

Potencial integral nacional y provincial de biogás y su relación con las NDC de Argentina y los ODS

Jorge A. Hilbert, Instituto Nacional de Tecnología Agropecuaria Proyecto — Dibicoo
Luciano Caratori, Fundación Torcuato Di Tella



Buenos Aires Junio 2022

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE FIGURAS:.....	2
ÍNDICE DE LA TABLA:	3
BIOGAS A NIVEL MUNDIAL	5
ANTECEDENTES DEL POTENCIAL DE BIOGAS A NIVEL INTERNACIONAL Y NACIONAL.....	7
METODOLOGÍA DE APROXIMACIÓN EXPEDITIVA AL POTENCIAL DE CAPTURA DE BIOMETANO A PARTIR DE RESIDUOS SÓLIDOS URBANOS EN LA REPÚBLICA ARGENTINA	11
METODOLOGÍA DE APROXIMACIÓN EXPEDITIVA AL POTENCIAL DE CAPTURA DE BIOMETANO A PARTIR DE RESIDUOS CLOACALES DOMÉSTICOS EN LA REPÚBLICA ARGENTINA	14
ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE BIOGAS A PARTIR DE CULTIVOS DE COBERTURA	17
DISTRIBUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE BIOGAS POTENCIAL POR PROVINCIAS	21
ESTIMACIÓN DE LAS EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO ASOCIADAS CON EL BIOGAS.....	22
FACTORES DE EMISIÓN UTILIZADOS	26
ESTIMACIÓN EXPEDITA DEL POTENCIAL DE REDUCCIÓN DE EMISIONES DE LA PRODUCCIÓN POTENCIAL DE BIOGAS Y BIOMETANO	30
RELACIÓN ENTRE LA CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN ESTIMADA Y LAS NDC Y ODS DE ARGENTINA	32
ESTIMACIÓN PRELIMINAR DE LA RELACIÓN ENTRE EL POTENCIAL DE PRODUCCIÓN, LOS CONSUMOS PROVINCIALES Y LOS REQUERIMIENTOS DE IMPORTACIÓN DE GAS NATURAL	40
DISCUSIÓN Y CONCLUSIONES.....	41
BIBLIOGRAFÍA	43

ÍNDICE DE FIGURAS:

Figura 1 Crecimiento de la capacidad instalada de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) ³⁴	6
Figura 2 Ecuación de cálculo básica del modelo FOD	13
Figura 3 Ciclo representativo del carbono en una planta de biogas. Fuente: Carbon Neutral Plus	24
Figura 4 Ahorro posible de carbono bajo el concepto de economía circular	25
Figura 5 Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional por Argentina y sus metas de emisiones a 2030 ²⁶	33
Figura 6 Principales países según participación de las fuentes renovables de energía en transporte en 2018 ³³	35
Figura 7 Desarrollo de interacciones generadas por los biocombustibles desarrollado por la Unión Europea y la Agencia internacional de la energía Fuente IEA ³	36
Figura 8 Estudio específico de la política de biocombustibles de la directiva d la Unión Europea a los diferentes ODS en magnitudes comparativas.....	36
Figura 9 Objetivos del desarrollo sostenible afectados positivamente por los biocombustibles.	37
Figura 10 Análisis comparado de efectos positivos y negativos	37

Figura 11 Metas e indicadores de Argentina frente al objetivo 7 de energía asequible y no contaminante ³⁵	38
Figura 12 Posición relativa de Argentina respecto de indicadores vinculados con el acceso a la energía ²⁶	38
Figura 13 Posición relativa de Argentina respecto de indicadores vinculados con la eficiencia energética y las energías renovables sobre el consumo final.....	39
Figura 14 Potencial técnico del biogas y el biometano para sustituir GNC, gas natural residencial, gas natural total y GLP por provincia sobre la base de su potencial de producción provincial. Elaboración propia.....	41

ÍNDICE DE LA TABLA:

Tabla 1 Bioenergía en el escenario Net Zero de la Agencia Internacional de Energía. Adaptación propia	8
Tabla 1 Valores por defecto empleados en el cálculo. Elaboración propia sobre la base de IPCC 2006 y de TCN.....	13
Tabla 2 parámetros de DOCj y kj utilizados según el tipo de residuo. Elaboración propia sobre la base de IPCC 2006 y de TCN	14
Tabla 3 parámetros para diferentes tipos de tratamiento	16
Tabla 4 Resultados obtenidos por provincia	17
Tabla 5 Resultados totales obtenidos por provincia	21
Tabla 6 Valores de emisión incluyendo su ciclo de vida utilizado a partir de 10 años de estudios sobre cadenas productivas y de procesamiento en Argentina.	26
Tabla 7 Valores de las emisiones fugitivas vinculadas a la cadena petrolera y a las actividades de combustión que apoyan el refinado de productos petrolíferos. Año 2016q Elaboración propia basada en SGAYDS 2019.	27
Tabla 8 Valores de los factores de emisión incluyendo su ciclo de vida utilizados para los combustibles fósiles líquidos en Argentina	28
Tabla 9 Valores de las emisiones fugitivas vinculadas a la cadena de gas natural y a las actividades de combustión utilizadas para el transporte por gasoducto. Año 2016.....	29
Tabla 10 Valores de los factores de emisión incluyendo su ciclo de vida utilizado para el gas natural y el GLP en Argentina.....	30
Tabla 11 Factores de emisión y usos energéticos y fuentes potencialmente sustituibles.	30
Tabla 12 Potencial de mitigación del biogas según las diferentes fuentes de energía y fuentes de energía potencialmente en un escenario de máxima penetración. Elaboración propia.....	31
Tabla 13 Sensibilidad a las variaciones en el factor de emisión de biogas, expresada en relación con los factores utilizados, para escenario bajo de producción. Elaboración propia.....	31
Tabla 14 Sensibilidad a las variaciones en el factor de emisión de biogas, expresada en relación con los factores utilizados, para escenario alto de producción. Elaboración propia.....	31
Tabla 15 Sensibilidad a las variaciones en el factor de emisión del combustible fósil a sustituir, expresada en relación con los factores utilizados, para escenario bajo de producción. Elaboración propia	32

Tabla 16 Sensibilidad a las variaciones en el factor de emisión del combustible fósil a sustituir, expresada en relación con los factores utilizados, para escenario alto de producción. Elaboración propia 32

La industria moderna de los biocombustibles es relativamente reciente, y los volúmenes consumidos no se han vuelto significativos hasta 1990. Las políticas vinculadas con el desarrollo de los biocombustibles desempeñan aún un papel de relevancia en los mercados. Durante los últimos dos años y especial luego de la invasión a Ucrania en particular el biogás y biometano ha estado en los titulares de muchos países europeos frente a la necesidad de independizar el suministro energético del gas procedente de Rusia.

En la reciente misión a Europa por parte del proyecto Dibicoo se ha podido constatar tanto los avances tecnológicos para la obtención e inyección del biometano como a sus precios de entrega que oscilan entre 1 y 1,5 euros el metro cúbico.

La revisión del progreso de la investigación global en los últimos 10 años muestra un aumento de ~ 90% en la industria del biogás (120 GW en 2019 en comparación con 65 GW en 2010). Europa (por ejemplo, en 2017) contribuyó a más del 70% de la generación mundial de biogás, lo que representa 64 TWh.

El último documento de la Asociación Mundial del Biogas³³, que estudia el potencial de esta tecnología para 2030, estima que cada año se producen más de 105 mil millones de toneladas de residuos con el potencial de ser tratados anaeróbicamente aprovechando la energía y reduciendo las emisiones de metano. Con la tecnología disponible en la actualidad, el estudio plantea la posibilidad de lograr una reducción del 10 % en las emisiones globales para 2030 y, al mismo tiempo, mejorar la seguridad energética y alimentaria y crear millones de nuevos empleos verdes en todo el *mundo*.

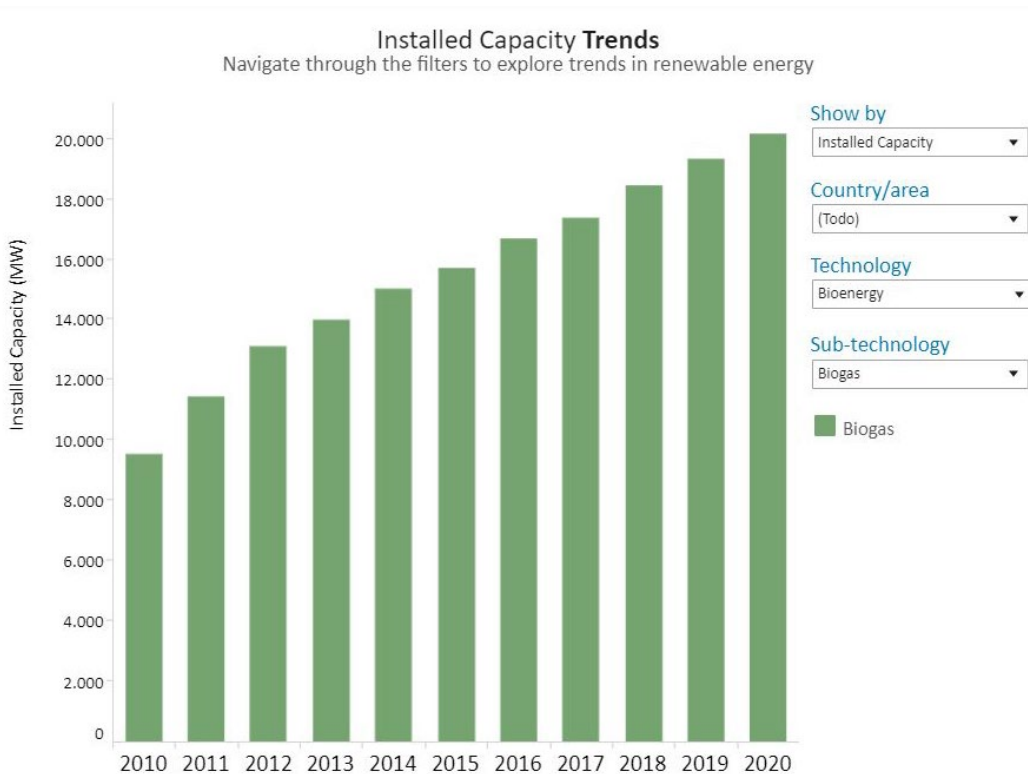


Figura 1 Crecimiento de la capacidad instalada de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA)³⁴.

A nivel europeo, el barómetro de biogás EurObserv'ER41 muestra que la producción de electricidad, y en menor medida de calor, de las plantas de biogás, y especialmente de las plantas de vertedero, se estaban estancando. Sin embargo, el uso de biometano como biocombustible está creciendo. El último informe del barómetro, publicado en 2019, muestra que la generación de electricidad a partir del biogás se ha reducido de 62,7 Tera vatios hora (TWh) a 62,5 entre los años 2018 y 2019. En contraste, el uso de biometano en el transporte se incrementó de 186,8 kilotoneladas equivalentes de petróleo (ktep) 269,6 en el mismo periodo.

La ONG de energía sostenible Energy visión publicó su evaluación anual de 2021 [de la industria del gas natural renovable \(RNG\) de los Estados Unidos](#), realizada para el Laboratorio Nacional Argonne del Departamento de Energía.

Documenta un rápido crecimiento en la producción de gas natural renovable RNG por sus siglas en inglés en todo el país. El número de instalaciones de producción de RNG creció un 33,5 por ciento (de 313 en diciembre de 2020 a 418 al cierre de 2021), incluidas 230 instalaciones de RNG ahora en funcionamiento (un 46 por ciento más que en 2020), 108 en construcción (un aumento del 42 por ciento) y al menos 80 nuevos proyectos en planificación.

Este crecimiento ha aumentado la capacidad de producción en un 24 por ciento desde 2020. Estados Unidos ahora puede producir suficiente combustible RNG para desplazar casi 2609 millones de litros de diésel anualmente. Eso puede alimentar 63,800 camiones de basura (35 por ciento del total de los Estados Unidos). Este crecimiento de la capacidad instalada muestra indicios de continuar en los próximos años.

Según el Plan de Acción sobre biometano, la producción de biometano en la UE debería aumentar a 35 000 millones de metros cúbicos (BCM) para 2030. Esto debería ser posible a través de diferentes herramientas, como la asociación industrial de biometano y los incentivos financieros para aumentar la producción, incluso a través de la Política Agrícola Común. Los valores actuales del biometano permiten el repago de las inversiones en menos de un año y abren nuevas posibilidades en el mercado del dióxido de carbono.

ANTECEDENTES DEL POTENCIAL DE BIOGÁS A NIVEL INTERNACIONAL Y NACIONAL

El biogás y el biometano son fuentes renovables de energía que pueden contribuir significativamente a las transiciones energéticas en curso y a la acción climática global. Estos "gases descarbonizados" (también llamados "gases verdes" en algunos contextos de discusión) pueden contribuir a mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero de tres maneras diferentes, según sintetiza la Asociación Europea de Biogas:

- evitando emisiones que de otro modo se producirían de forma natural: los residuos orgánicos se llevan al entorno controlado de las plantas de biogás para producir energía, resultando en que las emisiones provenientes de la descomposición de la materia orgánica se liberen a la atmósfera.
- el biogás y el biometano producido desplazan a los combustibles fósiles en diversas aplicaciones como fuentes de energía.
- el uso de digestato que se obtiene durante el proceso de producción de biogás, como biofertilizante reduce el uso de fertilizantes minerales puesto que contribuye a devolver el carbono orgánico al suelo. La producción de fertilizante minerales es intensiva en carbono.

Asimismo, la producción de biogás y biometano también favorece la economía circular y el desarrollo de una agricultura sostenible.

El biometano es un biocombustible de amplio interés y desarrollo en Europa y los Estados Unidos de América. Como última noticia, "por primera vez en la historia, las flotas bio-GNC de California lograron la negatividad del carbono en sus operaciones de transporte de 2020", dijo el presidente de NGV America, Dan Gago. "Estos datos verificados significan que sus camiones y autobuses dejan una huella de carbono cero, al tiempo que prácticamente eliminan las emisiones contaminantes que contribuyen al asma, las enfermedades cardíacas y la mala calidad del aire". Además de sus emisiones negativas de gases de efecto invernadero (GEI), los camiones y autobuses ultra bajos propulsados por biometano de servicio medio y pesado de NOx operan a niveles que están un 95% por debajo del estándar federal de óxido de nitrógeno (NOx) y un 98% por debajo del estándar federal de partículas (PM 2.5) (NGV Magazine, 2021).

En 2021 Europa producía 167 TWh de biogás y 26 TWh de biometano (RETEMA, 2021). El biometano es la forma purificada de biogás mediante un proceso denominado *upgrading* en inglés que sustituye el gas natural y puede inyectarse directamente en la red de distribución o para usos como gas vehicular. Como referencia, Para 2030, se estima que los sectores de biogás y biometano, combinados podrían duplicar su

producción actual, mientras que hacia 2050 el volumen de producción podría casi cuadruplicar el volumen producido en 2030.

A continuación, se sintetiza el escenario planteado por la Agencia Internacional de Energía en su informe Net Zero 2050.

		2020	2030	2050
Bioenergía	EJ	63	72	102
Biomasa "libre de deforestación"	%	27%	85%	97%
Biocombustibles gaseosos	EJ	2.1	5.4	13.7
<i>De los cuales</i>				
<i> Biometano</i>	<i>EJ</i>	<i>0.3</i>	<i>2.3</i>	<i>8.3</i>
Biocombustibles líquidos	Mboe/d	1.6	6	7
<i>De los cuales</i>				
<i> Biocombustibles avanzados</i>	<i>Mboe/d</i>	<i>0.1</i>	<i>2.7</i>	<i>6.2</i>
<i> Biocombustibles "actuales"</i>	<i>Mboe/d</i>	<i>1.5</i>	<i>3.3</i>	<i>0.8</i>
Biomasa sólida "moderna"	EJ	32	54	74
Uso "tradicional" de biomasa (e.g. leña)	EJ	25	0	0

Tabla 1 Bioenergía en el escenario Net Zero de la Agencia Internacional de Energía. Adaptación propia

Elaboración propia sobre traducción de tabla 2.8: key deployment milestones for bioenergy) del informe Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector, Agencia Internacional de Energía, 2021.

En 2006 se promulgó la Ley 26.190 sobre el "Reglamento Jurídico de Promoción Nacional del Uso de Fuentes de Energía Renovables para la Generación de Electricidad". Declaró de interés público generar electricidad a partir de fuentes de energía renovables, con el fin de prestar el servicio público de electricidad y realizar investigaciones, desarrollar tecnología y fabricar equipos. Las fuentes de energía renovable establecidas incluyen fuentes no fósiles de energía renovable adecuadas para el uso sostenible a corto, mediano y largo plazo, incluido el gas de vertedero, el gas de la planta de tratamiento y el biogás.

En 2015, la Ley 26.190 fue modificada por la Ley No. 27.191 "Régimen Reglamentario para el Fomento del Uso de Fuentes de Energía Renovables – Generación de Energía Eléctrica". Estableció la creación del Fondo Fiduciario para el Desarrollo de las Energías

Renovables (FODER). Promovió incentivos y beneficios para quienes generan energía a partir de fuentes renovables. Establece el objetivo de lograr una contribución de las fuentes de energía renovables equivalente al 20% del consumo nacional total de electricidad para finales de 2025. En 2016 se puso en marcha el plan Renovar. El objetivo del programa RenovAr era alcanzar los 10.000 MW en 2025. Durante sus tres rondas ("y media"), RenovAr adjudicó 96 MW de proyectos de biogás, incluidos 18 MW de biogás de vertedero.

En 2017, el Congreso Nacional de Argentina aprobó la Ley 27.424 para la promoción de la generación distribuida de energía renovable conectada a la red, que requiere la adhesión de cada provincia debido al carácter descentralizado de la regulación argentina sobre distribución de energía. Este marco legal crea una nueva oportunidad para el biogás y el biometano y fue regulado en 2018.

En 2019, ENARGAS aprobó el reglamento técnico NAG-60275 sobre la calidad del gas natural que, entre otras cuestiones, abordó las brechas técnicas en relación con el uso de biogás y biometano para redes de gas aisladas.

Una ventaja muy relevante del biometano es que su uso puede ampliarse haciendo uso de la infraestructura de transporte gas natural existente en Argentina, capitalizada hacia los puntos de venta de GNC, lo que puede favorecer el despliegue de vehículos y combustibles sostenibles de manera más rápida que otras alternativas (como los vehículos eléctricos), con menores costos para el usuario y sin necesidad de sustituir stocks de equipamiento. La Asociación Europea de gas vehicular (NGVA Europe) estima —según recoge la Asociación Europea de Biogas— que la participación en el sector del transporte del biometano mezclado presenta una tendencia al alza, representando en 2019 el 18% del gas utilizado para esos fines, con penetraciones del 50% en Alemania, el 59% en Finlandia y de hasta 90% en los Países Bajos y 95% en Suecia.

El Ministerio de Agricultura y la FAO han desarrollado un programa llamado Probiomasa ⁷⁶ para promover la producción de energía de biogás y biomasa a través de licitaciones de energía renovable. Este programa finalizó en junio de 2020, pero se está discutiendo una extensión que se centraría en los residuos agrícolas y agroindustriales.

En 2005, el Gobierno argentino lanzó la Estrategia Nacional para la Gestión Integral de Residuos Sólidos Urbanos (ENGIRSU)⁷⁷, diseñada en tres fases para el período 2006-2025. La estrategia del Gobierno se basa en abordar las cuestiones de gestión de los residuos sólidos urbanos bajo los criterios de integridad, procesamiento y disposición final.

En el marco de ENGIRSU, el Ministerio de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible (MAyDS) está ejecutando actualmente un proyecto GEF ^{GEF78} para desarrollar modelos de negocio sostenibles para la producción de biogás a partir de residuos sólidos orgánicos municipales, incluido el desarrollo de proyectos piloto y el diseño de un nuevo marco normativo. Durante 2020, MAyDS lanzó un contrato de consultoría de asistencia técnica en el diseño de propuestas para el desarrollo de un marco regulatorio integral para el Biogas en Argentina. Los resultados no han sido publicados a la fecha de elaboración de este trabajo.

Por su parte, el estudio sobre cuencas de biogás de FAO estimó que los efluentes de los corrales de engorde son los que presentarían un mayor potencial bioenergético de entre

las relevadas en el estudio, alcanzando las 198.748 tep/año. También es la actividad con mayor concentración de producción, con solo 1.956 establecimientos. El estudio coloca en segundo lugar en términos de potencial a los establecimientos porcinos, cuyo suministro potencial podría redundar en la generación de 112.686 tep/año de biogás a partir sus efluentes generados. De los más de 8.700 establecimientos identificados por FAO en el país, se destaca que una pequeña porción de estos podría alcanzar una capacidad instalada de 1 MW o mayor. No obstante, de considerarse instalaciones de generación de menor porte, del orden de los 0,5 MW, los proyectos candidatos para su instalación podrían incrementarse. Por último, el potencial de generación de energía en las cuencas lecheras —de alta relevancia en Argentina— sería significativamente menor que el de los corrales de engorde y los cerdos, pudiendo alcanzar las 64.964 tep/año.

La más reciente actualización del Balance de Biomasa para Fines Energéticos en Argentina ⁵² publicada por la FAO en 2020, estima el potencial de biogás del país en 415,86 ktep anuales, distribuidos en 15 cuencas de producción ganadera en 23 provincias con una concentración significativa en las provincias de Buenos Aires, Santa Fe, Córdoba y Entre Ríos, totalizando 356.97 ktep por año, así como un potencial de 58.89 ktep por año de vinaza.

Un estudio del INTA⁸² ha realizado un cálculo expansivo considerando el uso potencial de cultivos de cobertura en un uso sistémico siguiendo las pautas de "biogás hecho correctamente"⁸³. En este cálculo se estima que la aportación de biomasa adicional procedente de un uso extensivo de cultivos de cobertura en la zona sembrada con cultivos tradicionales aportaría 10.500 millones de m³ adicionales. Este trabajo suma a esta importante aportación el estiércol de animales agroindustriales y otros residuos agrícolas alcanza una cifra total potencial de 14.400 millones de metros cúbicos de biogás.

Este potencial equivale a aproximadamente el 2,1% del Consumo Final de Energía de Gas Natural de Argentina en 2019 (19.460 ktep), según el Balance Energético Nacional del país. Los estudios de la FAO excluyen el potencial de biogás de los residuos municipales e industriales, que deben evaluarse por separado.

También se pueden encontrar varios ejemplos de aplicaciones de biogás en el sector de los residuos. Por ejemplo, durante la Ronda 2 de RenovAr, se adjudicaron tres proyectos de biogás de vertedero por una capacidad de 13,12 MW. La encuesta de biodigestores de la FAO publicada en 2019, basada en datos de 61 plantas en 16 provincias encuestadas en 2015, mostró que solo el 4% de ellas se instalaron con fines energéticos, lo que resultó en una subutilización de la producción de energía (y no energética) (FAO 2019 a).

Durante el 2021 INTA junto al proyecto Dibicoo y MAGyS realizaron un nuevo relevamiento centrándose en plantas de gran tamaño operativas bajo el programa Renovar en sus diferentes rondas. En este relevamiento el tema energético es el más destacado orientado hacia la producción de electricidad. Como temas más demandados se encontró la correcta utilización y manejo de los digeridos.

Según CADER, una primera meta que se puede plantear es alcanzar el 5% del consumo final de gas natural a nivel nacional para 2030. Esto significaría comenzar con el 0,5% del consumo en 2021, terminando con el 5% en 2030. Este objetivo apenas absorbe una

cuarta parte del aumento de la demanda de gas natural, dejando espacio para incorporar gas de origen fósil de fuentes convencionales y no convencionales. Esta complementariedad del 5%, significa casi la mitad del piso actual de gas importado, por lo que actualmente significaría un reemplazo del gas importado, ahorrando divisas. Este hecho cobra mayor relevancia frente a precios a la suba de la energía convencional en todo el mundo.

La meta de alcanzar el 5% del consumo en 2030, según CADER, implicaría construir 657 plantas en 10 años, con una inversión total de USD 4.278 millones, la creación de más de 1.000 empleos anuales en construcción, y alcanzar los 5.919 empleos directos en operación en 15.262 indirectos e inducidos para 2030. Una de las fortalezas más importantes del biometano es la capacidad de generar gas de manera distribuida, impulsando el desarrollo regional en varias partes del país. Así, la construcción de 657 plantas podría llegar al menos a 15 provincias del país.

El biogás se puede producir en plantas de diferentes tamaños, pero a los efectos de este documento, la propuesta CADER se tomó como una aproximación para todos los cálculos con una planta de 24.000 Nm³/día de biogás, alimentada a base de estiércol de cerdo + residuos vegetales, con 4 tanques de 4.000 m³. Esta planta equivale a la producción de 2 MW de electricidad.

METODOLOGÍA DE APROXIMACIÓN EXPEDITIVA AL POTENCIAL DE CAPTURA DE BIOMETANO A PARTIR DE RESIDUOS SÓLIDOS URBANOS EN LA REPÚBLICA ARGENTINA

Para la estimación del potencial de captura de biometano a partir de Residuos Sólidos Urbanos en la República Argentina que se sintetiza aquí se replica la aplicación de un modelo ad hoc basado en las directrices del Panel Intergubernamental de Expertos sobre Cambio Climático (IPCC 2006) y los criterios establecidos en la Tercera Comunicación Nacional de la República Argentina a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), en adelante “TCN” (Perczyk y Caratori, 2016).

Para evitar inconsistencias entre los métodos de estimación de producción de metano de la línea de base de la TCN y los escenarios planteados para el proyecto, fue necesario ajustar algunas variables en el presente modelo (principalmente porque las proyecciones de emisiones de línea de base de la TCN habían sido calculadas utilizando regresiones, lo que en principio, resulta incompatible con un escenario de mitigación calculado sobre la base de un modelo de descomposición de primer orden, “FOD”).

Asimismo, este modelo presenta algunas mejoras respecto de la TCN:

* Se mejoró la identificación de las localidades de Argentina clasificadas por rangos y la proyección de su población y generación de residuos, y se realizó un enfoque desagregado por municipio según sus características climáticas y demográficas;

* Los parámetros o variables necesarias para el cálculo están parametrizadas y podrían hacerse ajustes en futuros informes. A su vez, esta desagregación permite la confección de posibles análisis de sensibilidad con mayor facilidad.

Para verificar la compatibilidad, dado que no se disponen datos por municipio completos antes del censo 2001, se llevó a la TCN a un régimen similar. Con esa verificación, los resultados son compatibles tanto con la TCN (IPCC 1996).

Procedimiento

Escenario de línea de base

1. Se tomó la información de población de los últimos censos (2001 y 2010), se proyectó sobre la base de información del INDEC y se clasificó por rangos de municipios. Según su población.
2. En cuanto a la generación de residuos se tomaron los indicadores de Toneladas/Hab día de la TCN.
3. Considerando la misma composición RSU que la TCN y los datos de población y generación de residuos antes descriptos, se estimaron y proyectaron los flujos de residuos.
4. De acuerdo con las condiciones del escenario de línea de base identificado para cada rango de población, se modelizó un decaimiento de primer orden (FOD) con los parámetros variables adaptados a la realidad de cada rango, obteniéndose las emisiones específicas asignadas a cada rango de población.
5. Se desarrollan luego las cantidades de residuos generados estimadas para cada rango poblacional.
6. Por último, de la multiplicación de las emisiones específicas y las toneladas por cada rango, se obtuvieron las emisiones totales de línea de base para cada rango.

Dichas emisiones, según el modelo FOD, son exclusivamente de metano, CH₄, expresadas en tCO₂e, lo que resulta en que el valor obtenido dividido el Potencial de Calentamiento Atmosférico (PCA) del metano (en este caso 25, según las normas de la CMNUCC para países en desarrollo en el AR2), arroja la masa de metano obtenida para cada período.

En resumen:

División de municipios por cantidad de habitantes -> Generación de residuos por rango de población -> Generación de residuos por tipo por rango de población -> Flujo de residuos hacia SDF | Emisiones específicas mediante FOD según parámetros establecidos para cada rango -> Emisiones por rango -> Potencial de captura de metano

Emisiones del escenario de captura

1. El cálculo de las emisiones del escenario de captura sigue la misma lógica que el cálculo de la línea de base, con la diferencia que el flujo de residuos es dividido en función de diferentes tratamientos propuestos.

2. El potencial de biogás a obtenerse por compostaje domiciliario no ha sido incluido en el cálculo.

3. El potencial evitable por las medidas de mitigación que implicaran el reciclado de materiales no se incorporan en este cálculo.

En anexo se presentan los partidos analizados por provincia, región, clima y población.

Modelo de degradación de primer orden

$$E(y) = k \times \sum_j \sum_{x=2010}^{2030} DOC_j \times e^{-k_j(y-x)} \times (1 - e^{-k_j}), [2010 \leq y \leq 2030]$$

Figura 2 Ecuación de cálculo básica del modelo FOD

Donde:

E(y) son las emisiones del año “y”

DOC_j es la fracción de carbono orgánico degradable para el residuo “j”, (kg C/ kg RSU)

k_j es la tasa de generación de metano o tasa de degradación para el residuo “j”, en 1/años.

K se define para cada tipo de relleno según:

$$K = \phi \times (1-f_y) \times GWPC_{CH_4} \times (1-OX) \times 16/12 \times F \times DOC_f \times MCF$$

Donde:

φ es la fracción de RSU enviada al relleno sanitario.

(1-f_y) es el porcentaje de metano a capturar (porcentaje de rellenos con captación activa multiplicado por eficiencia de la captación).

OX es el factor de oxidación (fracción).

16/12 es la conversión de carbono a metano, en masa.

F es la fracción en volumen del metano en un gas de relleno sanitario.

DOC_f es la fracción de carbono orgánico degradable no asimilada.

MCF es el factor de corrección de metano, como fracción.

Para el caso evaluado, según los valores por defecto del IPCC adecuados a una región boreal y templada, se aplicaron los siguientes valores:

K=	φ	(1-f _y)	GWPC _{CH₄}	(1-OX)	16/12	F	DOC _f	MCF	=
	0,8	0,5	25	0,9	1,33	0,5	0,5	1	3

Tabla 2 Valores por defecto empleados en el cálculo. Elaboración propia sobre la base de IPCC 2006 y de TCN

Los parámetros de DOC_j y k_j utilizados según el tipo de residuo se presentan a continuación:

	Papel y Cartón	Residuos de Textiles	Comida	Residuos de Madera	Restos de poda/jardín	Pañales	Otros (reciclables)
DOC	0,4	0,24	0,15	0,43	0,2	0,24	0,09
k	0,04	0,04	0,06	0,02	0,05	0,05	0,185

Tabla 3 parámetros de DOCj y kj utilizados según el tipo de residuo. Elaboración propia sobre la base de IPCC 2006 y de TCN

METODOLOGÍA DE APROXIMACIÓN EXPEDITIVA AL POTENCIAL DE CAPTURA DE BIOMETANO A PARTIR DE RESIDUOS CLOACALES DOMÉSTICOS EN LA REPÚBLICA ARGENTINA

Para la estimación del potencial de captura de biometano a partir de residuos cloacales en la República Argentina se ha desarrollado un modelo ad hoc basado en la herramienta del MDL AMS-III.H (Methane recovery in wastewater treatment --- Version 19.0), elaborada por el Panel Intergubernamental de Expertos sobre Cambio Climático.

A los efectos de obtener el potencial bruto de metano a capturar se computaron las emisiones de línea de base para sistemas de tratamiento de líquidos cloacales a ser afectados por los proyectos, sobre la base del volumen de líquidos cloacales, la Demanda Química de Oxígeno (COD, por sus siglas en inglés y la eficiencia de su remoción de diferentes sistemas de tratamiento.

Así, para la línea de base, tenemos:

$$P_y = \sum_i ((Q \times COD_{ingresoy} \times \eta_{COD} \times MCF_i) \times B \times UF) \times \eta_{capch4}$$

Donde:

P es la captura de metano para el año “y”,

Q es el volumen de líquidos cloacales para el año “y”.

$COD_{ingresoy}$ es la demanda química de oxígeno de los líquidos cloacales ingresantes al sistema de tratamiento, medida en toneladas de oxígeno consumidas por m³ de líquido,

η_{COD} es la eficiencia de remoción de COD para el sistema de tratamiento,

MCF es el factor de corrección de metano del sistema de tratamiento,

B es la capacidad de producción de metano de los líquidos cloacales,

UF es el factor de corrección del modelo, que da cuenta de la incertidumbre del modelo

η_{capch4} es la eficiencia del sistema de captura de metano

A los efectos de esta primera aproximación expeditiva a la cuantificación del potencial, se han utilizado los siguientes parámetros:

Q: 150 a 250 líquidos cloacales per cápita (bioingepro¹), multiplicados por la población con acceso a cloacas.

$COD_{ingresoy}$: de 600 a 900 mg/l (Butler Manufacturer Services Ltd²)

η_{COD} : 25%-82% (Dipu, S et al, 2015³)

MCF: 80%, seleccionado para un digester anaeróbico sin recuperación de metano, según la tabla de la metodología AMS III-H que se presenta a continuación:

¹ <https://bioingepro.com.ar/2021/04/24/que-son-los-liquidos-cloacales-y-cual-es-su-importancia-ambiental/>

² <https://butlerms.com/sewage-parameters-7-chemical-oxygen-demand-cod/>

³ Performance Evaluation of Prevailing Biological Wastewater Treatment Systems in West Bengal, India

Tipo de tratamiento y descarga	Valor MCF
Descarga al mar, río o lago	0.1
Tratamiento aeróbico bien manejado	0.0
Tratamiento aeróbico mal manejado o sobrecargado	0.3
Digestión anaeróbica de lodos sin recuperación de gases	0.8
Laguna anaeróbica de baja profundidad (profundidad menos a 2 m)	0.2
Laguna anaeróbica de alta profundidad (profundidad mayor a 2 m)	0.8
Tanque septico	0.5
Aplicación al suelo ^(a)	0.1

Tabla 4 parámetros para diferentes tipos de tratamiento

B: el valor provisto por el IPCC, de 0,25 kg CH₄/kg COD)

UF: 0,89, según lo establecido en AMS-III.H.

η_{capch_4} : 90%, valor por defecto propuesto por la metodología AMS-III.H

Respecto del volumen total de líquidos cloacales a utilizar, se procesaron los datos de la base de REDATAM⁴ del Censo 2010 de INDEC, obteniéndose para cada provincia los tipos de desagüe de inodoro por hogar según el total de personas por hogar (crosstab de Desagüe del inodoro por Total de Personas en el Hogar) para el año 2010, por provincia. La tabla de resultados se presenta en anexo.

Posteriormente se seleccionaron aquellos hogares con desagüe a red pública (cloaca) para el año 2010, obteniéndose una aproximación a la población total del año base multiplicando los valores de total de personas por los hogares con acceso a cloaca. Para los casos de “más de 8 hogares” se adoptó un criterio conservador multiplicando la cantidad de hogares por 8.

Posteriormente se realizó una aproximación a la población actual con acceso a redes cloacales extrapolando de manera simplificada la distribución del año base por hogar según las proyecciones de población de INDEC por provincia al año 2022 (Población estimada al 1 de julio según año calendario por sexo. Total, del país. Años 2010-2040⁵),

⁴ <https://redatam.indec.gob.ar/argbin/RpWebEngine.exe/PortalAction?BASE=CPV2010A>

⁵ INDEC. Proyecciones elaboradas en base al Censo Nacional de Población, Hogares y Viviendas 2010.

obteniéndose así una población estimada al año 2022, bajo el supuesto simplificador (y conservador) de que el crecimiento sería homogéneo entre hogares con acceso a cloaca y el resto.

Los resultados se sintetizan en la siguiente tabla:

Provincia	Población	Población con acceso a cloacas
CABA	2,848,225	2,812,498
Buenos Aires	17,171,578	7,575,958
Catamarca	379,849	174,916
Córdoba	3,614,262	1,279,746
Corrientes	1,033,812	552,983
Chaco	1,080,150	284,768
Chubut	603,682	485,698
Entre Ríos	1,331,347	928,825
Formosa	525,677	173,608
Jujuy	718,864	457,523
La Pampa	346,664	207,974
La Rioja	370,577	195,203
Mendoza	1,895,961	1,187,964
Misiones	1,173,239	208,931
Neuquén	625,943	461,282
Río Negro	718,126	443,941
Salta	1,294,415	845,780
San Juan	732,904	204,920
San Luis	486,172	299,515
Santa Cruz	357,912	307,555
Santa Fe	3,401,601	1,501,129
Santiago del Estero	871,502	189,142
Tucumán	1,580,969	717,857
Tierra del Fuego	166,723	131,094
Total, país	43,330,895	21,727,889

Elaboración propia sobre la base de INDEC

Tabla 5 Resultados obtenidos por provincia

ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE BIOGÁS A PARTIR DE CULTIVOS DE COBERTURA

La fotosíntesis es la forma en que la naturaleza almacena carbono. A nivel mundial, la vida vegetal (árboles, arbustos, pastos, cultivos) fija alrededor de 100 mil millones de toneladas de CO₂ al año, >15% del total en la atmósfera. Cuanto más del planeta esté cubierto de vegetación, mayores serán los niveles de CO₂ capturados. Este simple principio sustenta muchas de las acciones solicitadas en el último informe de evaluación del IPCC.

Debido a la materia orgánica que contienen, proveniente de microorganismos y de plantas, el almacenamiento de los suelos puede duplicar o triplicar el carbono almacenado en la atmósfera.

Un incremento en el stock anual de carbono en los suelos agrícolas en un 0,4% en los 40 centímetros más cercano a la superficie del suelo sería, podría equivaler teóricamente a remover las emisiones de carbono causadas por la actividad humana en un año (4.900 millones de toneladas); es decir, haría que la actividad humana fuera neutra en carbono.

Una de las formas de expandir esta superficie fotosintética es realizable por medio de intercalar cultivos de cobertura entre los principales que se cultiven.

Según el relevamiento de tecnología agrícola aplicada —RETAA— del año 2021 (RETAA,2021), Argentina muestra una tendencia creciente en la siembra de cultivos de cobertura o de servicio, sostenida desde la campaña 2014.

El siguiente mapa ilustra la superficie en hectáreas con cultivos de cobertura para la campaña 2019/20. Según el reporte, el total sembrado a nivel país fue de 352 mil hectáreas, lo que equivale al 1,8% de superficie sobre los 19,5 millones de hectáreas con los cultivos de gruesa mencionados previamente, observándose los mayores valores en el sur de Córdoba con 86.900 hectáreas sembradas, seguido por Entre Ríos (58.700 ha de cultivos de cobertura).

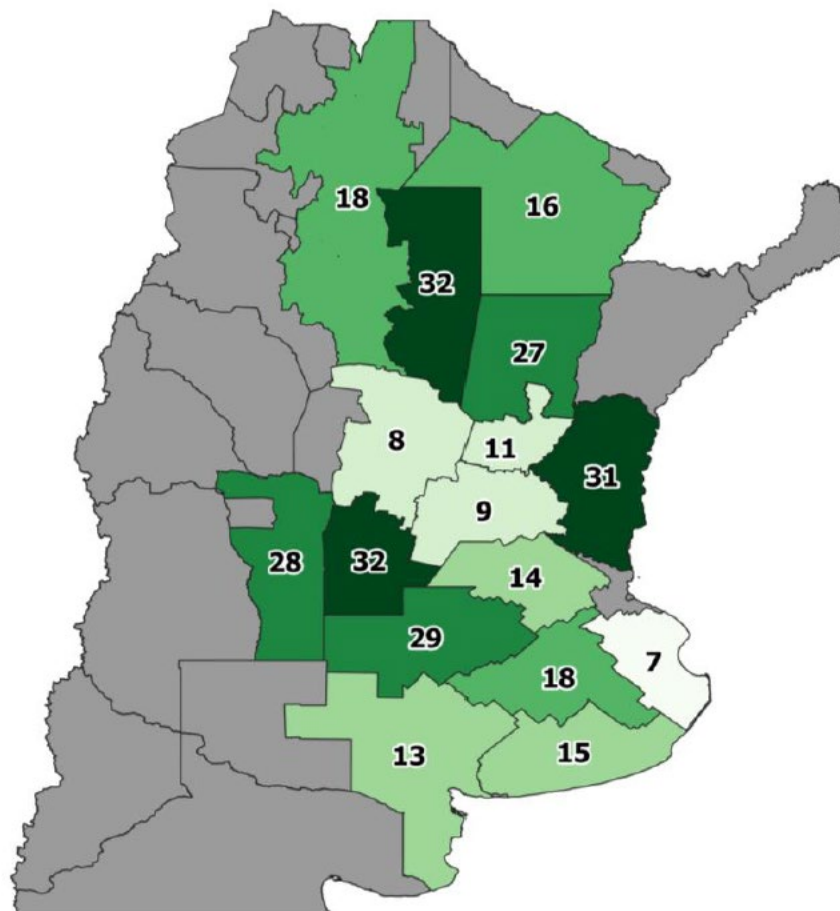


Figura 2 Superficie cultivos de cobertura campaña 2019/20. Fuente: RETAA

Según se desprende de un estudio publicado por el INTA en 2010, la duración del ciclo de crecimiento de los cultivos de cobertura depende de las fechas de siembra y de supresión elegidas. El número de días de crecimiento determinará, por su parte, la cantidad total de materia seca obtenida, el agua consumida para producirla y por consiguiente podrá tener incidencia en el rendimiento del cultivo sembrado a continuación.

Es por esto por lo que el momento de supresión de crecimiento del cultivo de cobertura es un aspecto relevante cuando se define la implementación de la práctica. El momento de control del cultivo de cobertura debe determinarse por su capacidad de acumulación de materia seca, sin descuidar la fecha de siembra del cultivo estival, para no perjudicar el potencial de rendimiento de este último.

Tradicionalmente, y a pesar de su potencial para incrementar la producción de biogás, los planteos de cultivos de cobertura tienen pocas veces en consideración su potencial para servir destinos energéticos.

Entre las ventajas que implicaría una expansión de esta técnica, según un estudio realizado por AAPRESID en 2021, se destacan:

- Generación de macroporosidad.
- Distribución de agua.
- Control de la Erosión hídrica.
- Control de Malezas.
- Aporte de Nitrógeno (N) por fijación biológica
- Aporte de Carbono (C).
- Mejora del Drenaje biológico.
- Almacenaje de agua (Relación transpiración/ evaporación).
- Sincronización de la oferta / disponibilidad de nutrientes con requerimientos del cultivo.
- Reducción de la pérdida de nutrientes por lixiviación de nutrientes.
- Mejora de la captación del agua y mejor manejo y control de recargas del perfil del suelo.
- Reducción del ascenso de sales.
- Mejor cobertura de suelos en planteos de producción de biomasa para silaje con destino a ganado
- Disminución de la temperatura del suelo (Estrés térmico).
- Erosión eólica por cambios en las secuencias de cultivos, fechas de siembra, ciclos, índices de cosecha.
- Anclaje de los residuos de cosecha.

Como desventajas se citan.

- Mayor nivel de manejo.
- Consumo de agua.
- La posible Inmovilización de nitrógeno.

- Dificultades de implantación del cultivo siguiente.
- Hospedantes de plagas y enfermedades.

Como efectos evitables mediante la cosecha de parte de la biomasa aérea con destino a biogás podemos citar:

- El menor uso de herbicidas y disecantes
- La menor emisión de gases efecto invernadero por descomposición a campo de la biomasa aérea.

Son muchas las especies que se emplean como cultivos de cobertura, dependiendo de las necesidades a satisfacer, así como las características del agroecosistema (CREA, 2020). La práctica de mezcla de diferentes especies en consociación permite optimizar la ocupación del nicho ecológico aprovechando mejor todos los recursos disponibles. Dentro de las gramíneas, las especies más comúnmente usadas como coberturas son el centeno (*Secale cereale*), la avena (*Avena sativa*) con amplia disponibilidad de variedades; y el triticale (*Triticum secale*). Asimismo, suelen utilizarse trigo (*Triticum aestivum*), avena negra (*Avena strigosa*), cebada (*Hordeum sp.*) y ryegrass (*Lolium multiflorum*). Entre las especies leguminosas predominan las vicias (*Vicia villosa* y *V. sativa*; la *V. faba*, *V. benghalensis*, *V. dasycarpa*, *V. angustifolia*). Otras leguminosas utilizadas en menor medida son el trébol de color blanco (*Melilotus alba*) y la arveja (*Pisum sativum*).

Existen innumerables ensayos y experiencias estudiando los rendimientos expresados en materia seca por hectárea los cuales oscilan entre cifras de 700 y 11.000 kilos por hectárea, Esto fundamentalmente se encuentra influenciado por:

- La especie o especies consorciadas empleadas
- El ciclo hídrico del año
- Las características del suelo y la rotación
- La densidad de siembra
- El corte del cultivo

A los fines de lograr una aproximación a un valor de producción de biogás mediante el empleo de silaje de cultivos de cobertura se ha tomado como datos conservadores una superficie del 30% del total relevado con un rendimiento promedio de 3000 kg de materia seca por hectárea con un 90 por ciento de sólidos volátiles. Tomando un rendimiento de biogás de 220 m³/TSV nos daría un valor alcanzable de 62,7 millones de m³ por año.

Extrapolando al resto del país el porcentaje de cultivos de cobertura del sudoeste de Córdoba que llegó al 32 % podríamos lograr una superficie total de 6,24 millones de hectáreas que a un rendimiento conservador de 3.000 kg de materia seca y considerando los mismos rendimientos de biogás elevarían el total de producción alcanzable a 1111 millones de metros cúbicos, quedando pendiente para instancias posteriores de este trabajo aproximar en una primera instancia y luego refinar la asignación por provincia de este potencial.

DISTRIBUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE BIOGÁS POTENCIAL POR PROVINCIAS

tep/año	Agrícola (1)					Cobertura(2)		RSU(3)		Cloacales (4)		Total	
	Feedlot	Lechería	Porcinos	Vinasa	Subtotal	Sup real relevada	max teorico	min	max	min	max	Min	Max
Buenos Aires	65,626	15,252	30,065		110,943				84,144.4	13,185	64,871.89	124,128	259,959
CABA					-				14,505.4	5,471	26,919.24	5,471	41,425
Catamarca	591	64	181		836				1,988.7	310	1,522.87	1,146	4,348
Chaco	978	-	2,433		3,411				5,779.2	496	2,439.67	3,907	11,630
Chubut	923	6	605		1,534				3,009.3	772	3,798.96	2,306	8,342
Córdoba	37,830	20,559	28,857		87,246				18,055.5	2,228	10,959.98	89,474	116,261
Corrientes	233	2	789		1,024				5,364.3	978	4,809.56	2,002	11,198
Entre Ríos	8,659	2	7,529		16,190				6,641.4	1,636	8,049.94	17,826	30,881
Formosa	-	-	1,576		1,576				2,893.5	308	1,517.27	1,884	5,987
Jujuy	550	2,531	656	12,594	16,331				3,706.6	786	3,867.76	17,117	23,905
La Pampa	2,470	12	3,823		6,305				1,714.9	370	1,818.13	6,675	9,838
La Rioja	2,264	-	984		3,248				1,900.4	328	1,613.16	3,576	6,762
Mendoza	1,056	1,028	715		2,799				9,555.9	2,056	10,114.47	4,855	22,469
Misiones	1,997	-	859	208	3,064				6,065.1	357	1,758.11	3,421	10,887
Neuquén	503	-	577		1,080				3,204.3	767	3,774.31	1,847	8,059
Río Negro	1,165	12	511		1,688				3,607.5	743	3,657.23	2,431	8,953
Salta	8,061	66	2,377	4,983	15,487				6,869.6	1,422	6,993.83	16,909	29,350
San Juan	217	210	649		1,076				3,754.9	354	1,741.48	1,430	6,572
San Luis	4,174	9	4,518		8,701				2,451.7	505	2,486.30	9,206	13,639
Santa Cruz	424	171	62		657				1,806.7	437	2,149.56	1,094	4,613
Santa Fe	36,419	20,511	21,727	160	78,817				16,898.8	2,697	13,267.14	81,514	108,983
Santiago del Estero	7,242	1,033	749		9,024				4,698.2	330	1,622.71	9,354	15,345
Tierra del Fuego	85	2	10		97				856.6	188	923.69	285	1,877
Tucumán	2,953	152	675	40,942	44,722				8,162.8	1,220	6,003.92	45,942	58,889
Total	184,420	61,622	110,927	58,887	415,856	34,485	611,582		217,636	37,943	186,681	488,284	1,431,755

Elaboración propia

Tabla 6 Resultados totales obtenidos por provincia

La tecnología Biogas se caracteriza por fuertes variaciones en su nivel de emisión por unidad de energía. Estos se deben principalmente a la fuente de biomasa utilizada, la tecnología de producción, así como el tipo de postratamiento de lo digerido ya sea en almacenamiento o en su aplicación. Otra variable importante para tener en cuenta es el vector de energía final, ya que puede ser eléctrico, térmico o biometano.

La RED II de la Unión Europea tiene un análisis en profundidad de las diferentes condiciones de funcionamiento y tipos de materias primas utilizadas en su anexo ^{V36}.

En el caso de la electricidad, se detallan los ahorros de emisiones para los digestores que tienen almacenamiento cerrado del digestor, ahorros por defecto⁶ que van desde el 85% hasta el 219%. Hay que tener en cuenta que en el caso de los residuos animales la Directiva le concede un crédito para el tratamiento de dichos residuos de 45 gCO₂e/MJ (emisiones netas negativas en 45 gramos de CO₂e por MJ de energía).

Los biodigestores que funcionan con estiércol animal y cuya fuente de energía de funcionamiento proviene del propio cogenerador (CHP, de aplicaciones de calor combinado y generación de energía) tienen valores predeterminados de reducción de emisiones del 94% para el almacenamiento de digestión abierta y del 240% para aquellos con esos depósitos cubiertos. La fuerte diferencia se produce en la captura de emisiones residuales de metano y otros gases de efecto invernadero cuando se cierran los depósitos de efluentes de los digestores.

En el caso de la digestión de diferentes tipos de materias primas en biodigestores, la Directiva establece una metodología de cálculo específica.

$$E = \sum_1^n S_n \cdot E_n$$

Donde:

E = emisiones de GEI por biogás MJ o biometano producido a partir de la codigestión de la mezcla definida de sustratos

s_n = Proporción de materia prima n en contenido energético

E_n = Emisiones en gCO₂/MJ para la vía n.

$$S_n = \frac{P_n \cdot W_n}{\sum_2^n P_n \cdot W_n}$$

donde:

⁶ Ahorros Defectos corresponder a los valores que deben aplicarse o considerarse en los cálculos para esas instalaciones fuera de la Unión Europea se obtienen aplicando sobre los valores típicos un factor determinado para cada caso. Los llamados valores típicos que en el caso de que las emisiones sean inferiores se consideran únicamente representativas para los procesos y equipos que operan dentro de la Unión Europea.

p_n = eficiencia energética [MJ] por kilogramo de entrada húmeda de materia prima n. Para el caso del ensilaje de maíz, este valor se fija en 4,16 para el estiércol en 0,5 y para las biomalezas en 3,41.

w_n = factor de ponderación del sustrato n

$$W_n = \frac{I_n}{\sum_1^n I_n} \cdot \left(\frac{1 - AM_n}{1 - SM_n} \right)$$

Dwave:

I_n = Entrada anual al digestor del sustrato n [tonelada de materia fresca]

AM_n = Humedad media anual del sustrato n [kg de agua / kg de materia dulce]

SM_n = Humedad estándar para el sustrato n

En el caso de la codigestión de n sustratos en una planta de biogás para producir electricidad o biometano, las emisiones reales de gases de efecto invernadero de biogás y biometano se calculan de la siguiente manera.

$$E = \sum_1^n S_n \cdot (e_{ec,n} + e_{td,feedstock,n} + e_{l,n} - e_{sca,n}) + e_p + e_{td,product} + e_u - e_{ccs} - e_{ccr}$$

Dónde

E = emisiones totales de la producción de biogás o biometano antes de la conversión de energía

S_n = Cuota de materia prima n, en fracción de la entrada al digestor

$e_{ec,n}$ = emisiones procedentes de la extracción o el cultivo de la materia prima n

$e_{td,materia\ prima,n}$ = emisiones del transporte de la materia prima n al digestor

e_{ln} = emisiones anualizadas derivadas de los cambios en las reservas de carbono causados por el cambio de uso de la tierra, para la materia prima n

e_{sca} = reducción de las emisiones resultante de una mejor gestión agrícola de la materia prima n*

e_p = emisiones procedentes de la transformación

$e_{td,product}$ = emisiones procedentes del transporte y distribución de biogás y/o biometano

e_u = emisiones de combustible en uso, es decir, gases de efecto invernadero emitidos durante la combustión

e_{ccs} = ahorro de emisiones por captura de carbono y almacenamiento geológico;

e_{ccr} = ahorro de emisiones por captura y sustitución de carbono

Potencial del biogás como biocombustible de emisiones negativas

La tecnología de captura y almacenamiento de carbono podría desempeñar un rol relevante en la acción climática global como un complemento a la mitigación, ya que la misma podría no ser suficiente para alcanzar escenarios compatibles con un incremento de la temperatura media global que no supere los 2 grados centígrados, y más aún si se procura mantener ese incremento muy por debajo de ese nivel o incluso en 1,5 grados. Si así fuera, sería posible que la captura y almacenamiento de carbono deba redundar en un almacenamiento de carbono a largo plazo en los suelos, de la misma manera en que los recursos fósiles lo han almacenado en los últimos millones de años.

Según Carbon Neutral Plus Las plantas de biogás podrían convertirse en centros de almacenamiento de carbono. Dado que los desechos orgánicos contienen carbono extraído de la atmósfera, al introducirse este material orgánico en un digestor se captura CO_2 . La tecnología CAC puede posteriormente capturar y almacenar este carbono, evitando que el carbono vuelva a entrar en la atmósfera. Esta combinación de generación de energía y captura de carbono es una de las variantes conocidas como BECCS, es decir, bioenergía con captura y almacenamiento de carbono, según sus siglas en inglés.

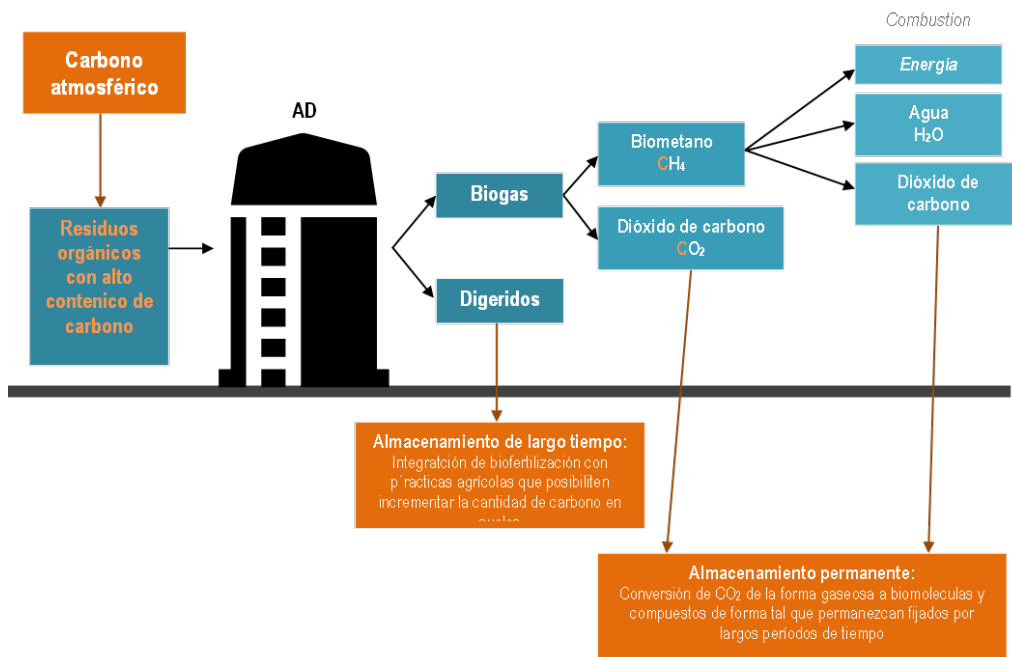


Figura 3 Ciclo representativo del carbono en una planta de biogás. Fuente: Carbon Neutral Plus

Los biodigestores previenen las emisiones de GEI principalmente de tres maneras clave:

- el desplazamiento de combustibles fósiles a través de su generación de biogás
- desplazamiento de fertilizantes artificiales a través de su producción de digestato;
- prevención de emisiones procedentes de residuos en descomposición.

El gobierno del Reino Unido estima que, por cada tonelada de desperdicio de alimentos digerido, se evitan 616 kg de CO₂e emisiones, en comparación con el vertedero.

Emisiones procedentes del tratamiento de aguas servidas:

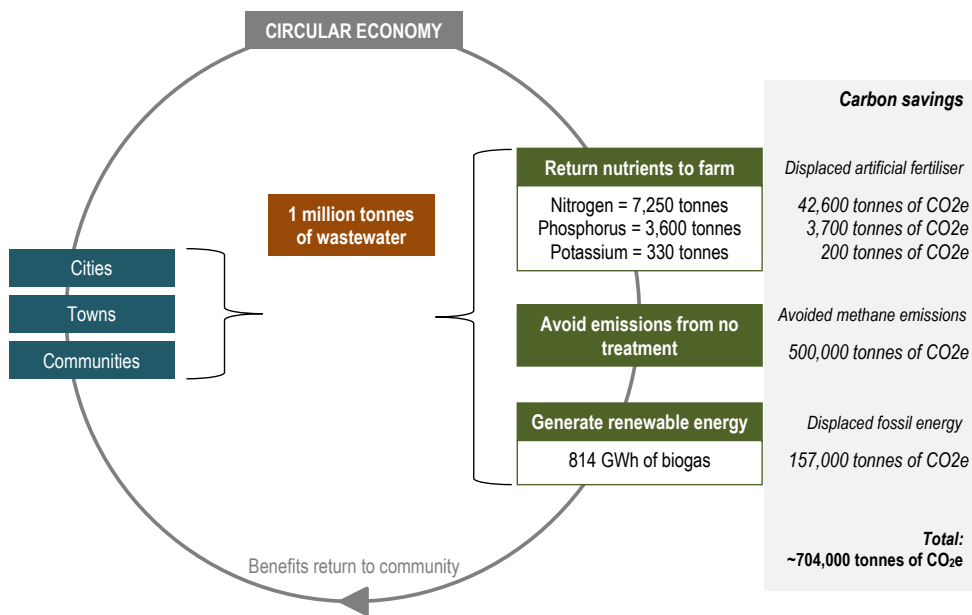


Figura 4 Ahorro posible de carbono bajo el concepto de economía circular

Los valores por defecto para la electricidad siguiendo todos estos procedimientos se establecen en 3 gmCO₂/MJ para el caso de los servidores abiertos y -84 para aquellas plantas que tienen instalaciones de captura de gas en los tanques de fermentación y depósito.⁷ En el caso del uso de otros residuos, los valores se fijan en 44 y 13, respectivamente.

En el caso del biometano, los resultados también varían según la metodología de purificación del biogás utilizadas. Tomando tecnologías de tipo 1⁸, los valores para reservorios abiertos y cerrados se establecen en 22 y -79 gmCO₂/MJ. Para los biorresiduos, estos valores se fijan en 50 y 14 gmCO₂/MJ, respectivamente.

Para la proyección del caso argentino, se estimó la potencialidad de los siguientes sectores:

Agrícola ligada a la producción animal

⁷ El almacenamiento abierto de digestato representa emisiones adicionales de metano que cambian con el clima, el sustrato y la eficiencia de la digestión. En estos cálculos se entiende que las cantidades son iguales a 0,05 MJCH₄/MJbiogas para estiércol, 0,035 MJCH₄/MJbiogas para maíz y 0,01 MJCH₄/MJbiogas.

⁸ Esta categoría incluye las siguientes tecnologías utilizado en la depuración desde biogás hasta biometano: Adsorción por Oscilación de Presión (PSA), Lavado con Agua Presurizada (PWS), Membranas, Lavado Físico Criogénico y Orgánico (OPS). Incluye una emisión de 0,03 MJCH₄/MJbiometano para la emisión de metano en residuos gases.

- Agroindustrias significativas dentro del territorio
- Residuos sólidos urbanos de las poblaciones más importantes
- Tratamiento de aguas cloacales de ciudades seleccionadas
- Cultivos de cobertura

Estas materias primas podrían complementarse en muchos casos utilizando diversos residuos⁹ de la agricultura y la industria agrícola. En cuanto a la característica de los reservorios de digestato, se supone que, en una primera etapa a efectos de determinar un factor de emisión global, estos estarían abiertos.

FACTORES DE EMISIÓN UTILIZADOS

A los fines de estimar la contribución a la mitigación del biogás, aplicando la corrección por poder calorífico inferior a los cortes definidos por cada escenario, se cuantificaron los fósiles desplazados por los recortes evaluados para 2030, así como las emisiones netas evitadas por cada una de estas trayectorias aplicando los factores de emisión del ciclo de vida tanto de los combustibles fósiles como del biogás, según los siguientes valores

biocarburante	Emisiones medias de combustible gCO ₂ /MJ
Biogas para electricidad	18,8 ¹⁰
Biometano de plantas biogás	22,0

Tabla 7 Valores de emisión incluyendo su ciclo de vida utilizado a partir de 10 años de estudios sobre cadenas productivas y de procesamiento en Argentina.

Los valores de referencia publicados por el Ministerio de Energía respecto al cálculo de emisiones 2018⁵⁶ y las densidades del documento sobre balances energéticos provinciales 2015-2016⁵⁷ dan como resultado valores de emisión que solo contemplan la quema de combustibles, con valores muy inferiores a los de un análisis de ciclo de vida.

Con el fin de hacer una comparación equivalente con el biogás, se realizó un primer enfoque simplificado y conservador al análisis del ciclo de vida de los combustibles fósiles basado en las emisiones fugitivas y de fabricación de combustibles disponibles en el Inventario de Gases de Efecto Invernadero publicado en 2019 por la entonces Secretaría de Gobierno de Medio Ambiente y el Desarrollo Sostenible (SGAYDS 2019).

A este respecto, para el caso de los combustibles derivados del petróleo (en este caso particular, GLP, o gas licuado de petróleo), tanto las subactividades de emisiones fugitivas procedentes de la fabricación de combustibles correspondientes a la cadena del petróleo (1B2a) como¹¹ las actividades de combustión que apoyan el refinado de

⁹ la Dirección estipula que en el caso de los residuos lo que sea la fuente el factor de emisión sería 0.

¹⁰ Información basada en plantas biogás funcionando con ensilaje de maíz y estiércol dado la energía total generada.

¹¹ Incluye, de acuerdo con las definiciones de las categorías transcritas del IPCC2006 en la hoja de cálculo que contiene la serie INGEI 1990-2016 publicada por SGAYDS:

1B2ai: Emisiones de gases de ventilación y flujos de residuos de gas / vapores vinculados en instalaciones petroleras,

productos petrolíferos, incluida la quema in situ para la generación de electricidad y calor para uso propio, pero excluyendo se incluyeron las emisiones evaporativas que ocurren en la refinería, que se informan en 1B2a.

Estas emisiones se presentan en la siguiente tabla.

subcategoría	CO2	CH4	N2O	total
MtCO2e				
1A1b	5,053	0,002	0,005	5,060
1B2ai	0,003	0,545		0,549
1B2aii	1,474	0,019	0,007	1,500
1B2aiii1	0,004	0,001	0,000	0,004
1B2aiii2	0,001	0,189		0,190
1B2aiii3	0,000	0,002		0,002
1B2aiii4	-	0,007		0,007
total	6,535	0,765	0,012	7,311

Tabla 8 Valores de las emisiones fugitivas vinculadas a la cadena petrolera y a las actividades de combustión que apoyan el refinado de productos petrolíferos. Año 2016q Elaboración propia basada en SGAYDS 2019.

Cabe señalar que, según consta en la documentación oficial, y debido a la falta de disponibilidad de datos, los datos de la subactividad 1B2aiii5, que corresponde a la distribución de productos petrolíferos, asociados con el transporte y la distribución de productos refinados, incluidos los de terminales a granel e instalaciones minoristas, o las pérdidas por evaporación en las actividades de almacenamiento, llenado y descarga, no están incluidos. Estas emisiones, que pueden ser significativas y no contabilizarse en el ejercicio en curso según un criterio conservador, deben cuantificarse en instancias posteriores.

Posteriormente, el valor obtenido, que sumaron para 2016 el 7. 311 MtCO2e, se dividió por el contenido energético de los productos en la producción de la refinería de acuerdo con el Balance Energético Nacional de ese año (BEN 2016), que totalizó 26. 413 ktep, equivalente a 1.105,9 TJ, obteniendo un valor de 6. 43 tCO2e/TJ, considerándose de

1B2aii: Emisiones de la quema de antorchas de gas natural y flujos de residuos de gas / vapor en instalaciones petroleras.

1B2aiii1: Emisiones fugitivas (excluyendo la ventilación y la quema de antorchas) de la perforación de pozos petroleros, las pruebas de producción de tuberías de perforación y el agotamiento de pozos.

1B2aiii2: Emisiones fugitivas de la producción de petróleo (excluida la ventilación y la quema de antorchas) que tienen lugar en la boca del pozo en las arenas bituminosas o en las minas de esquisto hasta el inicio del sistema de transmisión de petróleo. Incluye las emisiones fugitivas vinculadas a los servicios prestados a pozos, arenas bituminosas o extracción de petróleo en minas de esquisto, transporte de producción no tratado (es decir, efluentes de pozos, emulsiones, esquisto y arenas bituminosas) a instalaciones de tratamiento o extracción, actividades en instalaciones de extracción y refinación, sistemas de reinyección de gas asociados y sistemas de eliminación de aguas residuales. Las emisiones fugitivas de las refinerías se agrupan con las emisiones de producción en lugar de las emisiones de refinación, ya que las refinerías a menudo se integran en las instalaciones de extracción y sus contribuciones de emisión son difíciles de establecer. Sin embargo, las refinerías también pueden integrarse en refinerías, plantas de cogeneración u otras instalaciones industriales y, en estos casos, puede ser difícil establecer sus contribuciones de emisión.

1B2aiii3: Emisiones fugitivas (excluidas las emisiones de ventilación y la quema de antorchas) relacionadas con el transporte de petróleo crudo para su comercialización (incluidas las convencionales, pesado y petróleo crudo sintético y alquitrán) para refinerías y refinerías. Los sistemas de transporte pueden incluir oleoductos, petroleros, petroleros y vagones cisterna. Las pérdidas evaporativas en las actividades de almacenamiento, llenado y descarga y las fugas en equipos fugitivos son las principales fuentes de estas emisiones.

1B2aiii4: Emisiones fugitivas (excluidas las emisiones de reflujo y quema de antorchas) en refinerías de petróleo. Las refinerías procesan petróleo crudo, gases naturales líquidos y crudo sintético para producir productos finales refinados (por ejemplo, combustibles y lubricantes). Cuando las refinerías se integran con otras instalaciones (por ejemplo, refinerías o plantas de cogeneración), puede ser difícil establecer sus contribuciones a las emisiones.

manera simplificada una asignación homogénea de las emisiones fugitivas de la cadena petrolera y de la quema de combustibles en refinería entre todos los productos obtenidos en el centro de transformación.

Estas emisiones adicionales por unidad de energía se sumaron a las emisiones de combustión de nafta y diésel para el transporte utilizadas en los Informes Bienales de Actualización de la República Argentina, con base en las directrices del IPCC de 2006, y tomando los potenciales de calentamiento global (GWP) utilizados en el BUR (correspondiente al Segundo Informe de Evaluación del IPCC, o SAR).

Los resultados obtenidos se presentan a continuación:

Combustibles fósiles	Emisiones medias de combustible gCO ₂ /MJ
Gasolina	78,74
Aceite de Diesel	81,82

Tabla 9 Valores de los factores de emisión incluyendo su ciclo de vida utilizados para los combustibles fósiles líquidos en Argentina

En cuanto a la coherencia de esta información con los valores de referencia internacionales, cabe destacar que la Unión Europea en el caso de la nafta ha aumentado el factor de emisión durante el último año para los combustibles líquidos utilizados en el transporte de 83,8 a 94 con un aumento de más del 12%. EU RED ¹⁴¹, estos valores presentados para Argentina están entre 12,9% y 16% por debajo de estos valores de referencia.

Cabe señalar, sin embargo, que este resultado no se presenta con el propósito de expresar o implicar que las emisiones del ciclo de vida de los combustibles fósiles en Argentina son inferiores a las de referencia de la Unión Europea, sino que se ha adoptado un enfoque conservador que, como se mencionó, excluye por falta de información las emisiones de GEI vinculadas a la distribución de productos derivados del petróleo. tampoco se han establecido aún factores de emisión en Argentina con datos locales para la producción no convencional de hidrocarburos.

Se llevó a cabo un procedimiento similar para la cadena del ciclo de vida del gas natural, incluidas tanto las subactividades de las emisiones fugitivas derivadas de la fabricación de combustibles correspondientes a la cadena del gas natural (1B2b) ¹² como las

¹² Incluye, de acuerdo con las definiciones de las categorías transcritas del IPCC2006 en la hoja de cálculo que contiene la serie INGEI 1990-2016 publicada por SGAYDS:

1A3ei: Transporte por tuberías, emisiones relacionadas con la quema de estaciones de bombeo y mantenimiento de tuberías. El transporte por tubería incluye el transporte de gases, líquidos, desechos de aguas residuales y otros productos básicos. Se excluye la distribución de gases, agua o vapor, naturales o procesados, desde el distribuidor hasta los usuarios finales.

1B2bi3: Procesamiento de ventilación, categoría generada para separar por etapas.

1B2bi4: Ventilación Transmisión y almacenamiento, categoría generada para separar las rejillas de ventilación por etapas.

1B2bii1: Exploración de quema de antorchas.

1B2bii2: Producción de quema de antorchas.

1B2bii3: Procesamiento de quema de antorchas.

1B2biii2: Producción, emisiones fugitivas (excluida la ventilación y la quema de antorchas) desde la boca del pozo de gas hasta la entrada de las plantas de procesamiento de gas o, cuando no se requiera procesamiento, a los puntos de conexión en los sistemas de transmisión de gas. Incluye las emisiones fugitivas vinculadas a los servicios de pozos, la recolección de gas, el procesamiento y las emisiones asociadas. agua residual y actividades de eliminación de gases ácidos.

1B2biii3: Procesamiento, emisiones fugitivas (excluidas las emanadas de la ventilación y la quema de antorchas) de las instalaciones de procesamiento de gas.

actividades de combustión resultantes de la quema de combustible utilizado para el transporte por tubería (1A3ei).

Las emisiones de estas subcategorías se presentan en el cuadro que figura a continuación.

subcategoría	CO2	CH4	N2O	total
MtCO2e				
1A3ei	1,713	0,001	0,001	1,714
1B2bi3	2,773	-	-	2,773
1B2bi4	0,000	0,172	-	0,173
1B2bii1	0,001	0,000	0,000	0,001
1B2bii2	0,062	0,001	0,000	0,064
1B2bii3	0,158	0,002	0,001	0,161
1B2biii2	0,002	2,853	-	2,855
1B2biii3	0,001	0,216	-	0,217
1B2biii4	0,000	0,440	-	0,440
1B2biii5	0,004	1,567	-	1,570
total	4,714	5,252	0,002	9,968

Tabla 10 Valores de las emisiones fugitivas vinculadas a la cadena de gas natural y a las actividades de combustión utilizadas para el transporte por gasoducto. Año 2016

Posteriormente, el valor obtenido, que sumaron para 2016 los 9.968 MtCO₂e, se dividió por el contenido energético de gas natural distribuido por redes en 2016 según el Balance Energético Nacional de ese año (BEN 2016), que totalizó 36,256.7 ktep, equivalente a 1,518 TJ, obteniendo un valor de 6.57 tCO₂ e/TJ, considerando de manera simplificada una asignación homogénea de las emisiones fugitivas de la cadena del gas natural entre todo el gas natural distribuido por redes, incluido el de origen importado.

Estas emisiones adicionales se sumaron a las emisiones de combustión de gas natural tanto para los regímenes de transporte como estacionarios utilizados en los Informes Bienales de Actualización de la República Argentina, basados en las directrices del IPCC 2006, y tomando los potenciales de calentamiento global (GWP) utilizados en el BUR (correspondiente al Segundo Informe de Evaluación del IPCC, SAR).

Sobre el gas licuado de petróleo (GLP), aunque surge tanto de las cadenas del petróleo como del gas natural, como simplificación, se le han asignado emisiones fugitivas por unidad de energía secundaria en la producción de la refinería de la cadena petrolera.

Los resultados obtenidos se presentan a continuación:

1B2biii4: Transmisión y almacenamiento, emisiones fugitivas de los sistemas utilizados para transportar gas natural procesado a los mercados (es decir, a los consumidores industriales y a los sistemas de distribución de gas natural). Esta categoría también debe incluir las emisiones fugitivas de los sistemas de almacenamiento de gas natural.

1B2biii5: Distribución, emisiones fugitivas (excluidas las de ventilación electrónica y la quema de antorchas) procedentes de la distribución de gas natural a los usuarios finales.

Combustibles fósiles	Emissiones medias de combustible gCO ₂ /MJ
Gas natural (redes)	62,72
Transporte a GNC	65,53
GLP	63,89

Tabla 11 Valores de los factores de emisión incluyendo su ciclo de vida utilizado para el gas natural y el GLP en Argentina.

ESTIMACIÓN EXPEDITA DEL POTENCIAL DE REDUCCIÓN DE EMISIONES DE LA PRODUCCIÓN POTENCIAL DE BIOGÁS Y BIOMETANO

En esta sección se presenta una estimación expedita del potencial de reducción neta resultante de la sustitución del gas natural para el consumo final en formas fijas y móviles, el gas natural para la generación de electricidad y el GLP para usos estacionarios, sobre la base de los potenciales de producción bruta presentados en la sección correspondiente.

El ejercicio expedito que se muestra a continuación cuantifica el potencial de reducción bruta resultante si toda la producción potencial pudiera ser utilizada mediante la sustitución de diferentes combustibles gaseosos fósiles, por cuatro combinaciones de combustible y uso, situándose entre 0,83 MtCO₂e y 2,63 MtCO₂e.

	sustitución fósil	energía		Factor de emisión fósil gCO ₂ e/MJ	Factor de emisión biogas gCO ₂ e/MJ
		Bajo TJ	Alto TJ		
Generación de electricidad	Red gas n	20.430	59.905	62,72	18,8
	Red gas n	20.430	59.905	62,72	22,0
Consumo final	GNC	20.430	59.905	65,53	22,0
	GLP	20.430	59.905	63,89	22,0

Tabla 12 Factores de emisión y usos energéticos y fuentes potencialmente sustituibles.

Como se muestra en el cuadro siguiente, el pleno aprovechamiento del potencial estimado en este trabajo podría resultar, dependiendo de la combinación de usos y combustibles a sustituir, en una reducción de emisiones entre 0,83 y 1,57 MtCO₂e.

	sustitución fósil	Emisiones netas evitadas por unidades gCO ₂ e/MJ	potencial	
			Bajo MtCO ₂ e	Alto MtCO ₂ e
Generación de electricidad	Red gas n	43,92	0,897	2,631

Consumo final	Red gas n	40,72	0,832	2,439
	GNC	43,53	0,889	2,608
	GLP	41,89	0,856	2,509

Tabla 13 Potencial de mitigación del biogás según las diferentes fuentes de energía y fuentes de energía potencialmente en un escenario de máxima penetración.

Elaboración propia

Asimismo, y dada la heterogeneidad de las características fisicoquímicas del producto, las siguientes tablas presentan sensibilidades de las emisiones a la variación de los factores de emisión a utilizar, tanto para biocombustibles como para combustibles fósiles sustituidos, obteniendo un rango de emisiones evitadas (para todas las combinaciones) desde 0,51 MtCO₂e hasta 3,59 MtCO₂e anuales.

sustitución		25%	0%	-25%
MtCO ₂ e evitado				
Generación de electricidad	Red gas n	0,801	0,897	0,993
Consumo final	Red gas n	0,720	0,832	0,944
	GNC	0,777	0,889	1,002
	GLP	0,743	0,856	0,968

Tabla 14 Sensibilidad a las variaciones en el factor de emisión de biogás, expresada en relación con los factores utilizados, para escenario bajo de producción. Elaboración propia

sustitución		25%	0%	-25%
MtCO ₂ e evitado				
Generación de electricidad	Red gas n	2,349	2,631	2,913
Consumo final	Red gas n	2,110	2,439	2,769
	GNC	2,278	2,608	2,937
	GLP	2,180	2,509	2,839

Tabla 15 Sensibilidad a las variaciones en el factor de emisión de biogás, expresada en relación con los factores utilizados, para escenario alto de producción. Elaboración propia

sustitución		-25%	0%	25%
MtCO ₂ e evitado				
Generación de electricidad	Red gas n	0,577	0,897	1,218
Consumo final	Red gas n	0,512	0,832	1,152
	GNC	0,555	0,889	1,224

GLP	0,529	0,856	1,182
-----	-------	-------	-------

Tabla 16 Sensibilidad a las variaciones en el factor de emisión del combustible fósil a sustituir, expresada en relación con los factores utilizados, para escenario bajo de producción. Elaboración propia

		sustitución	-25%	0%	25%
		MtCO2e evitado			
Generación de electricidad	Red gas n	1,692	2,631	3,570	
Consumo final	Red gas n	1,500	2,439	3,379	
	GNC	1,626	2,608	3,589	
	GLP	1,553	2,509	3,466	

Tabla 17 Sensibilidad a las variaciones en el factor de emisión del combustible fósil a sustituir, expresada en relación con los factores utilizados, para escenario alto de producción. Elaboración propia

RELACIÓN ENTRE LA CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN ESTIMADA Y LAS NDC Y ODS DE ARGENTINA

CONTRIBUCIONES DETERMINADAS A NIVEL NACIONAL (NDC)

En el marco de los compromisos asumidos por Argentina en materia de mitigación del cambio climático, en concordancia con las decisiones 1/CP.19 y 1/CP.20, Argentina presentó en octubre de 2015 ante la Convención Marco de las Naciones Unidas Sobre el Cambio Climático (CMNUCC), su primera Contribución Prevista y Determinada a Nivel Nacional²⁵ (INDC, o *Intended Nationally Determined Contribution*, por sus siglas en inglés). En septiembre de 2016, una vez ratificado por Argentina el Acuerdo de París, dicha INDC se convirtió en su primera Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC, por sus siglas en inglés).

En 2016, durante la COP26 (vigésimo segunda Conferencia de las Partes del Protocolo de Kioto), el país presentó la actualización de su NDC, incrementando su ambición respecto de la primera. La actualización de la NDC de Argentina estableció una meta absoluta de no exceder la emisión neta de 483 millones de toneladas de dióxido de carbono equivalente (MtCO₂e) en el año 2030 (TERCER BUR, 2019).

En el año 2017 comenzó a desarrollarse el Sistema Nacional de Monitoreo de Medidas de Mitigación, con el objetivo de dar seguimiento a la implementación de las medidas incluidas en los planes sectoriales, en línea con los requerimientos para el reporte internacional.

En el año 2020 Argentina anunció una estrategia de reconstrucción nacional post pandemia del COVID-19, basada en el desarrollo *sostenible e inclusivo*. Se propuso, según el texto oficial, y en el marco el marco de la Ley 27.520²¹ (Presupuestos Mínimos de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático Global), de 2019, “fortalecer el marco

institucional del Gabinete Nacional de Cambio Climático y particularmente la articulación con las provincias y la sociedad civil, *asegurando la participación pública con el fortalecimiento del liderazgo de las autoridades de los distintos ministerios para integrar la agenda climática dentro de las políticas sectoriales*”.

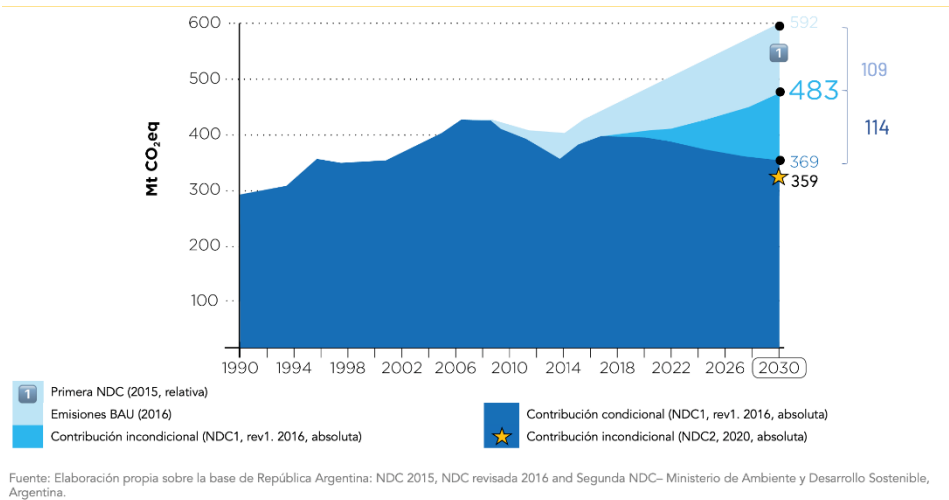


Figura 5 Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional por Argentina y sus metas de emisiones a 2030²⁶

Durante la Cumbre de Ambición Climática en el quinto aniversario del Acuerdo de París, Argentina anunció² sus intenciones de reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero hacia el año 2030 incrementando progresivamente su ambición respecto de las NDC anteriores, en línea con el párrafo 11 del Artículo 4 del Acuerdo de París. La segunda Contribución Determinada a Nivel Nacional¹ por Argentina estableció una meta absoluta de no exceder las 358,8 MtCO₂e de GEI al año 2030.

Asimismo, Argentina ratificó su compromiso para elaborar su estrategia de desarrollo a largo plazo (LTS, por sus siglas en inglés) con el objetivo de alcanzar un desarrollo neutral en carbono en el año 2050, y trabajar en la actualización del Plan Nacional de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático²⁷ (PNAMCC). El Pnamcc, especialmente ligado a los sectores energético y agrícola resulta en un instrumento de gran relevancia en función de las definiciones y estrategias que se definirían a lo largo del año 2021. De alcanzarse aquel objetivo establecido para el año 2030, Argentina limitaría sus emisiones de GEI de manera incondicional a un nivel 25,7% que se encontraría por debajo del comprometido en 2016.

Esta nueva NDC busca alinearse con el objetivo del Acuerdo de París de limitar el incremento de la temperatura media global muy por debajo de los 2 grados centígrados sobre la era preindustrial, declarando la evaluación de opciones que le permitan incrementar su ambición para limitarlo muy por debajo de 1,5 grados. Los ejes de implementación de la nueva contribución, según la documentación oficial, serían “la promoción de la transición energética, el transporte sostenible, la preservación de ecosistemas —bosques, humedales, océanos, entre otros—, la transformación productiva sostenible en sector de agricultura, ganadería e industria, y la mejora en la gestión integral de residuos”. Asimismo, en materia de adaptación, se plantea

“fortalecer la sensibilización, la construcción de capacidades y la implementación de medidas de reducción de vulnerabilidad en las comunidades, la infraestructura y los sistemas productivos”.

En el documento no se establece ninguna acción específica relacionada con la incorporación o incremento de la participación de los biocombustibles en el sector transporte o en la generación de electricidad.

Las innovaciones están centradas en el hidrógeno (con seis menciones), pero no existe mención a la oportunidad que tiene Argentina en el campo del biometano (no considerada), mientras que sobre bioetanol y biodiesel son solo mencionados.

Dicho documento especifica que, en línea con este objetivo y en conformidad con la invitación del Acuerdo de París en su artículo 4.19 y en la decisión 1/CP.21, párrafo 35, la República Argentina presentará en el 2021 su Estrategia de Desarrollo y con Bajas Emisiones de Gases de Efecto Invernadero a Largo Plazo (LEDS-LTS, por sus siglas en inglés). En este sentido, este documento pretende realizar aportes mediante la cuantificación y el análisis sobre una potencial participación creciente de los biocombustibles gaseosos en dicha contribución.

OBJETIVOS DESARROLLO SOSTENIBLE- ODS

En 2015 los países miembros de la Organización de las Naciones Unidas adoptaron, como una “extensión” de los Objetivos del Milenio (ODM) un conjunto de objetivos globales para *erradicar la pobreza, proteger el planeta y asegurar la prosperidad para todos como parte de una nueva agenda de desarrollo sostenible*²⁸. Estos objetivos tienen asociados indicadores y metas (luego ampliadas) que deben alcanzarse en los próximos 8 (entonces 15) años. Para alcanzar estas metas, diversos actores cumplen diferentes roles, tanto del sector público y privado. Los ODS presentan, a su vez, interacciones y vinculaciones fuertes o débiles entre sí, puesto que en ciertos casos la afectación de una de las métricas involucradas con un objetivo podría implicar sinergias o bien conflictos en uno o más los demás, con efectos potencialmente positivos o negativos, directos o indirectos sobre la sostenibilidad medio ambiental, económica y social.

La Agenda 2030 y sus Objetivos de Desarrollo Sostenible²⁹ marcan un esfuerzo internacional para abordar el desarrollo sostenible utilizando un enfoque holístico con 17 objetivos y 169 submetas que integran las dimensiones ambientales, económicas y sociales de la sostenibilidad de manera sistémica, y se aplican a los países en desarrollo y desarrollados por igual. Debido a su naturaleza sistémica, el marco de los ODS presenta interconexiones complejas entre diferentes objetivos y metas, por lo que las acciones políticas y sus procesos de toma de decisiones subyacentes pueden tener impactos sinérgicos e involuntarios (también llamados compensaciones) y resultados entre sectores. De hecho, la investigación ha indicado que hay más de 2.500 interrelaciones positivas entre los ODS y 1.000 posibles compensaciones. Por esta razón, es esencial obtener una mejor comprensión de estas interacciones con el fin de crear una base de conocimiento profunda, que pueda ayudar a las partes interesadas en su toma de decisiones. Abordar las interrelaciones requiere conversaciones que exploren cómo las

políticas de diferentes áreas sectoriales pueden alinearse para apoyar la reducción de la pobreza, los derechos humanos y el medio ambiente.

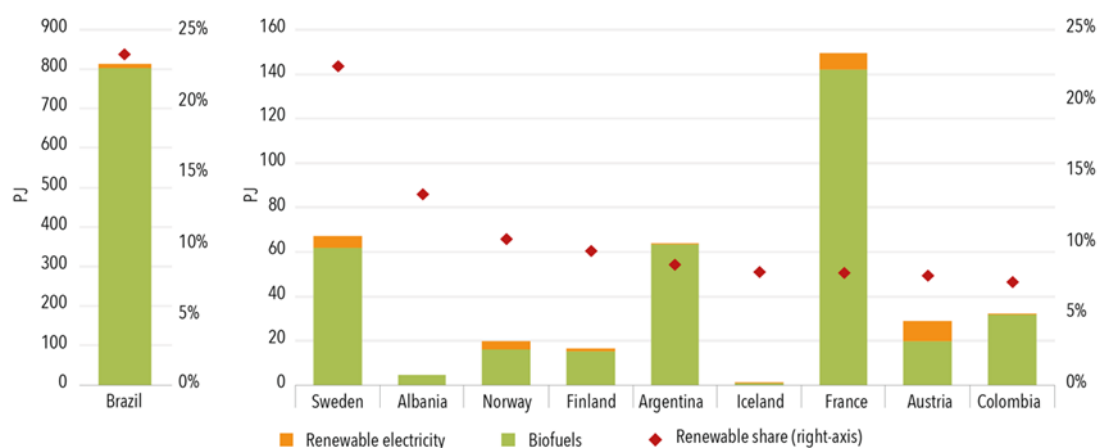
Según el Consejo Nacional de Coordinación de Políticas Sociales (CNCPS), la Argentina, al suscribir la Agenda 2030, se comprometió con su implementación y con el establecimiento de un proceso sistemático de seguimiento y análisis de los progresos hacia el alcance de los ODS. Tras la presentación del primer informe voluntario nacional de la República Argentina³⁰ se acordó el marco del monitoreo y se estableció la conformación operativa de dos grupos de trabajo coordinados por el CNCPS.

A comienzos de 2019 Argentina publicó el *Meta data argentino ODS*³¹, que incluye las fichas técnicas con la metodología para el cálculo de los 242 indicadores de seguimiento que conforman en la actualidad la Agenda Nacional.

En el caso de la energía, el ODS de mayor relevancia es el 7: “Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna”. El indicador 7.2.1 y su meta asociada establecen de incrementar el porcentaje de la energía renovable sobre el consumo final total de energía.

Argentina estableció, según se recoge del segundo informe³², presentado en 2020 el objetivo para 2030 de alcanzar el 16,3% del consumo final total de energía satisfecho mediante energías renovables, encontrándose en 2018 a niveles del 11,7%.

Asimismo, el último informe de actualización de las Agencias Custodias del ODS 7 destaca que Argentina en 2018 era el sexto país a nivel mundial en términos de participación de las fuentes renovables en transporte en términos relativos por unidad de energía y cuarto en términos absolutos.



Source: IEA 2020b; UNSD 2020.

Figura 6 Principales países según participación de las fuentes renovables de energía en transporte en 2018³³

Como toda actividad, los biocombustibles no escapan al análisis bajo este marco de metas e indicadores mundiales. Diversas organizaciones están trabajando el tema siendo uno de los más avanzados el realizado por el Joint Research center de la Unión Europea³⁴ (JRC). Los análisis son muy complejos dadas las múltiples conexiones entre las políticas y acciones implementadas, así como la multiplicidad de actores y los pluri-impactos de cada producto o servicio promovido. Para facilitar el análisis, se han desarrollado modelos y herramientas de asistencia.

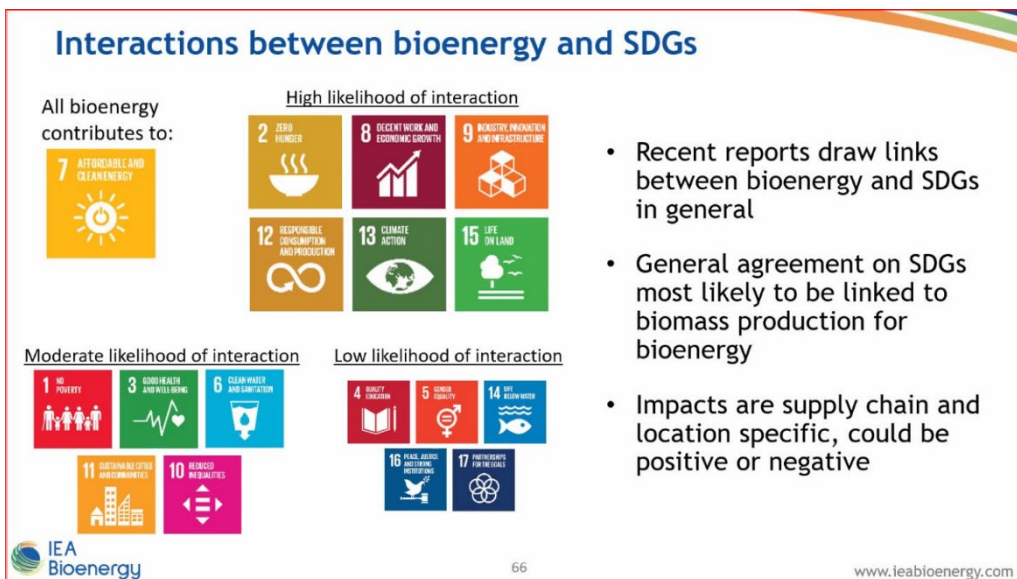


Figura 7 Desarrollo de interacciones generadas por los biocombustibles desarrollado por la Unión Europea y la Agencia internacional de la energía Fuente IEA³

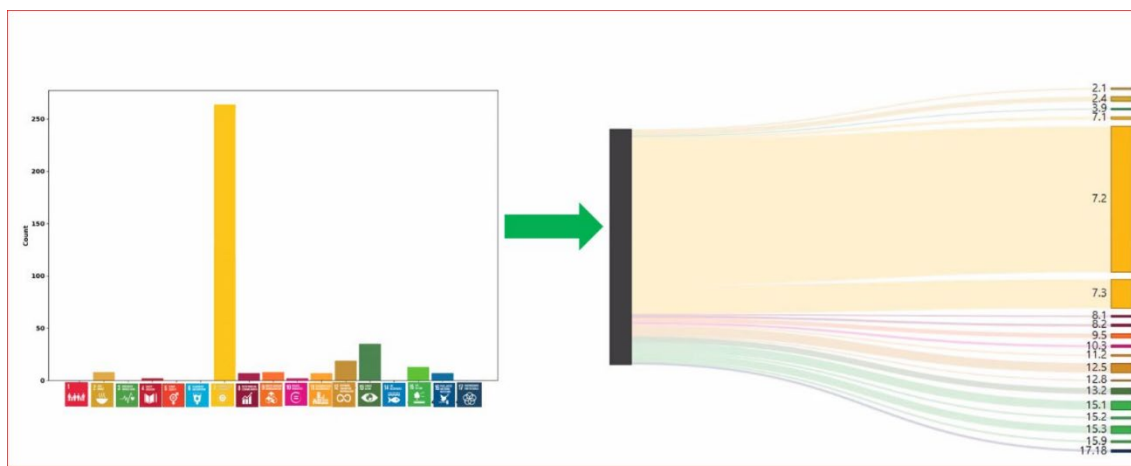


Figura 8 Estudio específico de la política de biocombustibles de la directiva d la Unión Europea a los diferentes ODS en magnitudes comparativas.

En el caso de los biocombustibles, existen impactos muy evidentes hacia alguno de los objetivos como el 13 de acción climática o el 7 sobre acceso a energías limpias³. Esto está relacionado a los beneficios ligados a la reducción de emisiones, en las que se centra el presente trabajo, así como en la posibilidad de incrementar la seguridad de abastecimiento energético y reducir la dependencia de aportes externos de combustibles un claro y creciente problema de la Argentina con un déficit crónico de divisas.

La agencia internacional de la energía emite un informe anual sobre el avance del objetivo 7 de los diferentes países³.

Existen efectos indirectos o “trade-off” poco visibles como la posibilidad de incrementar la disponibilidad de alimentos a partir de la conversión en biorefinerías de granos, como es claro el ejemplo en el maíz y la soja en la Argentina, con la producción de coproductos de alto contenido proteico y energético.

La Argentina tienen una oportunidad significativa para aprovechar sus ventajas comparativas para la generación y uso de diferentes biocombustibles con tecnologías ya conocidas y presentes en el país lo cual garantiza un mayor desarrollo y una menor dependencia de factores externos. Se trata de una solución ganar-ganar que contribuye al mismo tiempo a varios indicadores 1,2,3,6,7,8,9,10,11,12 y 15 de desarrollo sostenible planteados por Naciones Unidas.

OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE



Figura 9 Objetivos del desarrollo sostenible afectados positivamente por los biocombustibles.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Biocombustibles																	
Positivos Directos																	
Positivos Indirectos																	
Negativos Indirectos																	

Figura 10 Análisis comparado de efectos positivos y negativos

A continuación, se detallan las metas e indicadores de Argentina respecto de los ODS, así como su posicionamiento relativo a nivel mundial.



Tabla 7.1. Indicadores de seguimiento, líneas de base y metas intermedias y finales

Indicador	Línea de base		Año			Meta intermedia		Meta 2030
	Año	Valor	2016	2017	2018	Año	Valor	
7.1.1. Porcentaje de población que tiene acceso a la electricidad	2010	98,8	---	---	---	2019	99,3	99,5
7.1.2.* Porcentaje de la población con acceso a los combustibles limpios para cocción.	2010	97,2	---	---	---	2019	97,5	97,8
7.2.1. Porcentaje de la energía renovable en el consumo final total de energía.	2016	10,3	10,2 (+)	11,3	11,7	2019	10,9	16,3
7.3.1. Intensidad energética medida en términos de oferta interna de energía total y el PBI (Ktep/millones de pesos de 2004)	2016	0,1196	0,11931 (+)	0,11506	0,11625	2019	0,1151	0,098

Notas: El asterisco identifica indicadores desagregados de los internacionalmente convenidos y adicionales propuestos por la Argentina. **Fuentes:** Indicador 7.1.1. Censo Nacional de Población, Hogares y Viviendas, INDEC (Cuestionario Ampliado). Indicador 7.1.2.* Censo Nacional de Población, Hogares y Viviendas, INDEC (Cuestionario básico). Indicador 7.2.1. Balance Energético Nacional, Secretaría de Gobierno de Energía. Indicador 7.3.1. Balance Energético Nacional, Secretaría de Gobierno de Energía; Estudio de Prospectiva escenarios 2025, Secretaría de Gobierno de Energía y Producto Bruto Interno en millones de pesos a precios de 2004, INDEC.

Figura 11 Metas e indicadores de Argentina frente al objetivo 7 de energía asequible y no contaminante³⁵

Como puede observarse en los siguientes gráficos, Argentina se encuentra bien posicionada respecto de ciertos indicadores de acceso a la energía eléctrica y a combustibles limpios para cocinar, por encima del promedio mundial y de la región.

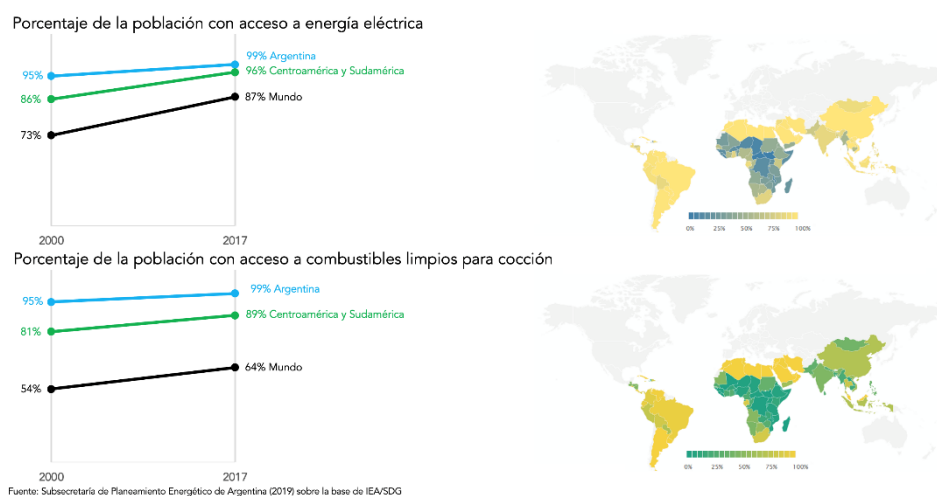


Figura 12 Posición relativa de Argentina respecto de indicadores vinculados con el acceso a la energía²⁶

Respecto de la intensidad energética del PIB (medida como unidad de energía consumida por punto del Producto Interno Bruto), Argentina se encuentra por debajo del promedio mundial y ligeramente por encima de la región, mientras que en el caso de la participación de las fuentes renovables de energía en el consumo final (nótese que esto no se refiere a la generación de energía eléctrica, sino al consumo por ejemplo para aplicaciones de calor y motrices), se encuentra muy por debajo de la región y por debajo del promedio mundial, siendo este el peor de sus indicadores en términos comparativos con la región y con el mundo, lo que conlleva el desafío de mejorar.

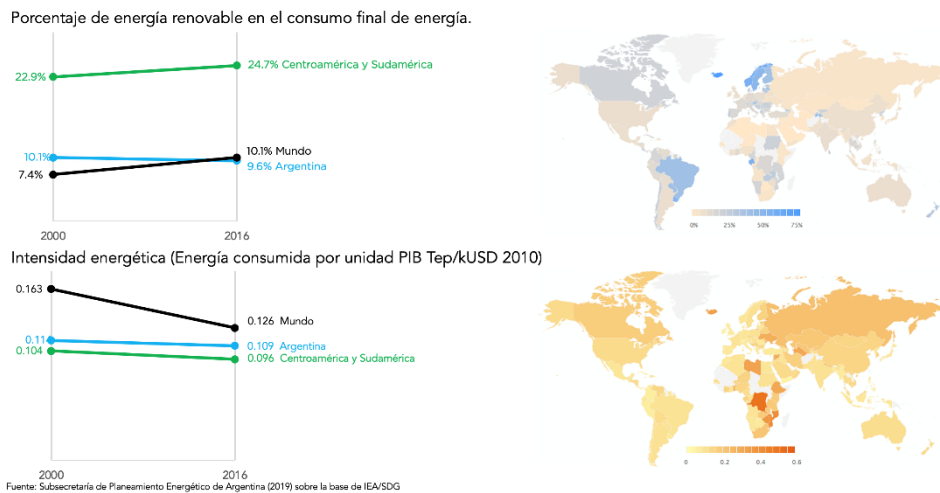


Figura 13 Posición relativa de Argentina respecto de indicadores vinculados con la eficiencia energética y las energías renovables sobre el consumo final

La última acción tomada por la actual administración en línea con los objetivos descriptos fue la creación del **plan de desarrollo productivo verde** en la órbita de la unidad gabinete de asesores del ministerio de desarrollo productivo a fin de “promover la incorporación activa de la dimensión ambiental, especialmente en la ampliación de la matriz productiva, la creación de empleos, la integración territorial, la mejora de la productividad y el desarrollo exportador”, entre los que se incluye expresamente el concepto de habla expresamente de “Promocionar el uso de las energías renovables y la producción de equipamiento nacional para su aprovechamiento, así como la reducción del consumo energético como estrategia de mejora de competitividad” (Resolución 352/2021 del Ministerio de Desarrollo Productivo³⁶).

Sobre la base del potencial de producción de biometano y de biogás estimado y atribuido por provincia se presenta en esta sección una comparación entre la estimación de dicho potencial técnico —excluyendo el proveniente de cultivos de cobertura— y el gas natural utilizado para transporte (GNC) y para usos residenciales, así como la demanda total anual de gas natural y el consumo de GLP por cada jurisdicción, para los escenarios bajo y alto, donde el escenario bajo excluye también el biogás proveniente de residuos sólidos urbanos.

En el caso de los totales se suma el potencial proveniente de cultivos de cobertura, que como se señalara no ha podido ser atribuible con la información disponible a cada jurisdicción.

Para el caso del GLP se ha estimado la participación de cada provincia en su consumo tomando como valor total el que se desprende del último Balance Energético Nacional publicado por la Secretaría de Energía de la Nación, asimilando la distribución por provincia a la distribución de las transferencias del programa Hogar en 2018 (último dato disponible) y adicionándose a este valor el consumo de propano inducido por redes.

El potencial de producción de biogás y biometano equivaldría a entre 1,4 y 4,2 MMm³/deq de gas natural a nivel país, pudiendo potencialmente desplazar entre el 22,4% y el 65,7% del GNC según el consumo de 2021, y entre el 26,1% y el 76,4% del GLP consumido, excediendo en los casos de muchas provincias la producción propia los consumos provinciales de este energético. Dicha estimación deberá ser complementada en trabajos posteriores mediante la evaluación económica y financiera de la sustitución, teniendo en cuenta también las externalidades positivas y negativas de esta potencial sustitución.

No obstante, se destaca que dicha participación potencial es altamente heterogénea según cada provincia, como puede observarse en la tabla que se presenta a continuación, y que la relación entre producción provincial de biogás y biometano se contrasta con las demandas domésticas exclusivamente a los fines ilustrativos, debiéndose analizar caso por caso la viabilidad de inyección o de consumo propio (por ejemplo, vía cogeneración), y que la eventual inyección a las redes (troncales o aisladas) de gas natural y de propano inducido por redes no necesariamente se encontraría acotado al consumo de la propia provincia en la que se produce el fluido.

	Potencial MMm3/deq GN Biogas y biometano		Bajo				Alto			
	Bajo	Alto	Gas natural			GLP	Gas natural			GLP
			GNC	Residencial	Total		GNC	Residencial	Total	
Buenos Aires	0.37	0.77	12.8%	3.4%	1.1%	19.8%	26.7%	7.1%	2.3%	41.4%
CABA	0.02	0.12	3.5%	0.6%	0.2%	12.5%	26.6%	4.8%	1.4%	94.9%
Catamarca	0.00	0.01	8.4%	10.2%	1.1%	12.2%	32.0%	38.6%	4.1%	46.4%
Chaco	0.01	0.03				1.8%				5.4%
Chubut	0.01	0.02	180.3%	0.4%	0.2%	45.9%	652.4%	1.4%	0.6%	166.1%
Córdoba	0.26	0.34	26.4%	17.3%	4.9%	156.8%	34.3%	22.5%	6.4%	203.7%
Corrientes	0.01	0.03				1.0%				5.4%
Entre Ríos	0.05	0.09	45.9%	22.3%	7.1%	41.5%	79.5%	38.6%	12.2%	71.8%
Formosa	0.01	0.02				1.8%				5.7%
Jujuy	0.05	0.07	47.2%	35.4%	7.7%	63.0%	58.9%	49.4%	10.1%	87.9%
La Pampa	0.02	0.03	95.2%	2.9%	2.2%	251.8%	140.3%	4.2%	3.3%	371.1%
La Rioja	0.01	0.02	78.3%	45.9%	12.2%	27.2%	148.1%	86.8%	23.0%	51.5%
Mendoza	0.01	0.07	3.8%	1.2%	0.3%	13.8%	17.7%	5.5%	1.3%	63.8%
Misiones	0.01	0.03				1.7%				5.5%
Neuquén	0.01	0.02	31.6%	0.4%	0.2%	36.1%	137.9%	1.6%	1.0%	157.6%
Río Negro	0.01	0.03	18.3%	0.4%	0.3%	21.6%	67.3%	1.5%	1.0%	79.5%
Salta	0.05	0.09	25.5%	15.4%	3.9%	58.5%	44.3%	26.7%	6.8%	101.6%
San Juan	0.00	0.02	3.3%	1.6%	0.5%	6.7%	15.2%	7.4%	2.3%	30.8%
San Luis	0.03	0.04	22.8%	11.7%	3.5%	101.1%	33.8%	17.3%	5.2%	149.7%
Santa Cruz	0.00	0.01		0.4%	0.2%	19.4%		1.6%	0.9%	81.8%
Santa Fe	0.24	0.32	46.2%	19.5%	3.4%	68.3%	61.8%	26.0%	4.6%	91.3%
Santiago del Estero	0.03	0.05	28.5%	28.4%	10.3%	32.3%	46.7%	46.6%	16.9%	52.9%
Tierra del Fuego	0.00	0.01	43.5%	0.1%	0.0%	18.3%	286.7%	0.5%	0.3%	121.0%
Tucumán	0.14	0.17	46.2%	43.5%	3.0%	91.3%	59.2%	55.8%	3.9%	117.0%
Total	1.44	4.22	22.4%	5.4%	1.7%	26.1%	65.7%	15.9%	5.1%	76.4%

Figura 14 Potencial técnico del biogás y el biometano para sustituir GNC, gas natural residencial, gas natural total y GLP por provincia sobre la base de su potencial de producción provincial. Elaboración propia.

DISCUSIÓN Y CONCLUSIONES

Ante la presentación de los últimos informes del IPCC que resaltan la gravedad de la situación al mismo tiempo que destacan la importante oportunidad que la humanidad tiene de mitigación en base a reemplazo de los combustibles fósiles, los resultados obtenidos pueden informar la toma de decisiones vinculadas con la mitigación del cambio climático.

Las NDC de los países incluyen varios componentes estándar, como información sobre las circunstancias actuales del país, el inventario nacional de GEI (tanto las emisiones de las fuentes como la eliminación de los sumideros) por sector, y una descripción de los objetivos específicos y las medidas que el país adoptará para reducir los GEI.

Se alienta a los países a que sigan un enfoque coordinado en el desarrollo de sus NDC para asegurar que:

1. Cuando se dispone de datos completos específicos de cada país;
2. Los inventarios de emisiones de GEI incluyen a todos los sectores; y
3. Las estrategias de mitigación se dirigen a fuentes críticas de emisiones de GEI.

Este trabajo aporta información concreta para el punto 3. *El potencial actual de producción de biogás permitiría una reducción de emisiones de la Argentina en una magnitud equivalente a hasta el 3,3% del Plan de Acción de Energía y Cambio Climático (2019) de Argentina y contribuiría a reducir entre 0,6 y 3,6 MtCO_{2e}, que equivale aproximadamente entre el 20% y el 124%, según el escenario, de las emisiones de GEI actualmente producidas por la quema de Gas Licuado de Petróleo, un producto que además es exportable con una alta brecha entre la paridad de exportación y el precio doméstico.*

Expresado según su equivalencia con el gas natural, el potencial de producción del biogás y del biometano se encontraría en el orden de entre 1,4 y 4,2 MMm³/deq a gas natural.

A niveles de precios de GNL de largo plazo (8 USD/MMBTU), esto equivale a entre 160 y 450 MMUSD/año, y en el contexto de precios actuales (25 USD/MMBTU) a entre 500 y 1400 MMUSD/año.

1. República Argentina. Segunda Contribución Determinada a Nivel Nacional de La República Argentina.; presentado a la CMNUCC 2020.
2. 2020. Discurso del presidente de la Nación, Alberto Fernández, en la Cumbre de Líderes sobre el Clima. Último acceso: 24 de junio de 2021.
<https://www.caserosada.gob.ar/informacion/discursos/47699-discurso-del-presidente-de-la-nacion-alberto-fernandez-en-la-cumbre-de-lideres-sobre-el-clima>
3. ODS 7 Agencias Custodios. Seguimiento del ODS 7: Informe de progreso energético, 2021. Publicado en 2021. Último acceso: 21 de junio de 2021.
<https://www.iea.org/reports/tracking-sdg7-the-energy-progress-report-2021>
4. El papel de la bioenergía para los objetivos climáticos y de desarrollo sostenible – Análisis - AIE. Último acceso: 21 de junio de 2021.
<https://www.iea.org/articles/the-role-of-bioenergy-for-climate-and-sustainable-development-targets>
5. IPCC. Calentamiento global 2018 de 1,5oC. Publicado en 2018. Informe especial sobre los impactos del calentamiento global de 1,5 °C por encima de los niveles preindustriales y las vías de emisión de gases de efecto invernadero mundiales relacionadas, en el contexto del fortalecimiento de la respuesta mundial a la amenaza del cambio climático, el desarrollo sostenible y los esfuerzos para erradicar la pobreza [V. Masson-Delmotte, P. Zhai, H. O. Pörtner, D. Roberts, J. Skea, P.R. Shukla, A. Pirani, W. Moufouma-Okia, C. Péan, R. Pidcock, S. Connors, J.B. R. Matthews, Y. Chen, X. Zhou, M. I. Gomis, E. Lonnoy, T. Maycock, M. Tignor, T. Waterfield (eds.)]. En prensa Consultado el 24 de junio de 2021. <https://www.ipcc.ch/sr15/>
6. LEY 27.430 MODIFICACIÓN DE IMPUESTOS InfoLeg - Información Legislativa. CONGRESO DE LA NACIÓN ARGENTINA. Publicado en 2017. Último acceso: 24 de junio de 2021.
<http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=305262>
7. Ley 27.591. Último acceso: 12 de junio de 2021.
<http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=345117>
8. J.A. H. Asimetrías y un nuevo mundo sustentable pospandemia. research gate. Publicado en 2021. Último acceso: 24 de junio de 2021.
https://www.researchgate.net/publication/348409347_Asimetrias_y_un_nuevo_mundo_sustentable_pospandemia
9. Carlino H, Caratori L. Las transiciones globales y la competitividad climática de Argentina – Fundación Torcuato Di Tella. Publicado en línea 2021. Último acceso: 8 de julio de 2021. <http://ftdt.cc/papers/las-transiciones-globales-y-la-competitividad-climatica-de-argentina/>
10. "Combustível do Futuro": el nuevo programa que acaba de aprobar Brasil para

- descarbonizar su transporte - BioEconomía. Último acceso: 22 de junio de 2021.
https://www.bioeconomia.info/2021/05/05/combustivel-do-futuro-el-nuevo-programa-que-acaba-de-aprobar-brasil-para-descarbonizar-el-transporte/?utm_source=mailpoet&utm_medium=email&utm_campaign=newsletter-bioeconomia_875
11. RenovaBio — Português (Brasil). Último acceso: 7 de julio de 2021.
<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/renovabio>
 12. CONVENCIÓN MARCO DE LAS NACIONES UNIDAS SOBRE EL CAMBIO CLIMÁTICO.; Año 1992.
 13. IPCC. Directrices para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero - IPCC-TFI. Publicado en 2016. Último acceso: 24 de junio de 2021.
<https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/spanish/index.html>
 14. El Acuerdo de París | CMNUCC. COP 21. Publicado en 2015. Último acceso: 24 de junio de 2021. <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/the-paris-agreement>
 15. Ley 24.295. Último acceso: 24 de junio de 2021.
<http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/0-4999/699/norma.htm>
 16. Ley 25.438. Último acceso: 24 de junio de 2021.
<https://www.entrieros.gov.ar/ambiente/userfiles/files/archivos/Normativas/Ley-25438.pdf>
 17. Decreto 891/2016 Gabinete de cambio climático. Jefatura de gabinete de ministros. Publicado en 2016. Último acceso: 24 de junio de 2021.
<https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/decreto-891-2016-263772>
 18. Ley 27.520 Presupuestos mínimos de adaptación y mitigación al cambio climático. Último acceso: 24 de junio de 2021.
<http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=333515>
 19. Resolución 447/2019. BOLETIN OFICIAL REPUBLICA ARGENTINA - SECRETARÍA GENERAL SECRETARÍA DE GOBIERNO DE AMBIENTE Y DESARROLLO SUSTENTABLE. Publicado en 2019. Último acceso: 24 de junio de 2021.
<https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/222018/20191127>
 20. SAYDS. Tercer Informe Bienal de Actualización de la República Argentina a la CMNUCC. Publicado en 2019. Último acceso: 24 de junio de 2021.
<https://www.argentina.gob.ar/ambiente/cambio-climatico/tercer-informe-bienal>
 21. República Argentina. República Argentina Primera Revisión de Su Contribución Determinada a Nivel Nacional.; Año 2016.
 22. Caratori L. La transición energética y los objetivos del desarrollo sostenible. Presentación. Publicado en 2020. Último acceso: 8 de julio de 2021.
https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/2019-06-27_transicion_energetica_y_ods_caratori_ceads-ypf.pdf

23. SADYS. Plan Nacional de Adaptación | al cambio climático Argentina.gob.ar. Publicado en 2019. Último acceso: 24 de junio de 2021. <https://www.argentina.gob.ar/ambiente/cambio-climatico/plan-nacional>
24. Naciones Unidas. Naciones Unidas: Memoria del Secretario General sobre la labor de la Organización. Publicado en 2015. Último acceso: 24 de junio de 2021. <https://undocs.org/es/A/70/1>
25. Objetivos y metas de desarrollo sostenible. Último acceso: 24 de junio de 2021. <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/sustainable-development-goals/>
26. Consejo Nacional de Coordinación de Políticas Sociales. Informe Voluntario Nacional. Último acceso: 24 de junio de 2021. <http://www.politicassociales.gob.ar>
27. Versión P. Agenda 2030 ODS Argentina Metadatos.
28. República Argentina. 2do Informe Voluntario Nacional - Agenda 2030. Publicado en 2020. Último acceso: 24 de junio de 2021. <https://www.ar.undp.org/content/argentina/es/home/library/Agenda2030/2doInformeNacionalODS.html>
29. Torroba A. IICA - Panorama Mundial de Los Biocombustibles.; 2020.
30. Centro Común de Investigación | Comisión Europea. Último acceso: 7 de julio de 2021. https://ec.europa.eu/info/departments/joint-research-centre_en
31. República Argentina. Segundo Informe Voluntario Nacional Argentina 2020 Junio de 2020 Foro Político de Alto Nivel Sobre El Desarrollo Sostenible de Las Naciones Unidas.; 2020.
32. Perspectivas agrícolas OCDE-FAO 2018-2027. OCDE; 2018. doi:10.1787/agr_outlook-2018-es
33. Asociación Mundial del Biogas | Biogas: Caminos hacia 2030 - Informe. Publicado en 2020. Último acceso: 30 de junio de 2021. <https://www.worldbiogasassociation.org/biogas-pathways-to-2030-report/>
34. Agencia Internacional de Energía Renovable de Bioenergía. Último acceso: 3 de julio de 2021. <https://www.irena.org/bioenergy>
35. Todos los barómetros de biogas Archives - EurObserv'ER. Último acceso: 30 de junio de 2021. <https://www.eurobserv-er.org/category/all-biogas-barometers/>
36. RED II Directiva Unión Europea sobre promoción del uso de fuentes de energía renovable. Último acceso: 27 de junio de 2021. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv:OJ.L_.2018.328.01.0082.01.ENG&toc=OJ:L:2018:328:TOC
37. Hilbert Jorge. (1) (PDF) Análisis de Emisiones Producción de Bioetanol y subproductos. Último acceso: 4 de junio de 2021. https://www.researchgate.net/publication/324156513_Analisis_de_Emisiones_Produccion_de_Bioetanol_y_subproductos

38. (1) (PDF) Estudio sobre la determinación del nivel de emisiones del biodiesel Argentino de exportación. Último acceso: 4 de junio de 2021.
https://www.researchgate.net/publication/346629798_Estudio_sobre_la_determinacion_del_nivel_de_emisiones_del_biodiesel_Argentino_de_exportacion
39. SSPE. Emisiones de CO2 calculadas a partir de las ventas al público de combustibles líquidos en EESS - año 2018 1. Publicado en 2018. Último acceso: 10 de junio de 2021.
http://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/informacion_del_mercado/mercado_hidrocarburos/mapas/metodologia_huella_CO2_eess.pdf
40. Organismo Provincial para el Desarrollo Sostenible BALANCES ENERGÉTICOS PROVINCIALES: 2015-2016 DOCUMENTO METODOLÓGICO DIRECCIÓN PROVINCIAL DE DESARROLLO SOSTENIBLE Y CAMBIO CLIMÁTICO.; Año 2019.
41. Energía renovable – Refundición a 2030 (RED II) | Centro científico de la UE. Último acceso: 24 de junio de 2021. <https://ec.europa.eu/jrc/en/jec/renewable-energy-recast-2030-red-ii>
42. Ley 26.093. Último acceso: 7 de julio de 2021.
<https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/ley-26093-116299/normas-modifican>
43. Ley 26.190 Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica. Modificación. Último acceso: 24 de junio de 2021.
<http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=123565>
44. Ley 27.424 Régimen de fomento a la generación distribuida renovable integrada a la red eléctrica pública. Último acceso: 24 de junio de 2021.
<http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=305179>
45. Reglamentación de la Ley N° 27.424 de Generación Distribuida. Último acceso: 24 de junio de 2021. <https://www.marval.com/publicacion/reglamentacion-de-la-ley-n-27424-de-generacion-distribuida-13272>
46. ENARGAS. NAG 602 Norma de Calidad de Gas Natural. Publicado en 2019. Último acceso: 24 de junio de 2021.
<https://www.enargas.gob.ar/secciones/normativa/pdf/normas-discusion/NAG-602.pdf>
47. PROBIOMASA - Proyecto para la promoción de la energía derivada de biomasa. Último acceso: 24 de junio de 2021. <http://www.probiomasa.gob.ar/sitio/es/>
48. Estrategia Nacional para la Gestión Integral de Residuos Sólidos Urbanos | Argentina.gob.ar. Consultado el 24 de junio de 2021.
<https://www.argentina.gob.ar/ambiente/control/estrategia-nacional>
49. Proyecto gef | Argentina.gob.ar. Consultado el 24 de junio de 2021.
<https://www.argentina.gob.ar/prefecturanaval/proteccion-ambiental/proyecto-gef>
50. Estudio de cuencas de biogas. FAO. Publicado en 2019. Último acceso: 24 de junio

de 2021. [http://www.probiomasa.gob.ar/_pdf/Informe Tecnico Nro4-Estudio de cuencas de biogas-19-08-22.pdf](http://www.probiomasa.gob.ar/_pdf/Informe_Tecnico_Nro4-Estudio_de_cuencas_de_biogas-19-08-22.pdf)

51. FAO. Actualización Del Balance de Biomasa Con Fines Energéticos de La República Argentina.; 2020. doi:10.4060/ca8764es
52. SSPE, OPDS. BALANCES ENERGÉTICOS PROVINCIALES: 2015-2016 DOCUMENTO METODOLÓGICO DIRECCIÓN PROVINCIAL DE DESARROLLO SOSTENIBLE Y CAMBIO CLIMÁTICO 2019. Publicado en 2019. Último acceso: 10 de junio de 2021. http://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/informacion_del_mercado/publicaciones/energia_en_gral/balances_provinciales/DOCUMENTO_METODOLOGICO_PBA.pdf
53. II. El sistema biogas done right (biogas hecho correctamente) y su potencial impacto en Argentina. - WikiBiogas. Último acceso: 24 de junio de 2021. [https://wikibiogas.org/index.php/II._El_sistema_biogas_done_right_\(biogas_hecho_correctamente\)_y_su_potencial_impacto_en_Argentina.](https://wikibiogas.org/index.php/II._El_sistema_biogas_done_right_(biogas_hecho_correctamente)_y_su_potencial_impacto_en_Argentina.)
54. Dale BE, Bozzetto S, Couturier C, et al. El potencial para expandir la producción sostenible de biogas y algunos posibles impactos en países específicos. Biocombustibles, Biorrefinación Bioprod. 2020;14(6):1335-1347. doi:10.1002/bbb.2134
55. Bolsa de Cereales de Buenos Aires. 2021. Relevamiento de Tecnología Agrícola Aplicada (ReTAA) 2021: Cultivos de Cobertura. <http://bibliotecadigital.bolsadecereales.com.ar/greenstone/collect/pubper/index/asoc/HASH0178/7981019e.dir/InReTAA2021.%20n42,%2031%20mar.pdf>
56. Capurro, et. al. 2010. Cultivos de cobertura: evaluación de diferentes momentos de supresión del crecimiento. INTA. <https://inta.gob.ar/sites/default/files/script-tmp-evaluacin-de-diferentes-momentos-de-supresin-del-crec.pdf>
57. Bolsa de Cereales de Buenos Aires. 2021. Relevamiento de Tecnología Agrícola Aplicada (ReTAA) 2021: Cultivos de Cobertura. <http://bibliotecadigital.bolsadecereales.com.ar/greenstone/collect/pubper/index/asoc/HASH0178/7981019e.dir/InReTAA2021.%20n42,%2031%20mar.pdf>
58. RED DE CULTIVOS DE SERVICIOS AAPRESID-BASF https://www.aapresid.org.ar/wp-content/uploads/sites/6/2021/01/Revista_Red-de-CS-19-20.pdf
59. CREA. 2020. IMPORTANCIA DE LOS CULTIVOS DE SERVICIO, EN EL APORTE DE NUTRIENTES AL SUELO. : IBAT San José. <https://lossuelosdemipais.crea.org.ar/wp-content/uploads/2020/11/IMPORTANCIA-DE-LOS-CULTIVOS-DE-SERVICIO-IBAT-San-Jose.pdf>
60. República Argentina. 2019. TERCER INFORME BIENAL DE ACTUALIZACIÓN DE LA REPÚBLICA ARGENTINA A LA CONVENCION MARCO DE LAS NACIONES UNIDAS SOBRE EL CAMBIO CLIMÁTICO. https://www4.unfccc.int/sites/SubmissionsStaging/NationalReports/Documents/9587041_Argentina-BUR3-1-

