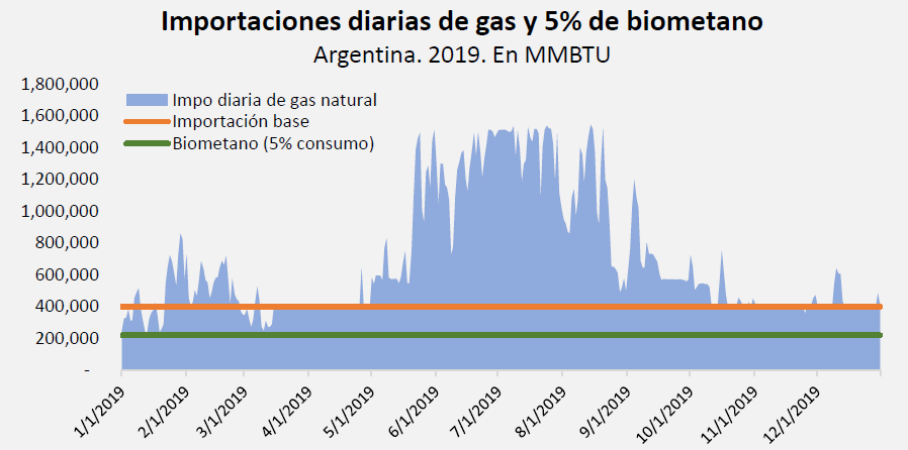
13.3 Propuesta

La incorporación del biometano en la matriz de gas natural debería tener como objetivo cumplir con los compromisos internacionales en la mitigación del calentamiento global. En el caso de la Argentina, el

biometano contribuiría a cumplir con las Contribuciones determinadas a nivel nacional suscritas en el marco de la COP21, que son un compromiso asumido como país con la comunidad internacional.

Al igual que la CADER, para comenzar, se propone complementar hacia 2030 el 5% del gas natural de red con biometano. Cumplir esta meta, significa ahorrar casi la mitad de las importaciones de gas que realiza el país. Si lo pasamos a números, **se estarían ahorrando 613 millones de dólares en importaciones a los precios de 2019.**

Figura 61: El logro que produciría un corte del 5% de biometano inyectado a la red



Fuente: CADER en base a ENARSA

A continuación, se muestran los impactos positivos que se lograrían con esta propuesta:

Figura 62-A: Impactos positivos del corte del 5% de biometano inyectado a la red

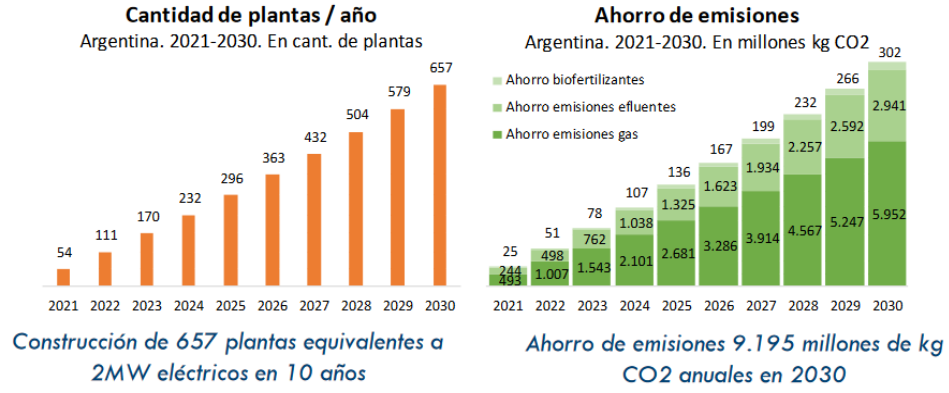


Figura 62-B: Impactos positivos del corte del 5% de biometano inyectado a la red

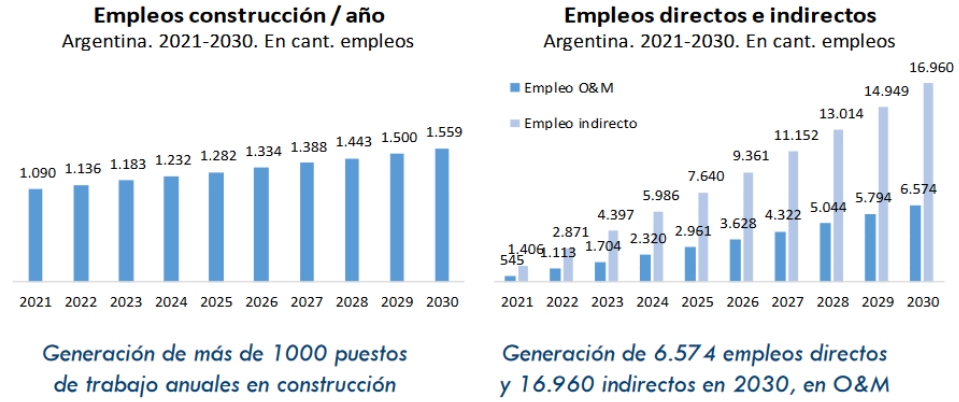
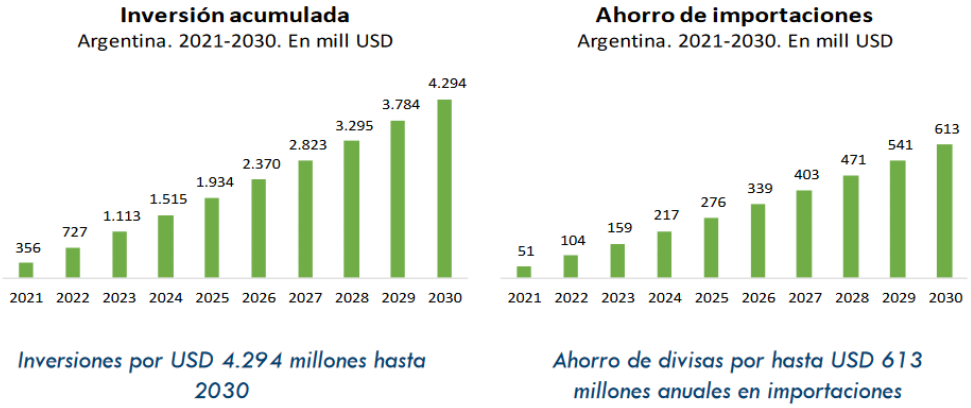


Figura 62-C: Impactos positivos del corte del 5% de biometano inyectado a la red

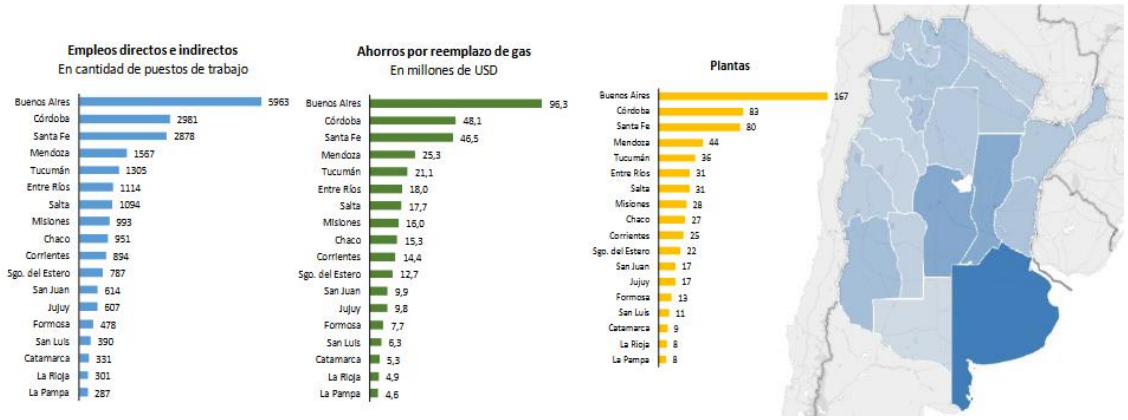


Fuente 62-A/62-B/62-C: Biometano como complemento del gas natural. CADER. Abril 2020.

La meta de alcanzar el 5% del consumo en 2030, implicaría construir 657 plantas en 10 años, con una inversión total de u$s 4.278 millones, la creación de más de 1.000 empleos anuales en la construcción, y alcanzar 5.919 empleos directos en operación en 15.262 indirectos e inducidos para 2030. En términos ambientales, se ahorrarían 2.941 millones de $kgCO_2$ por reemplazo del gas natural, 5.952 millones de $kgCO_2$ por el tratamiento de efluentes y 302 millones de $kgCO_2$ por sustitución de fertilizantes inorgánicos, por año, hacia 2030.

Una de las fortalezas más importantes del biometano es la capacidad de generar gas de manera distribuida, impulsando el desarrollo regional en diversas partes del país. Así, la construcción de 657 plantas podría alcanzar al menos a 18 provincias del país.

Figura 63: Beneficios distribuidos en 18 provincias del país



Fuente: Biometano como complemento del gas natural. CADER. Abril 2020.

El informe "Biometano como complemento del gas natural" (CADER, 2020) aclara lo siguiente:

> “Sólo a los fines de dar una idea de la diversidad de provincias que se podrían ver beneficiadas con el desarrollo del biometano, se expone un mapa con una posible distribución de las plantas de biometano. En este caso, están divididas de acuerdo con la participación de cada provincia en cantidad de habitantes, ajustado para una distribución más federal. Se aclara que esto es sólo ejemplificativo de una distribución teórica ya que la real distribución dependerá de cada inversor.”

14. CONCLUSIONES

Argentina cuenta con una infraestructura de gas natural que permite una transición energética compatible con el Acuerdo de París y a su vez tiene una gran potencialidad para generar bioenergías, dada la relevancia de sus producciones agropecuarias y agroindustriales que generan una gran disponibilidad de insumos como también residuos orgánicos y efluentes. Tratar estos efluentes y desechos orgánicos es

una necesidad medioambiental. El biometano genera la posibilidad de aprovechar estos residuos y efluentes para la generación de diferentes energías renovables, como el gas, la electricidad y el calor, que a su vez reducen la emisión de gases de efecto invernadero de forma drástica y optimizan la gestión de estos residuos.

Capitalizar la potencialidad de la República Argentina para producir biometano significaría generar desarrollo regional en forma circular, impulsar industrias metalmecánicas, crear empleo e inversiones genuinas como contribuir en la creación de capital social en gran parte del interior productivo del país.

Basado en las experiencias locales e internacionales, estos objetivos se pueden lograr mediante diversos mecanismos de promoción, donde una combinación óptima sería la definición de un uso mínimo, por ejemplo, del 5% con esquemas de tarifa feed-in (Feed-in-Tariff), donde el Estado acompañe al sector emprendedor con incentivos fiscales a las inversiones. Complementariamente se podría determinar un impuesto al carbono diferencial para el biometano y para el gas fósil.

Así como el gobierno ha decidido, para fomentar el desarrollo del recurso gasífero en Vaca Muerta por considerarlo un recurso estratégico, otorgar un precio elevado para el gas natural (por un período determinado), 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.**

Sabiendo que, con la existencia de al menos un programa de incentivos, como el Renovar, los empresarios argentinos han acompañado el comienzo del desarrollo del biogás en el país, es fundamental que el Estado Argentino tome conciencia del potencial que tiene la nación y defina como una cuestión energética estratégica la generación de biometano para la inyección a la red, creación de bio-combustible y reemplazo de GNL para las zonas alejadas de los gasoductos nacionales. Como consecuencia de esta decisión se generará la normativa y los incentivos necesarios para lograr la verdadera revolución del gas

verde, la independencia energética y la drástica disminución de las emisiones de gases de efecto invernadero.

15. BIBLIOGRAFÍA

AAPRESID, 2020. *Aapresid en casa: destapar el potencial del Biogás en Argentina*. [Online] Disponible en https://www.aapresid.org.ar/blog/aapresid-en-casa-destapar-el-potencial-del-biogas-en-argentina/

AB Energía, 2022. *¿Qué es el biogás?*. [Online] Disponible en https://www.abenergiasa.com/

Agencia nacional del petróleo, gas natural y biocombustibles de Brasil, 2020. *Guia CBIO*. [Online] Disponible en https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/renovabio/guia-cbio

Aggreko, 2022. *Generación de energía a biogás con compromiso social.* [Online] Disponible en https://www.aggreko.com/es-co/case-studies/renewables/generation-of-biogas-energy-with-social

Argentina.gob.ar, 2020. El Gobierno nacional puso en marcha el Plan Gas.Ar. [Online] Disponible en https://www.argentina.gob.ar/noticias/el-gobierno-nacional-puso-en-marcha-el-plan-gasar

Asociación Alemana de Biogás, 2022. [Online] Disponible en https://www.biogas.org/

Asociación Argentina de Productores en Siembra Directa (AAPRESID), 2020. *Aapresid en casa: destapar el potencial del Biogás en Argentina.* [Online] Disponible en https://www.aapresid.org.ar/blog/aapresid-en-casa-destapar-el-potencial-del-biogas-en-argentina/

Asociación española de biogás (AEBIG), 2022. *Biometano*. [Online] Disponible en https://www.aebig.org/biometano/

Ayuntamiento de Madrid. (31 de octubre de 2018). *Planta de Tratamiento de biogás* [Archivo de video]. Youtube. https://www.youtube.com/watch?v=E-8Bghy1SBE

Bichos de Campo. (15 de agosto de 2018). *Martín Pinos - Socio de Biogás Argentina con Bichos de Campo* [Archivo de video]. Youtube. https://youtu.be/CDVjQ6aimDc

Biovec, 2019. *Biogás en Alemania, resumen, anécdotas y conclusiones.* [Online] Disponible

CADER, 2020. *Biometano como complemento del gas natural*. [Online] Disponible en https://www.cader.org.ar/biometano-como-complemento-del-gas-natural-hacia-una-ley-nacional-de-biometano/

CADER, 2022. *Informes*. [Online] Disponible en https://www.cader.org.ar/informes/

Cámara Argentina del Gas Natural Comprimido (CAGNC), 2021. *Adecoagro y Galileo Technologies inician innovador proyecto de producción de biometano para vehículos*. [Online] Disponible en https://gnc.org.ar/adecoagro-y-galileo-technologies-inician-innovador-proyecto-de-produccion-de-biometano-para-vehiculos/

CAMESSA, 2022. *Renovables hoy*. [Online] Disponible en https://cammesaweb.cammesa.com/generacion-real/

CETEC Sudamericana, 2016. *Proyecto de BioGas "Las Camelias"*. [Online] Disponible en https://youtu.be/VP-OgiTtqLk

Dirección de Sustentabilidad, Medio Ambiente y Cambio Climático, 2022. *Manual de Biogás*. [Online] Disponible en https://www.gba.gob.ar/sites/default/files/agroindustria/docs/Manual_de_Biogas01.pdf

Dolores Hidalgo, 2019. *Producción de biometano*. [Online] Disponible en https://cyted.org/sites/default/files/produccion_de_biometano_cartif.pdf

DW Español, 2020. *Las plantas de biogás entran al mercado libre en Alemania.* [Online] Disponible en https://youtu.be/jOU3sLWXhaM

DW Español, 2021. *El viaje del biogás.* [Online] Disponible en https://youtu.be/0P8tikz09gM

en https://biovec.net/biogas-en-alemania-resumen-anecdotas-y-conclusiones/

ENAGAS, 2020. *¿Cómo convertir los residuos en fuente de energía?.* [Online] Disponible en https://goodnewenergy.enagas.es/sostenibles/convertir-residuos-energia-biometano/

ENERFE, 2021. *Biometano*. [Online] Disponible en https://www.santafe.gob.ar/ms/enerfe/2021/05/21/bioenergias/

Energía Estratégica, 2021. *Los planes de la industria bioenergética para 2021 en Argentina.* [Online] Disponible en https://www.energiaestrategica.com/los-planes-de-la-industria-bioenergetica-para-2021-en-argentina/

Energía y Negocios, 2021. *Biogás: analizan la aplicación del digestato en Argentina.* [Online] Disponible en

Espacio de estudios interdisciplinarios sobre asuntos públicos (ESEIAP), 2020. *Webinar: "Biometano en Argentina: Potencial, avances y retos para las políticas públicas".* [Online] Disponible en https://www.eseiap.com/biometanoenargentina/

Esteban Lafuente y Carolina Ávila, 2016. *Radiografía del gas en la Argentina: de dónde viene, qué cantidad y cuánto se gasta.* [Online] Disponible en https://www.lanacion.com.ar/economia/radiografia-del-gas-en-la-argentina-de-donde-viene-que-cantidad-y-cuanto-se-gasta-nid1923797/

Esteban Lafuente y Carolina Ávila, 2016. Radiografía del gas en la Argentina: de dónde viene, qué cantidad y cuánto se gasta. *La Nación*. https://www.lanacion.com.ar/economia/radiografia-del-gas-en-la-argentina-de-donde-viene-que-cantidad-y-cuanto-se-gasta-nid1923797/

European Biogas Association (EBA), 2022. [Online] Disponible en https://www.europeanbiogas.eu/

Fabio Stricci, 2019. *El concepto del gasoducto virtual y su aplicación práctica en Argentina.* [Online] Disponible en https://confluenciaportuaria.com/destacada/el-concepto-del-gasoducto-virtual-y-su-aplicacion-practica-en-argentina/

Facundo Mesquida, 2019. *Fertec se asoció con capitales extranjeros y construirá plantas de biogás en la Argentina.* [Online] Disponible en https://www.infocampo.com.ar/fertec-se-asocio-con-capitales-extranjeros-y-construira-plantas-de-biogas-en-la-argentina/

Fundación YPF, 2022. *Los hidrocarburos son nuestra principal fuente de energía*. [Online] Disponible en https://energiasdemipais.educ.ar/edmp_lecturas/matriz-energetica/

Gabriel Silveira, 2020. *El GNC vuelve con todo: casi 500 autos por día se pasan a gas*. [Online] Disponible en https://www.clarin.com/autos/crisis-gnc-vuelve-500-autos-dia-pasan-gas_0_FF7i85PA4.html

Good New Energy, 2020. *¿Cómo convertir los residuos en fuente de energía?.* [Online] Disponible en https://goodnewenergy.enagas.es/sostenibles/convertir-residuos-energia-biometano/

Graduados FCAyF. (10 de junio de 2020). *Biogás y Biometano: Sinergia para el Desarrollo Rural y Agroindustrial Argentino* [Archivo de video]. Youtube. https://youtu.be/QkGY7y9Fabc

https://www.energiaynegocios.com.ar/2021/09/biogas-analizan-la-aplicacion-del-digestato-en-argentina/

INFOBAE, 2018. *El biogás, un potencial para sustituir importaciones de gas que le ahorraría USD 2.300 millones a la Argentina*. [Online] Disponible en https://www.infobae.com/campo/2018/03/23/argentina-comenzara-con-la-produccion-de-biogas-y-sustituira-su-importacion/

INFOBAN, 2021. *El Mercado Concentrador de Lambertuchi ya genera su propia energía.* [Online] Disponible en https://www.infoban.com.ar/09/11/2021/el-mercado-concentrador-de-lambertuchi-ya-genera-su-propia-energia/

Informe Rural TV, 2018. *Informe Rural TV - Martin Pino, Biogas Argentina.* [Online] Disponible en https://youtu.be/cg_RB0j6k5U

INTI (2016). *El valor de los residuos*. Instituto Nacional de Tecnología Industrial. https://www.inti.gob.ar/publicaciones/descargac/17

Iprofesional, 2018. *Según un estudio realizado por el INTA, el país podría producir 14,4 billones de m3 de biometano, que permitirían achicar 28% el déficit comercial*. [Online] Disponible en https://www.iprofesional.com/notas/265970-estados-unidos-importaciones-argentina-industria-gas-campo-residuos-energia-produccion-investigacion-agro-inta-ganaderia-energias-renovables-biogas-plan-renovar-excremento-biometano-Con-el-biogas-la-Argentina-podri

Iprofesional, 2021. *La pregunta del millón: ¿por qué Argentina importa gas, si Vaca Muerta está más viva que nunca?.* [Online] Disponible en https://www.iprofesional.com/negocios/342073-por-que-argentina-importa-gas-a-pesar-de-vaca-muerta

Iprofesional, 2021. La pregunta del millón: ¿por qué Argentina importa gas, si Vaca Muerta está más viva que nunca?. [Online] Disponible en https://www.iprofesional.com/negocios/342073-por-que-argentina-importa-gas-a-pesar-de-vaca-muerta

Jorge A. Hilbert, 2022. *Manual para la producción del biogás*. [Online] Disponible en https://inta.gob.ar/sites/default/files/script-tmp-manual_para_la_produccin_de_biogs_del_iir.pdf

Jorge Antonio Hilbert EEC. (13 de enero de 2022). *Biomasas argentinas M.E.Beily* [Archivo de video]. Youtube. https://www.youtube.com/watch?v=7Ps9uEwNas8

Jorge Antonio Hilbert EEC. (8 de agosto de 2020). *Biodigestores en Pergamino Bs.As.* [Archivo de video]. Youtube. https://youtu.be/NpwQcs0Z2MY

José Pichel, 2019. *Por qué hay 18.000 plantas de biogás en Europa y apenas 50 en España.* [Online] Disponible en https://www.elconfidencial.com/tecnologia/ciencia/2019-04-20/plantas-biogas-alemania-espana-europa_1949382/

Luciana Guimaraes, 2022. *Brasil lanza programa para biometano*. [Online] Disponible en https://www.construccionlatinoamericana.com/news/brasil-lanza-programa-para-biometano/8019225.article

Manuel Tarricone, 2022. *Suministro de gas: qué acordó la Argentina con Bolivia y qué pasó con la producción y las importaciones en los últimos años*. [Online] Disponible en https://chequeado.com/el-

explicador/suministro-de-gas-que-acordo-la-argentina-con-bolivia-y-que-paso-con-la-produccion-y-las-importaciones-en-los-ultimos-anos/

Manuel Tarricone, 2022. Suministro de gas: qué acordó la Argentina con Bolivia y qué pasó con la producción y las importaciones en los últimos años. *Chequeado*. https://chequeado.com/el-explicador/suministro-de-gas-que-acordo-la-argentina-con-bolivia-y-que-paso-con-la-produccion-y-las-importaciones-en-los-ultimos-anos/

Martin Bidegaray, 2022. Gas para el invierno: el Gobierno compró 12 barcos a un mejor precio que hace un mes. [Online] Disponible en https://www.clarin.com/economia/gas-invierno-gobierno-compro-12-barcos-mejor-precio-hace-mes_0_ITCj8zQQEW.html

Martina Mongelluzzo, 2021. *El GNC argentino, en crecimiento estancado*. [Online] Disponible en https://mase.lmneuquen.com/gnc/el-gnc-argentino-crecimiento-estancado-n842476

Mikel Iturbe, 2022. *Diferencias entre biogás y biometano*. [Online] Disponible en https://www.caloryfrio.com/energias-renovables/gases-renovables/diferencias-biogas-biometano.html

Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, 2021. *Ambiente impulsa la generación de energía renovable en el Mercado Frutihortícola de Escobar.* [Online] Disponible en https://www.argentina.gob.ar/noticias/ambiente-impulsa-la-generacion-de-energia-renovable-en-el-mercado-frutihorticola-de-escobar

Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, 2022. *Programa Biogás*. [Online] Disponible en https://www.argentina.gob.ar/ambiente/control/biogas

Ministerio de Economía, 2020. *El Gobierno nacional puso en marcha el Plan Gas.Ar*. [Online] Disponible en https://www.argentina.gob.ar/noticias/el-gobierno-nacional-puso-en-marcha-el-plan-gasar

Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura (FAO), 2019. *Informe técnico-analítico para una estrategia de promoción de la incorporación de biometano a la red de gas natural*. [Online] Disponible en https://www.fao.org/publications/card/es/c/CA2954ES/

Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura (FAO), 2019. *Factibilidad de la incorporación de biometano en la red de gas natural troncal y en las redes de distribución en localidades aisladas.* [Online] Disponible en https://www.fao.org/publications/card/es/c/CA8756ES/

Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura (FAO), 2020. *Análisis comparado de condiciones de desarrollo del biometano*.

Patricia Valli, 2021. *Balance de la gira de Alberto Fernández: qué trajo y qué faltó en las reuniones con el G20, el FMI y la cumbre del clima.* [Online] Disponible en https://www.cronista.com/economia-politica/que-trajo-y-que-falto-en-las-reuniones-de-alberto-fernandez-del-g20-fmi-y-la-cumbre-del-clima/

Peter Tunbridge, 2021. Global-Electricity-Review-2021-Argentina-Translated. [Online] Disponible en https://ember-climate.org/wp-content/uploads/2021/03/Global-Electricity-Review-2021-Argentina-Translated.pdf

Proyecto Dibicoo, 2022. *Digital Global Biogas Cooperation*. [Online] Disponible en https://dibicoo.org/

RETEMA, 2022. *La industria europea del biometano bate récords de producción en 2021*. [Online] Disponible en https://www.retema.es/actualidad/industria-europea-del-biometano-bate-records-produccion-2021

Revista Petroquímica, 2020. *Cuatro provincias lideran la generación de energía por biomasa en el país*. [Online] Disponible en https://www.revistapetroquimica.com/cuatro-provincias-lideran-la-generacion-de-energia-por-biomasa-en-el-pais/

Secretaria de Ambiente y Desarrollo Sustentable, 2018. *Informe del Estado del Ambiente.* [Online] Disponible en https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/informedelambiente2018.pdf

Sofia Selasco, 2020. *El caso BGA: Dos amigos decidieron trabajar con energías sustentables y pudieron montar grandes generadoras a partir de biogás*. [Online] Disponible en https://bichosdecampo.com/el-caso-bga-dos-amigos-decidieron-trabajar-con-energias-sustentables-y-pudieron-montar-grandes-generadoras-a-partir-de-biogas/

Tecnored Energía, 2022. *BIOENERGÍA, una alternativa ecológica al déficit energético*. [Online] Disponible en http://www.tecnoredconsultores.com.ar/esp/bioenergia.html

Vivienda, 2015. *Generación de energía por biomasa en el país*. [Online] Disponible en http://www.revistavivienda.com.ar/actualidad/noticias/generacion-de-energia-por-biomasa-en-el-pais