



Organización de las Naciones  
Unidas para la Alimentación  
y la Agricultura

## Valorización de externalidades de proyectos con biomasa seca y biogás

COLECCIÓN  
INFORMES  
TÉCNICOS

N° 12



# Valorización de externalidades de proyectos con biomasa seca y biogás

COLECCIÓN INFORMES TÉCNICOS N.º 12

---

FAO. 2020. *Valorización de externalidades de proyectos con biomasa seca y biogás*. Colección Documentos Técnicos N.º 12. Buenos Aires. <https://doi.org/10.4060/ca8761es>

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

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

ISBN978-92-5-132476-9

© FAO, 2020



Algunos derechos reservados. Esta obra se distribuye bajo licencia Creative Commons Atribución-NoComercial-CompartirIgual 3.0 Organizaciones intergubernamentales (CC BY-NC-SA 3.0 IGO; <https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/3.0/igo/deed.es>).

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

Todo litigio que surja en el marco de la licencia y no pueda resolverse de forma amistosa se resolverá a través de mediación y arbitraje según lo dispuesto en el artículo 8 de la licencia, a no ser que se disponga lo contrario en el presente documento. Las reglas de mediación vigentes serán el reglamento de mediación de la Organización Mundial de la Propiedad Intelectual <http://www.wipo.int/amc/en/mediation/rules> y todo arbitraje se llevará a cabo de manera conforme al reglamento de arbitraje de la Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil Internacional (CNUDMI).

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

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

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

#### **Ministerio de Agricultura, Ganadería y Pesca**

Luis Eugenio Basterra  
Ministro de Agricultura, Ganadería y Pesca

Marcelo Alós  
Secretario de Alimentos, Bioeconomía  
y Desarrollo Regional

Miguel Almada  
Director de Bioenergía

#### **Ministerio de Desarrollo Productivo**

Matías Sebastián Kulfas  
Ministro de Desarrollo Productivo

Sergio Enzo Lanziani  
Secretario de Energía

Ángel Guillermo Martín Martínez  
Director Nacional de Energías Renovables

---

#### **Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura**

Hivy Ortiz Chour  
Oficial Forestal Principal  
Oficina Regional América Latina

Francisco Yofre  
Oficial de Programas  
Oficina Argentina

Centro de Estudios de la  
Actividad Regulatoria (CEARE)  
Autor

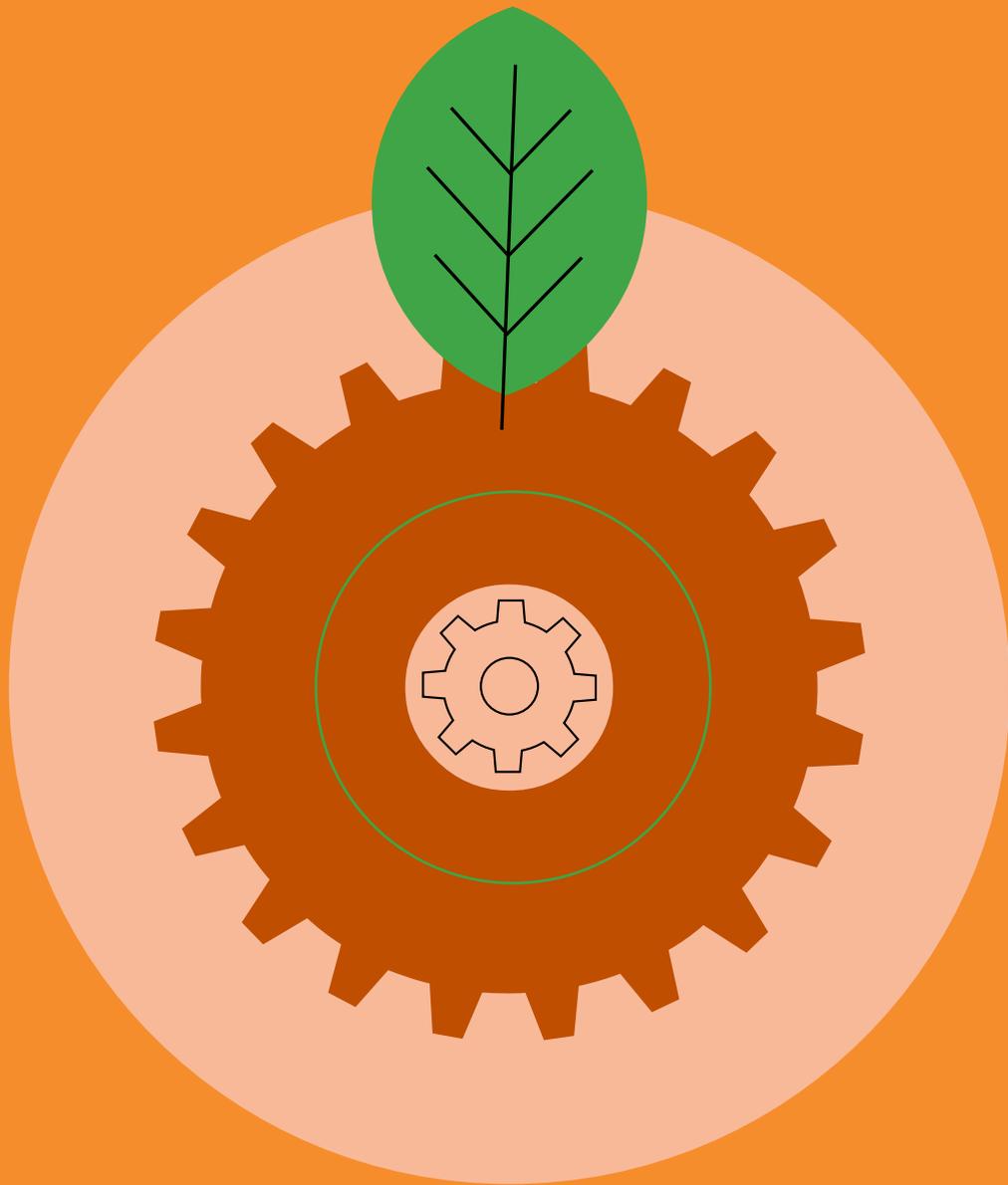
Mariela Beljansky  
Revisión técnica

Verónica González  
Coordinación Colección

Sofía Damasseno  
Colaboración Colección

Alejandra Groba  
Edición y corrección

Mariana Piuma  
Diseño e ilustraciones



## ÍNDICE

---

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

---

<b>1.</b>	
<b>Introducción</b>	<b>1</b>

---

<b>2.</b>	
<b>Definiciones</b>	<b>3</b>
2.1 Concepto de externalidad	3
2.2 Las externalidades en el mercado energético	3
2.3 Externalidades positivas de las bioenergías	4

---

<b>3.</b>	
<b>Casos</b>	<b>7</b>
3.1 Proyecto de biomasa seca sobre la base de plantaciones dedicadas	7
3.2 Proyecto de biomasa seca sobre la base de residuos de la cadena forestoindustrial	8
3.3 Proyecto de biogás que combina efluentes residuales con silaje de maíz u otra materia orgánica para aumentar el rendimiento	10

---

<b>4.</b>	
<b>Externalidades positivas para valorizar económicamente</b>	<b>15</b>
4.1 Inversión (externalidad indirecta)	16
4.2 Empleo indirecto e inducido	24
4.3 Generación distribuida	37
4.4 Impuestos indirectos	38
4.5 Eléctricas	39
4.6 Ambientales	43
4.7 Resumen de externalidades	50
4.8 Resumen de conceptos reconocidos en la tarifa	52

---

<b>5.</b>	
<b>Conclusiones</b>	<b>59</b>

---

<b>Bibliografía</b>	<b>61</b>
---------------------	-----------

---

## 6.

### **Anexos**

Anexo I	Centrales adjudicadas en el Programa RenovAr, rondas 1, 1.5 y 2	<b>65</b>
Anexo II	Valores de referencia de inversión en centrales del Programa RenovAr, rondas 1, 1.5 y 2	<b>74</b>
Anexo III	Inversión en central de biogás	<b>74</b>
Anexo IV	Inversión en central de biomasa	<b>75</b>

---

### **Cuadros**

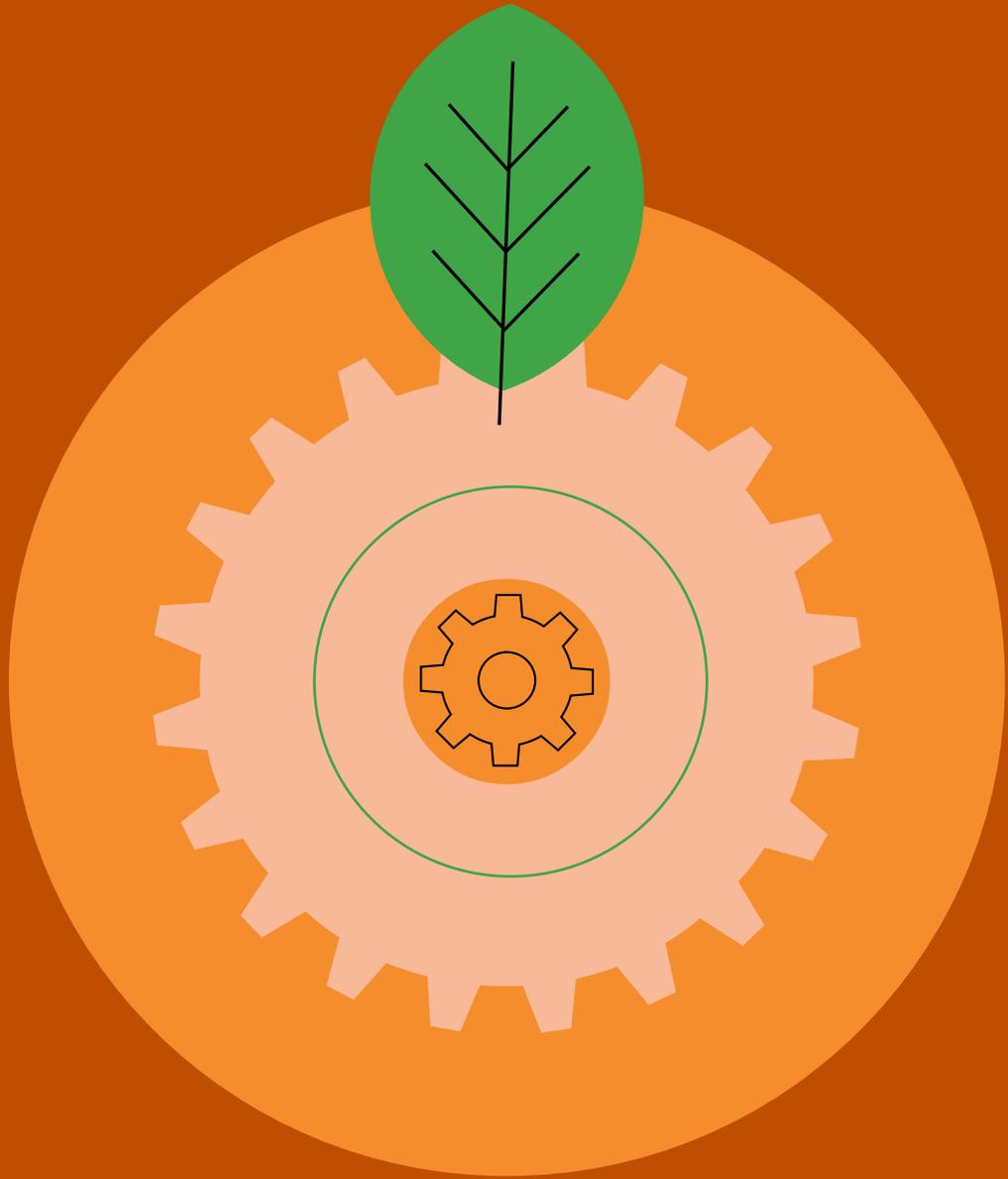
Cuadro 1	Inversión de las distintas tecnologías por MW disponible	<b>17</b>
Cuadro 2	CPE de la inversión por MWh producido, según tecnología	<b>18</b>
Cuadro 3	CPE de la inversión por MWh producido, según tecnología, con disponibilidad del 85%	<b>18</b>
Cuadro 4	Composición de la inversión en tecnología eólica	<b>20</b>
Cuadro 5	Composición de la inversión en tecnología solar	<b>20</b>
Cuadro 6	Composición de la inversión en tecnología de biogás	<b>21</b>
Cuadro 7	Composición de la inversión en tecnología de biomasa	<b>22</b>
Cuadro 8	Multiplicador de la inversión por MWh producido por cada tecnología	<b>22</b>
Cuadro 9	Multiplicador de la inversión por MWh producido por cada tecnología con disponibilidad del 85%	<b>23</b>
Cuadro 10	Generación de empleo directo por MW en energías renovables (IEDER)	<b>25</b>
Cuadro 11	Salarios medios en pesos y en dólares por sectores relevantes	<b>27</b>
Cuadro 12	Salarios de construcción en un MWh generado	<b>28</b>
Cuadro 13	Componente salarial total de construcción en un MWh generado	<b>28</b>
Cuadro 14	Salarios de operación y mantenimiento en un MWh generado	<b>29</b>
Cuadro 15	Componente salarial total de operación y mantenimiento en un MWh generado	<b>29</b>
Cuadro 16	Componente salarial total en un MWh generado	<b>30</b>
Cuadro 17	Comparativo consolidado del componente salarial total en un MWh generado	<b>31</b>
Cuadro 18	Componente salarial total en un MWh generado con disponibilidad del 85%	<b>31</b>
Cuadro 19	Masa salarial indirecta e inducida por MWh generado. Externalidad por empleo indirecto e inducido	<b>33</b>
Cuadro 20	Masa salarial indirecta e inducida por MWh generado considerando disponibilidad del 85%. Externalidad por empleo indirecto e inducido	<b>33</b>
Cuadro 21	Desempleo, tasa de empleo y tecnología predominante por región	<b>34</b>
Cuadro 22	Estimación de empleos creados por proyectos adjudicados, sobre la base del IEDER	<b>35</b>
Cuadro 23	Estimación de empleos creados por región, y tasa de desempleo	<b>36</b>
Cuadro 24	Impuestos derivados del gasto agregado	<b>39</b>

Cuadro 25	Impuestos derivados del gasto agregado considerando disponibilidad del 85%	40
Cuadro 26	Factor de emisión por tipo de combustible y de central térmica	43
Cuadro 27	Costo de reserva de potencia y emisiones para las diferentes tecnologías	44
Cuadro 28	Ahorro de emisiones de central de biogás por cogeneración de energía térmica	47
Cuadro 29	Ahorro de emisiones de central de biomasa por cogeneración de energía térmica	48
Cuadro 30	Ahorro de emisiones por cogeneración	48
Cuadro 31	Potenciales de calentamiento global de los GEI en un horizonte de 100 años	49
Cuadro 32	Base de cálculo de estiércol y rendimiento de biogás en criaderos de cerdos y tambos	50
Cuadro 33	Reducción de emisiones a partir del aprovechamiento de estiércoles pecuarios en centrales de biogás	51
Cuadro 34	Ahorro de emisiones con utilización de residuos en centrales de biogás y de biomasa	52
Cuadro 35	Resumen de externalidades valorizadas del biogás	53
Cuadro 36	Resumen de externalidades valorizadas del biogás considerando disponibilidad del 85%	54
Cuadro 37	Resumen de externalidades valorizadas de la biomasa	55
Cuadro 38	Resumen de externalidades valorizadas de la biomasa considerando disponibilidad del 85%	55
Cuadro 39	Resumen general de externalidades valorizadas de tecnologías eólica y solar	56
Cuadro 40	Resumen de conceptos reconocidos en la tarifa	57
Cuadro 41	Resumen de conceptos reconocidos en la tarifa considerando disponibilidad del 85%	57
Cuadro 42	Resumen de las centrales adjudicadas en el Programa RenovAr en tecnología de biogás, biomasa, solar y eólica	65
Cuadro 43	Valor de referencia de inversiones para cada tecnología	74

---

## Gráficos

Gráfico 1	Esquema del proceso de una central de biomasa de cogeneración alimentada 100% con residuos	9
Gráfico 2	Esquema del proceso de una central de biogás con codigestión de estiércol vacuno y silaje de maíz	11
Gráfico 3	Componente salarial total en un MWh generado	30
Gráfico 4	Regiones donde se localizan los proyectos de bioenergía, por tecnología	34
Gráfico 5	Sistemas centralizados, descentralizados y distribuidos	37
Gráfico 6	Requisitos de reserva de funcionamiento en función de la penetración de la energía eólica	41
Gráfico 7	Aumento de la exigencia de reservas debido a la energía eólica	41



---

# PRÓLOGO

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Esta Colección de Informes Técnicos pone a disposición los estudios, investigaciones, manuales y recomendaciones elaborados por consultoras y consultores del Proyecto e instituciones parte, con el propósito de divulgar los conocimientos y resultados alcanzados y, de esta forma, contribuir al desarrollo de negocios y al diseño, formulación y ejecución de políticas públicas que promuevan el crecimiento del sector bioenergético en la Argentina.

---

# SIGLAS Y ACRÓNIMOS

AFIP	Administración Federal de Ingresos Públicos
BCRA	Banco Central de la República Argentina
BRS	Biogás de relleno sanitario
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima
Cía.	Compañía
CMNUCC	Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático
COP	<i>Conference of the parties</i> - Conferencia de las partes
CPE	Costo Periódico Equivalente
CT	Central térmica
DENA	<i>Deutsche Energie-Agentur</i> – Agencia alemana de energía
FORSU	Fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos
GEI	Gases de efecto invernadero
IEDER	Indicador de empleo directo para energías renovables
INDEC	Instituto Nacional de Estadística y Censos
INTA	Instituto Nacional de Tecnología Agropecuaria
IPCC	Panel intergubernamental de expertos sobre cambio climático
MATER	Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable
MDL	Mecanismo de desarrollo limpio
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
MIP	Matriz insumo-producto
NDC	<i>Nationally Determined Contributions</i> - Contribuciones determinadas a nivel nacional
PAH	Pequeños aprovechamientos hidroeléctricos
PCI	Poder calorífico inferior
PDI	Punto de interconexión
PE	Parque eólico
PMgC	Propensión marginal al consumo
PPA	<i>Purchase Power Agreement</i>
PS	Parque solar
SA	Sociedad Anónima
SAyDS	ex Secretaría de Gobierno de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación
SRL	Sociedad de Responsabilidad Limitada
TC	Tipo de cambio
UNEP	<i>United Nations Environment Programme</i> - Programa medioambiental de las Naciones Unidas
VAC	Valor actual de los costos
WMO	<i>World Meteorological Organization</i> – Organización Meteorológica Mundial

---

## Unidades de medida

h	hora
ha	hectárea
kcal	kilocaloría
kgCO <sub>2e</sub>	kilogramo de dióxido de carbono equivalente
m <sup>3</sup>	metro cúbico
MW	megavatio
MWh	megavatio hora
MWe	megavatio eléctrico
PCI	poder calorífico inferior
t	tonelada
tCO <sub>2e</sub>	tonelada de dióxido de carbono equivalente

## Fórmulas químicas

C <sub>2</sub> F <sub>6</sub>	hexafluoretano
CF <sub>4</sub>	tetrafluoruro de carbono
CH <sub>4</sub>	metano
CO <sub>2</sub>	dióxido de carbono
HFC- <sub>23</sub>	freón 23
N <sub>2</sub> O	óxido nitroso
SF <sub>6</sub>	hexafluoruro de azufre

---

# RESUMEN EJECUTIVO

Los proyectos de biomasa y de biogás no pueden ser analizados solamente desde el punto de vista de la producción de energía eléctrica, sino que resulta necesario valorizar las externalidades positivas que justifican su desarrollo. Se entiende por tales los costos o beneficios asociados a una actividad económica concreta que recae indiscriminadamente sobre la sociedad y el medio ambiente, y no están incluidos en la estructura de precios del producto o servicio que la origina. Sin embargo, es conocido que las externalidades positivas o cobeneficios de los proyectos de bioenergía no son fáciles de monetizar a la hora de incorporarlos en el flujo de fondos, independientemente de que su impacto sea importante y real.

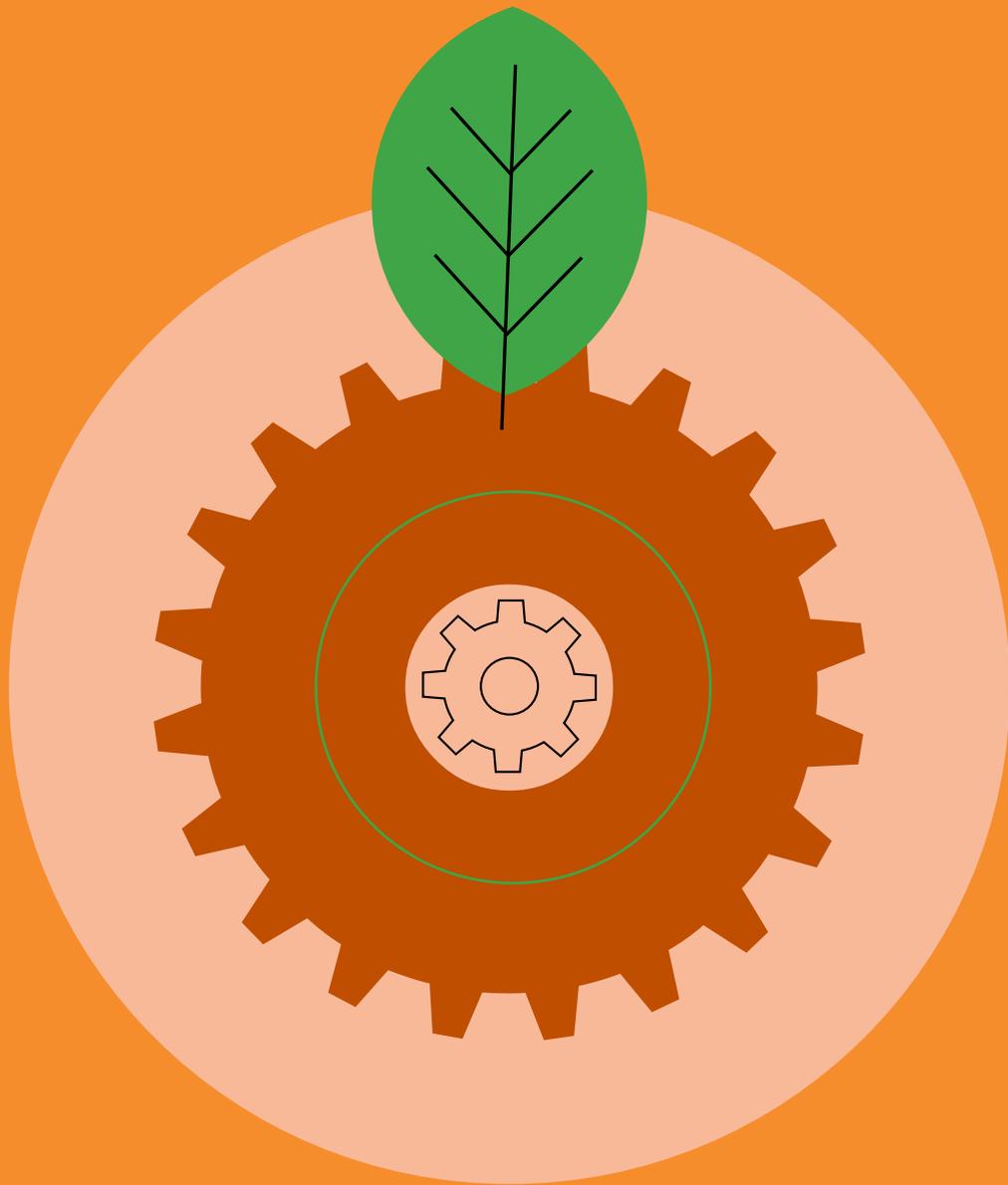
El presente documento tuvo como objetivo valorizar económicamente las externalidades positivas de los proyectos de biogás y de biomasa seca respecto de los eólicos y solares, ya que estos últimos son los que tienen el menor precio de generación eléctrica y la mayor potencia adjudicada en las rondas del Programa RenovAr.

Las externalidades positivas de los proyectos de biogás se valorizaron en un rango de 150,58 a 227,26 USD/MWh generado asumiendo la disponibilidad informada por CAMMESA (79,80%); si se considera que los proyectos aumentarán su disponibilidad al 85%, los valores pasan al rango de 145,91 a 222,59 USD/MWh. En el caso de los proyectos de biomasa, la valorización se encuentra entre 109,94 y 117,30 USD/MWh generado con la disponibilidad informada por CAMMESA (71,16%), y pasan a la franja de 102,91 a 110,27 USD/MWh si se asume una disponibilidad del 85%.

Más del 60% del valor de las externalidades corresponde a aspectos de tipo socioeconómico que son consecuencia indirecta e inducida de la inversión, el empleo y los impuestos, y alcanzan hasta el 75% en el caso del biogás. El resto de las externalidades están relacionadas con el sector eléctrico (potencia firme) y los beneficios ambientales; estas últimas se incrementan cuando los proyectos se alimentan solo de residuos, al punto de que en biogás los beneficios ambientales pueden superar el 38% del total medido.

Otros tipos de externalidades (como recuperación de terrenos dedicados a los residuos, costos evitados por incendios y contaminación, cuestiones derivadas de la generación distribuida y beneficios del "capitalismo distribuido") no se han valorizado en este trabajo, aunque se ha dado cuenta de su importancia cualitativa.

Si a las plantas de biomasa y biogás se les pagara la electricidad al mismo precio que a los proyectos eólicos y solares (del orden de 50 USD/MWh), resultaría evidente que la monetización de las externalidades positivas descritas más arriba incide mucho más. Por lo tanto, los proyectos de biomasa y de biogás deben ser considerados también en cuanto a sus características de desarrollo local y ambiental, y no sólo respecto de la generación de energía eléctrica.



---

# 1. INTRODUCCIÓN

A partir de la sanción de la Ley 27191, modificatoria de la Ley 26190, *Régimen de fomento nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica*, en la República Argentina se ha iniciado un proceso que apunta a que las fuentes renovables contribuyan con el 20% del consumo de energía eléctrica nacional para el 31 de diciembre de 2025. Asimismo, con los compromisos asumidos en el Acuerdo de París en el marco de la COP21<sup>1</sup>, ratificado por la Ley 27270, la búsqueda de la diversificación energética mediante fuentes limpias se ha tornado una política de Estado.

En la Argentina existe un gran potencial de recursos y residuos biomásicos disponibles y aprovechables para uso energético. En efecto, el perfil agroindustrial del país, con ingenios azucareros, industrias forestales y papeleras, y una gran producción agropecuaria, posibilita el desarrollo de emprendimientos de producción de energía eléctrica y térmica sobre la base de biomasa y biogás. Por otra parte, la generación de energía térmica y eléctrica a partir de biomasa puede constituirse en una fuente renovable continua, independiente de las condiciones climáticas diarias. Con respecto a la emisión de gases de efecto invernadero, la generación con biomasa no solo reemplaza combustibles fósiles, sino que provee una solución para los residuos forestales, agropecuarios, industriales y urbanos, que, de otra manera, emitirían al ambiente grandes cantidades de metano, además de otros impactos adversos, como contaminación de suelos y aguas, contaminación visual por ocupación de espacios con basurales y desperdicios, y olores desagradables. Además, la bioenergía también es capaz de generar subproductos de valor económico para ser utilizados como fertilizantes, entre otros destinos.

A partir de las conclusiones de estudios realizados por la FAO y el Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria (CEARE) en 2015 y 2017, así como también de las consultas efectuadas con el Proyecto para la promoción de la energía derivada de biomasa (PROBIOMASA), la falta de inclusión de las externalidades positivas en los modelos económicos de los proyectos renovables se identificó como barrera para su implementación. Durante los años 2016 y 2017, el Gobierno nacional llevó adelante numerosas acciones tendientes a incentivar la inversión a gran escala en el sector de energías renovables, principalmente a través del denominado Programa RenovAr, para la generación de energía eléctrica. Este programa obtuvo resultados significativos, tanto para las fuentes eólica y solar, como para los proyectos a partir de biomasa.

Es conocido que las externalidades positivas o cobeneficios de los proyectos de bioenergía no son fáciles de monetizar a la hora de incorporarlos en el flujo de fondos, independientemente de que su impacto sea importante y real. La falta de datos primarios y confiables sobre las externalidades es, sin embargo, una barrera no tecnológica de relevancia para la implementación de la mejor estrategia de promoción de la bioenergía.

---

<sup>1</sup> Conferencia de las partes (órgano supremo de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, CMNUCC), celebrada en París, en 2015.

En consecuencia, el presente documento pretende ser una contribución para que las autoridades nacionales, provinciales y municipales dispongan de una herramienta sobre aspectos económicos que deberían ser tenidos en cuenta a la hora de decidir fomentar los proyectos de bioenergía como promotores del desarrollo sustentable y sostenible regionalmente.

Así, este documento se propuso cuantificar las externalidades positivas de tres proyectos bioenergéticos típicos para la Argentina, tanto de generación térmica como eléctrica, tomando como base su costo económico convencional: un proyecto de biomasa seca sobre la base de plantaciones dedicadas; un proyecto de biomasa seca sobre la base de residuos de la cadena forestoindustrial; y un proyecto de biogás que combina efluentes y/o residuos con silaje de maíz, u otra materia orgánica que aumente el rendimiento.

En especial, se buscó valorizar la mejora ambiental derivada de la implementación de los proyectos con biomasa, considerando: a) la liberación de los terrenos ocupados por los residuos; b) su valorización inmobiliaria/impositiva para la comuna/provincia; c) la disminución del gas metano liberado a la atmósfera, así como d) los costos evitados de tratamientos o daños generados en las napas, ríos, arroyos, lagunas y por incendios. También se consideraron las ventajas macroeconómicas y financieras del “capitalismo distribuido”, característico de la escala de los proyectos con biomasa asociados a la producción agropecuaria y de pequeños emprendimientos, incluyendo el ahorro en transporte y distribución de energía, así como la generación de empleo inducida a partir de estos proyectos.

De las externalidades mencionadas, no pudo alcanzarse una valorización económica certera y/o el valor resultó insignificante respecto de la liberación de los terrenos ocupados por los residuos, las economías distribuidas, la generación distribuida, y los costos evitados de tratamiento o daños generados en las napas, ríos, arroyos, lagunas y por incendios. En el Capítulo 4 se encontrará el desarrollo de estos aspectos. Algunas de estas externalidades en realidad requieren un análisis específico caso por caso, ya que se presentan situaciones difícilmente generalizables.

## 2. DEFINICIONES

### 2.1 Concepto de externalidad

El concepto de externalidad empezó a desarrollarse en el último siglo, a pesar de que durante cientos de años han existido algunos sistemas económicos que buscaban un equilibrio en el precio o en la transacción final entre los consumidores y los vendedores.

Según la teoría económica, una externalidad se define como un efecto colateral de las acciones de un determinado agente económico que directamente afectan el bienestar de otro agente sin que este se vea compensado por ello. Dicho de otra forma, se entiende por externalidad aquel costo o beneficio asociado a una actividad económica concreta que recae indiscriminadamente sobre la sociedad y el medio ambiente, sin estar incluido en la estructura de precios del producto o servicio que lo origina. Es importante tener en cuenta que no todos los efectos colaterales de una actividad deben ser considerados como externalidades. Que dichos impactos sean o no una externalidad depende, en gran medida, del marco legal e institucional en el que se desarrolla la actividad económica que los produzca (Russell y Powell, 1996).

Según la teoría económica neoclásica, cuando los mercados son perfectamente eficientes, su libre funcionamiento lleva a una asignación óptima de los recursos y a la maximización del bienestar social. No obstante, en algunas circunstancias especiales (como es la presencia de externalidades), tienen lugar las denominadas “fallas de mercado”, que impiden el buen funcionamiento de aquellos. En tales circunstancias, se justifica la intervención pública para corregir las asignaciones ineficientes de recursos; en el caso de la presencia de externalidades, dichas intervenciones tienen como objetivo internalizarlas. Dicho de otro modo, se debe incorporar el valor económico de las externalidades al precio de mercado. De esta forma, el costo total o social del bien o servicio considerado es la suma del costo privado más el costo externo.

### 2.2 Las externalidades en el mercado energético

En el mercado energético, las externalidades pueden presentarse por el lado de la oferta y de la demanda. Pueden ser negativas, cuando las acciones de un agente reducen el bienestar de otros agentes, o positivas, cuando aumentan el bienestar de otros agentes de la economía; también pueden ser posicionales.

En materia energética, los mecanismos de intervención pública pueden categorizarse en dos grandes grupos: los de comando y control (*command and control*, en inglés) y los de mercado. La diferencia fundamental reside en que los instrumentos de comando y control tienen como objetivo no solo definir la cantidad de externalidades negativas/positivas para reducir/aumentar, sino también cómo hacerlo. Por el contrario, los mecanismos de mercado

se basan en incentivos económicos a los agentes generadores de las externalidades negativas y positivas, para que reduzcan y/o aumenten sus emisiones de la manera más costo-eficiente, pero sin dirigirlos hacia cómo tienen que hacerlo (Russell y Powell, 1996).

Estos efectos no están incorporados al precio final de la energía, lo que da lugar a una externalidad que ocasiona una asignación ineficiente de los recursos por parte del mercado. Llevar a cabo un proceso de valoración de externalidades contribuye a poner en valor las ventajas del uso de la bioenergía, que de otra forma daría lugar a asignaciones ineficientes. A su vez, al expresar el efecto ambiental y socioeconómico en términos de pérdida o aumento de bienestar ya se dispone de la información en una unidad común –monetaria–, lo que permite agregar información relativa a distintos conceptos de beneficios o impactos. De esta forma, es posible extraer conclusiones y contribuir al diseño de distintas medidas de política energética.

### 2.3 Externalidades positivas de las bioenergías

Una parte significativa del mayor costo de las tecnologías de biomasa y biogás proviene de la falta de señales del mercado referidas a la internalización de externalidades positivas para incentivar este tipo de proyectos, como soluciones integrales para el aprovechamiento eficiente de residuos y la mitigación de la contaminación ambiental. Las externalidades positivas exclusivas de la biomasa están relacionadas con la eliminación de residuos que de otra manera generarían olores, en algunos casos impactos sobre la salud, contaminación visual, ocupación de espacios y generación de metano, un gas de efecto invernadero (GEI) cuyo poder de calentamiento global es 21 veces mayor que el del dióxido de carbono.

En muchos casos, los profesionales que hacen los análisis económico-financieros de los proyectos energéticos no incorporan costos de remediación, o de pasivos ambientales, ni de servicios ambientales, porque no disponen de esa información, de lo que resulta una sobreestimación de la rentabilidad de los proyectos, independientemente de la tecnología.

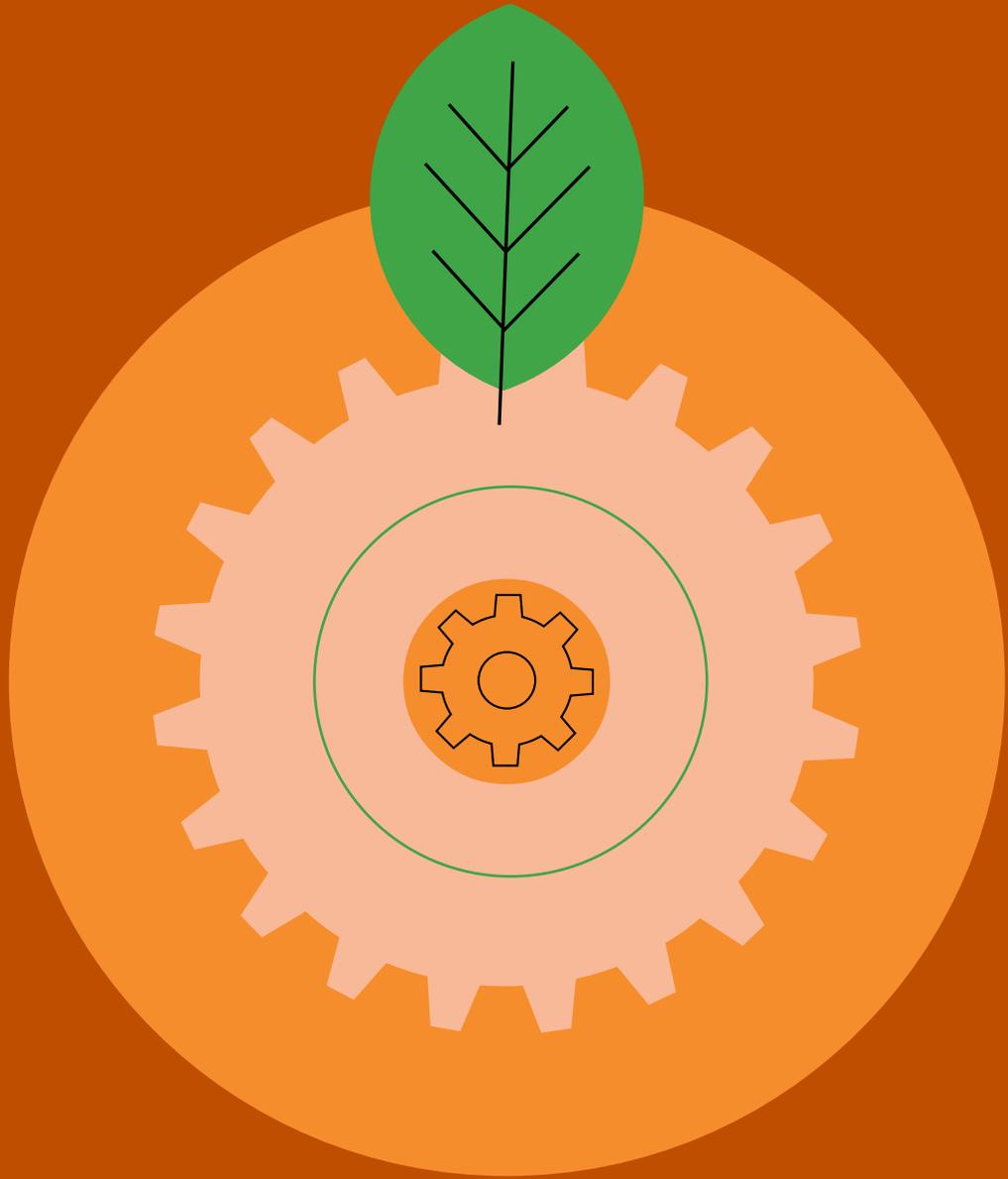
Tampoco se toma en cuenta la variable de generación de empleo inducido, ni el impacto en las economías regionales y en la salud de la población. El análisis se centra en los costos de inversión y a lo largo del tiempo para operar y mantener la unidad de generación, y los ingresos por la venta de energía sobre la base de un contrato (PPA, *Purchase Power Agreement*) y los beneficios impositivos.

Al momento de evaluar las distintas tecnologías, debe tenerse en cuenta no solo el costo del megavatio hora (MWh), sino también otros en los que podría incurrir el sistema eléctrico, como la reserva en frío, las pérdidas en el sistema de transmisión y distribución por estar alejadas la oferta y la demanda, el despacho forzado para anclar la frecuencia, e incluso la necesidad de expansión de la red para lograr evacuar energía desde puntos remotos. Sin embargo, no todos ellos son aplicables:

1. Los costos de reserva térmica no se aplican en la valoración dado que los contratos son de energía y, debido al marco regulatorio del régimen de fomento a todas las renovables, se prevé que estos costos sean cubiertos por el sistema.
2. En las licitaciones de energía térmica fósil ya se valorizan negativamente las emisiones.
3. Los costos de las pérdidas se tienen en cuenta en el análisis de precios. Cada PDI (punto de interconexión) de la red, al que se conecta el proyecto, tiene su propio factor de pérdidas.

4. El despacho forzado no es algo inherente solo a la presencia de energía renovable intermitente, sino a múltiples factores, entre los que puede citarse la debilidad de la red.
5. Las expansiones realizadas en la red no son de uso exclusivo de renovables, sino que forman parte de un plan integral que incorpora la interconexión de todo el país. Por ejemplo, la línea Charlone-Río Diamante no tiene ningún impacto en permitir mayor ingreso de potencia renovable.

En muchos casos resulta muy difícil monetizar aspectos relacionados con el impacto regional de un proyecto o lograr la reconversión a empleo de mejor calidad y registrado formalmente, como puede ocurrir si se valorizan los raleos de plantaciones o se cosechan especies invasoras que los leñeros que trabajan por fuera del sistema queman actualmente para limpiar los terrenos. Lograr que esos trabajadores con condiciones precarias accedan a trabajos de mejor calidad, con elementos de seguridad, ropa de trabajo e inscriptos formalmente como tales, les modifica sustancialmente su standard de vida y, además, genera ingresos al Estado por el “blanqueo” del sector y la posible disminución de pago de planes de asistencia social. Ahora bien, ¿cómo cuantificar esa reconversión y asignarle un valor en el proyecto de bioenergía? Es un desafío importante que requiere estudiar en detalle situaciones concretas, adoptando además definiciones subjetivas, como, por ejemplo, cuánto valor la sociedad estaría dispuesta a pagar de más por mejorar la calidad de vida de otros ciudadanos (Beljansky, 2016).



## 3. CASOS

### 3.1 Proyecto de biomasa seca sobre la base de plantaciones dedicadas

Para cuantificar las externalidades positivas de los proyectos de biomasa con cultivos dedicados se tomó como base información de proyectos adjudicados en el marco de las rondas 1 y 2 del Programa RenovAr, aunque es importante mencionar que no se pudo identificar un proyecto que estuviera 100% abastecido por biomasa cultivada específicamente para este fin. La mayoría de las centrales analizadas tienen una proporción de residuos de la industria forestal superior al 60% en su plan de alimentación.

Para poder hacer el ejercicio propuesto en el presente documento, se construyó un caso testigo hipotético, tomando como punto de partida el proyecto de Unitan, en Chaco, que aprovecha *chips* de madera de eucaliptus de plantaciones propias hechas hace años con otros fines.

#### Descripción del proyecto

Se consideró una central abastecida con plantaciones de eucaliptus dedicadas a este fin. Las especies utilizadas generalmente son CSIR Sudáfrica y Dendrotech Australia. De los materiales disponibles, se optó por aquellos de mayor densidad de madera, con el objetivo de poder abastecer la central de generación. El crecimiento esperado en volumen anual para las especies utilizadas es de 40 m<sup>3</sup>/ha, en turno (período de tiempo desde la plantación hasta el corte final) de 14 años, lo que da un volumen total al final de 560 m<sup>3</sup>/ha. Para crear plantaciones específicas para bioenergía, el proyecto contempla incorporar clones de eucaliptus en alta densidad (2 500 a 5 000 plantas/ha). De este modo, se reduciría la rotación de plantaciones a 3-5 años y se aumentaría el volumen anual a 60-70 m<sup>3</sup>/ha por año.

#### Datos de operación

La central fue dimensionada para trabajar en condición de régimen y ejercicio continuo por 24 horas los 7 días de la semana, con el combustible biomásico y su correspondiente poder calorífico inferior (PCI) en base húmeda que se detalla a continuación.

Plan anual de alimentación de la caldera de vapor:

- **Chips de eucaliptus:** 111 640 t/año, 1 800 kcal/kg (base húmeda)

La central fue proyectada con el fin de obtener energía eléctrica sin recuperación de calor, mediante la combustión controlada de la biomasa para obtener vapor y con un equipo turbo vapor para generar energía eléctrica:

- **Producción horaria de vapor**<sup>2</sup>: 26 t/h
- **Producción de energía eléctrica:**  
Producción bruta <sup>3</sup>: 6,10 MWh e  
Producción neta <sup>4</sup>: 5,50 MWh e

La descripción del proceso se realiza en el siguiente apartado para el caso del proyecto de biomasa con residuos de la cadena forestoindustrial.

### 3.2 Proyecto de biomasa seca sobre la base de residuos de la cadena forestoindustrial

Para cuantificar las externalidades positivas de proyectos de biomasa de residuos de la cadena forestoindustrial se seleccionó, como proyecto testigo, una central de cogeneración a partir del aprovechamiento de residuos de aserradero y residuos forestales como combustible.

#### Descripción del proyecto

La central utiliza residuos de aserradero producidos por la empresa dueña del proyecto y residuos forestales. Su finalidad es producir energía eléctrica y térmica. La energía eléctrica es para inyectar en la red y para abastecimiento del aserradero, al tiempo que recupera el calor generado para utilizar en el proceso industrial. De este modo, se logra aumentar la eficiencia del aprovechamiento energético de la combustión de la biomasa forestal.

La solución tecnológica propuesta fue seleccionada para aprovechar diferentes tipos de residuos forestales y de aserradero, con diferentes valores de PCI (Gráfico 1).

La caldera utilizada es una BI-DRUM construida de acuerdo con el Código ASME I Power Boilers, con grilla reciprocante con una capacidad nominal de 30 t/h de vapor, a una temperatura de 420 °C y una presión de 42,2 bar(g), que alimenta una turbina con una potencia nominal de 4,55 MW.

#### Datos de operación

La central fue dimensionada con el fin de trabajar en condición de régimen y ejercicio continuo por 24 horas los 7 días a la semana, con el combustible biomásico que se describe a continuación.

Plan anual de alimentación de la caldera de vapor y su PCI en base húmeda:

- **Chips:** 32 400 t/año, 1 800 kcal/kg
- **Aserrín y corteza seca:** 33 600 t/año, 2 000 kcal/kg

Los residuos biomásicos utilizados en la central son generados durante la industrialización de la madera en el aserradero del propietario. La mezcla de *chips* y aserrín se acumula en un silo de biomasa, que funciona como pulmón para alimentar de manera continua el combustible sobre el sistema de grillas de avance continuo reciprocante, que desplaza el

---

<sup>2</sup> Se consideró un rendimiento de la caldera con celulósicos del 81%.

<sup>3</sup> Rendimiento electromecánico (reductor + generador): 96%.

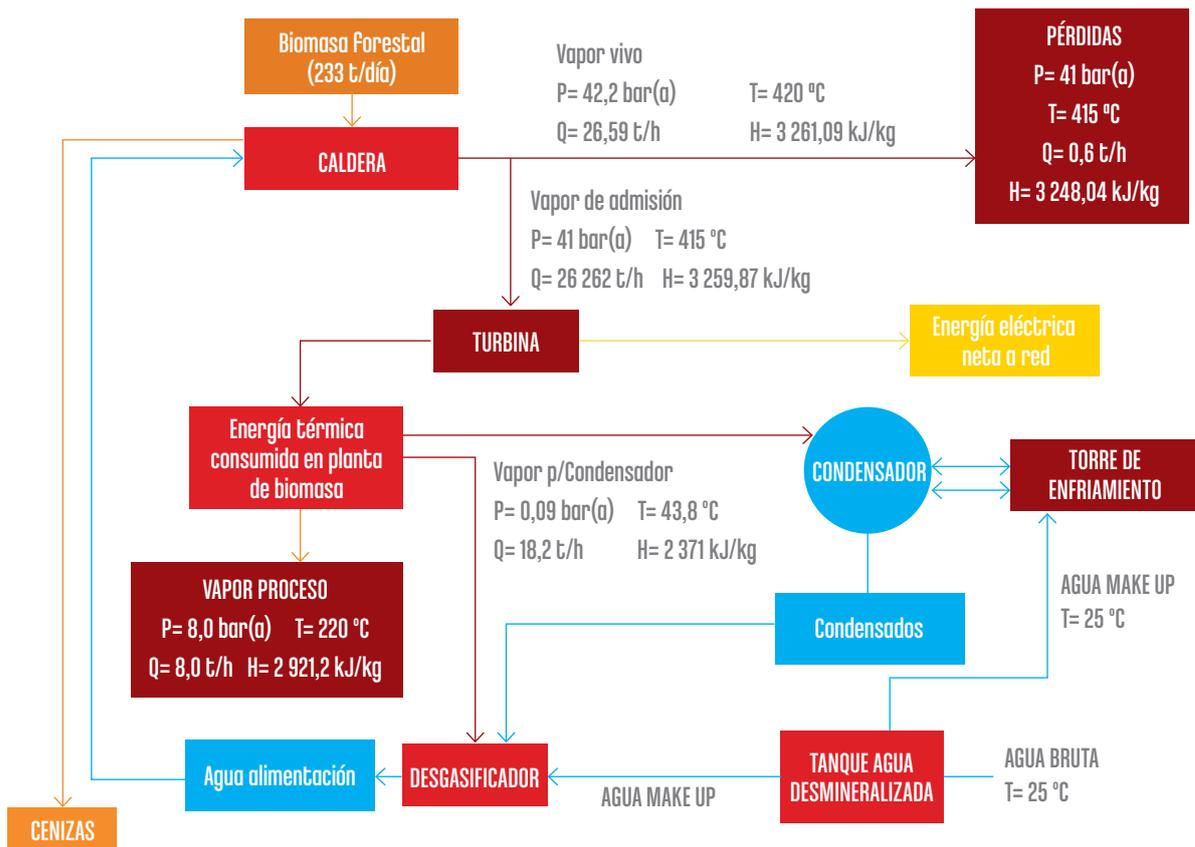
<sup>4</sup> Descontado el autoconsumo.

combustible desde la boca de carga (frente de caldera) hacia el fondo del hogar.

Esta central de biomasa fue proyectada para obtener energía térmica y eléctrica y reducir las emisiones de dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) liberadas a la atmósfera por la descomposición anaeróbica de los residuos, que sin ella habrían sido abandonados en pilas en el campo. Su fin fue permitir la combustión controlada de la biomasa para obtener vapor y con un equipo turbo vapor generar energía eléctrica y térmica:

- **Producción horaria de vapor<sup>5</sup>:** 26,59 t/h
- **Producción de energía eléctrica y térmica:**  
Producción bruta de energía eléctrica<sup>6</sup>: 4,55 MWh e  
Producción neta<sup>7</sup> de energía eléctrica: 4,05 MWh e  
Producción bruta de energía térmica: 6,54 MWh t

**Gráfico 1.** Esquema del proceso de una central de biomasa de cogeneración alimentada 100% con residuos



Fuente: Elaborado por los autores.

<sup>5</sup> Se consideró un rendimiento de la caldera con celulósicos del 81%.

<sup>6</sup> Generador 5 000 kVA, 13,2 kV, 1 500 RPM, 50 Hz  $\cos \phi$  igual a 0,91 y 0,5 MW de consumo auxiliares.

<sup>7</sup> Descontado el autoconsumo.

### Datos del proceso

Con pala cargadora, el combustible biomásico se almacena en un silo búnker desde el que se alimenta el silo diario de la caldera. El combustible se suministra en todo el ancho de la grilla de la caldera por intermedio de tornillos sin fin controlados por inversores de frecuencia y tiempo del ciclo, que regulan la descarga de combustible. El nivel de este se controla a través de sensores que desactivan la alimentación con anterioridad al sistema de caldera.

El sistema de combustión está compuesto por grillas de avance continuo recíprocante. Las cenizas formadas se descargan en un transportador de cadenas tipo *redler*, que las traslada hacia el exterior de la caldera, mediante una válvula rotativa.

Los gases generados en la cámara de combustión de la caldera suben hasta la región superior del hogar pasando en flujo cruzado transversal por el haz convectivo. Posteriormente, el flujo descendente pasa por dentro de los tubos del sobrecalentador de aire secundario y primario y por el economizador, y luego es filtrado en el multiciclón para seguir por el extractor hasta la cima de la chimenea. Esta, diseñada para conducir los gases de combustión a la atmósfera, es de tipo autoportante, cilíndrica de una sola sección vertical, fabricada de acero.

La central está conectada a una línea de media tensión de 13,2 kV, por medio de la cual se vende la energía eléctrica.

### 3.3 Proyecto de biogás que combina efluentes residuales con silaje de maíz u otra materia orgánica para aumentar el rendimiento

Para cuantificar las externalidades positivas de los proyectos de biogás se seleccionó como proyecto testigo una central de generación eléctrica a partir de biogás producido con silaje de maíz y estiércol vacuno. Adicionalmente, se diferenciaron las externalidades de proyectos con una potencia instalada inferior a 1 MW y una superior a 2 MW.

#### Descripción

La central de biogás estudiada tiene la finalidad de producir energía eléctrica (y térmica) a partir de biogás de la cofermentación anaeróbica de biomasa de origen zootécnico (estiércol vacuno, porcino y/u otro) y vegetal (ensilado de maíz y/o sorgo). Como cosustrato alternativo al silaje de cultivos anuales, puede utilizarse la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos (FORSU), vinaza resultante de la producción de bioetanol, glicerol crudo de la producción de biodiesel, grasas animales y otros.

La capacidad instalada en la central es de 1,2 MWe. La tecnología utilizada es de biodigestores anaeróbicos con una temperatura de operación de 55 °C, de modo de favorecer el crecimiento y desarrollo de bacterias termófilas, lo que permite maximizar el rendimiento de degradación de los componentes orgánicos contenidos en las materias primas utilizadas en el proceso, con el consecuente aumento de la producción de energía eléctrica-térmica. El proceso se basa esencialmente en la digestión anaeróbica húmeda, y presenta como ventajas una recuperación energética (metano o energía eléctrica/térmica) y la estabilización del digerido con destino agronómico.

#### Datos de operación

La central se dimensionó para trabajar en condición de régimen y ejercicio continuo por 24 horas los 7 días de la semana.

Plan anual de alimentación del sistema de digestión anaeróbica:

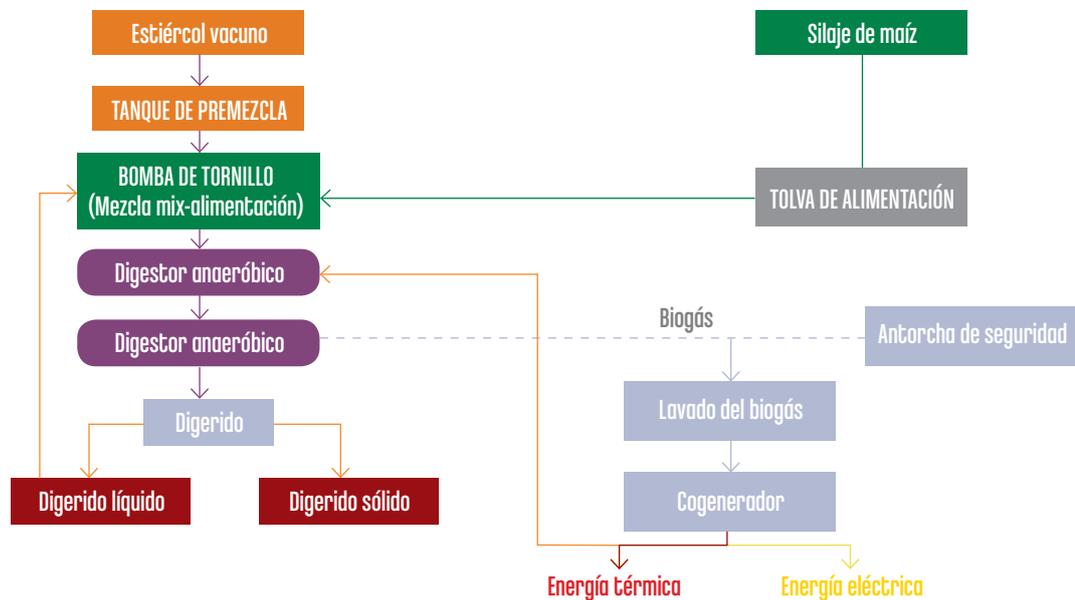
- **Estiércol vacuno:** 4 000 t/año.
- **Silaje de maíz:** 20 000 t/año<sup>8</sup>.

El estiércol vacuno se recibe en camiones atmosféricos y se almacena en un depósito de hormigón armado que funciona como tanque de premezcla, con un agitador para mantener homogénea la masa (Gráfico 2).

El cultivo energético (silaje de maíz) llega picado, y se almacena en la playa de silaje para conservarlo. Este tipo de centrales necesita acopiar el combustible biomásico necesario para la operación anual durante un período de tiempo muy corto (dos a tres meses). La siembra, cosecha, picado y ensilado del maíz en la central pueden ser realizados por la misma empresa que opera la central de generación y/o por terceros.

El sistema de almacenaje consiste en silos búnker sobre suelo impermeabilizado. Cada capa se compacta para expulsar el máximo aire intersticial mediante un tractor, y así lograr una densidad de alrededor de 600 kg/m<sup>3</sup>. Por último, se puede recubrir con una capa de polietileno.

**Gráfico 2.** Esquema del proceso de una central de biogás con codigestión de estiércol vacuno y silaje de maíz



Fuente: Elaborado por los autores.

<sup>8</sup> Equivale a 40 000 t/año de vinaza proveniente de la producción de bioetanol y/o a 27 000 t/año de FORSU, entre otros cosustratos que podrían ser utilizados en reemplazo del silaje de maíz.

- **Producción diaria de biogás**<sup>9</sup>: 10 958 Nm<sup>3</sup>
- **Producción de energía:**
  - Producción bruta de energía eléctrica<sup>10</sup>: 1 023 kWh e
  - Producción neta de energía eléctrica<sup>11</sup>: 930 kWh e
  - Producción bruta de energía térmica<sup>12</sup>: 1 094 kWh t
  - Producción neta de energía térmica<sup>13</sup>: 759 kWh t

### Datos del proceso

El silaje de maíz se envía desde el silo búnker, mediante una pala cargadora, a una tolva de alimentación con capacidad de almacenamiento correspondiente a un día de operación. Mediante un tornillo sin fin dispuesto en el fondo de la tolva, la materia verde se transporta hasta la bomba de tornillo, en donde se mezcla el silaje con el contenido del digestor primario, y desde allí se bombea al interior del reactor. El estiércol vacuno alimenta al digestor primario directamente desde el tanque de premezcla.

El mix procedente de la etapa de carga y mezcla se envía a un intercambiador de calor tubo-tubo antes de ingresar al digestor primario. Este precalentamiento de la mezcla de alimentación permite evitar shocks térmicos en el interior del reactor, que provocarían variaciones en la producción de biogás.

La fase de digestión anaeróbica fue dimensionada considerando un tiempo de retención hidráulica (TRH) de aproximadamente 60 días. El reactor puede ser de hormigón armado o acero al carbono tratado. Es importante la elección del sistema de agitación (puede ser vertical u horizontal) para garantizar que la mezcla permanezca homogénea y evitar la sedimentación y/o formación de costra en la parte superficial. Un correcto diseño del reactor también evita la formación de espuma.

El digerido procedente del digestor primario se almacena en un digestor secundario (o tanque de almacenamiento), que es un reactor con gasómetro de doble membrana en el techo y sistema de agitación horizontal. La función del gasómetro es garantizar la presión del biogás dentro del sistema antes de ser enviado a la unidad de cogeneración (CHP). La presión de operación dentro de los reactores es de 12 mbar.

El biogás almacenado se envía a un sistema de tratamiento para eliminar el vapor de agua y el sulfuro de hidrógeno. Adicionalmente, con un soplador se eleva la presión del biogás hasta 60 mbar para inyectarlo en la unidad de cogeneración, que está formada por un motor de combustión interna, un generador y el sistema de recuperación de calor del circuito de refrigeración de la camisa del motor y los gases de escape. La central de biogás tiene el punto de interconexión en una línea de 13,2 kV. La estación transformadora está compuesta por un transformador con conexión estrella-estrella con neutro rígido a tierra con su respectivo reconector.

---

<sup>9</sup> El rendimiento esperado del silaje de maíz es 195 Nm<sup>3</sup> biogás/t materia verde (MV), y el del estiércol vacuno, 20 Nm<sup>3</sup> biogás/t estiércol fresco.

<sup>10</sup> Con un rendimiento eléctrico de la unidad de cogeneración (CHP) de 43% y un PCI del biogás de 4 482 kcal/Nm<sup>3</sup>.

<sup>11</sup> Descontado el autoconsumo.

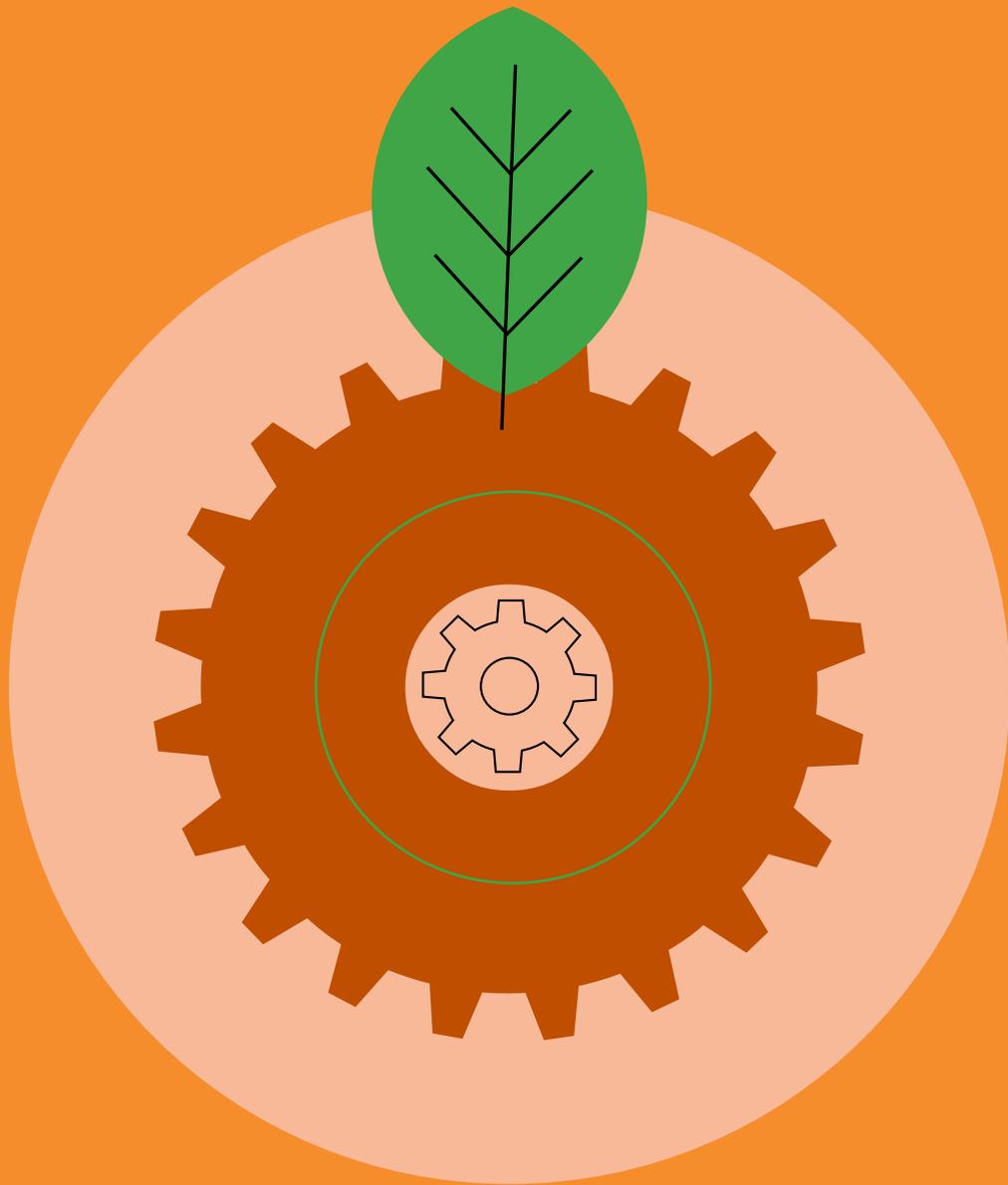
<sup>12</sup> Con un rendimiento térmico de la unidad CHP de 46% y PCI del biogás de 4 482 kcal/Nm<sup>3</sup>.

<sup>13</sup> Descontado el autoconsumo.

El digerido es un subproducto rico en nutrientes y materia orgánica con alto valor fertilizante. Existe una *Norma técnica para la aplicación agrícola del digerido de plantas de digestión anaeróbica* establecida por la Resolución 19/2019 de la ex Secretaría de Gobierno de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación (SAyDS)<sup>14</sup>. El digerido se almacena en una laguna impermeabilizada con geomembrana antes de utilizarse como fertilizante. Este uso en agricultura reduce la necesidad de fertilizantes químicos (Casanovas, 2015) y, por ende, el nivel de emisiones de gases de efecto invernadero generadas en la producción y aplicación de fertilizantes de origen fósil.

---

<sup>14</sup> <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/200656/20190124>.



# 4. EXTERNALIDADES POSITIVAS PARA VALORIZAR ECONÓMICAMENTE

En este capítulo se analizarán y, en lo posible, se valorizarán las siguientes externalidades positivas:

## **1. Inversión (externalidad indirecta):**

- Multiplicador de la inversión.
- Liberación de los terrenos ocupados por los residuos y su valorización inmobiliaria e impositiva para la comuna y/o provincia.

## **2. Empleo indirecto e inducido.**

## **3. Generación distribuida:**

- Economía distribuida (“capitalismo distribuido”).
- Energía distribuida.

## **4. Impuestos indirectos.**

## **5. Eléctricas:**

- Reserva de potencia<sup>15</sup>.
- Sobrecosto de emisiones de toneladas de dióxido de carbono (tCO<sub>2</sub>) equivalentes de combustibles fósiles por reserva de potencia.

## **6. Ambientales:**

- Costos evitados de tratamientos o daños generados en las napas, ríos, arroyos y lagunas.

---

<sup>15</sup> La disponibilidad del recurso en el caso de los proyectos de biomasa y biogás debe ser garantizada por el propio proyecto. En caso de no alcanzarse los valores de producción de energía eléctrica neta anual, el contrato de abastecimiento de energía eléctrica de CAMMESA prevé penalidades por los MWh anuales no inyectados a la red respecto de los comprometidos en el contrato.

- Costos evitados por incendios.
- Ahorro de emisiones de tCO<sub>2</sub> equivalentes por cogeneración.
- Ahorro de emisiones de tCO<sub>2</sub> equivalentes por utilización de residuos.

Para poder cuantificar las externalidades positivas y poder darles un valor en USD/MWh se han utilizado como fuente los valores de disponibilidad de las centrales eólicas, solares fotovoltaicas, de biomasa y de biogás informados por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CMMESA) en la Base de Datos Mensual 2018.

Las externalidades serán presentadas en comparación con las tecnologías eólica y solar. Estas son las fuentes renovables más económicas y han sido las de mayor desarrollo a nivel mundial, y a nivel nacional en el marco del Programa RenovAr, por lo que son consideradas la base de la expansión de las energías renovables. Así, se busca valorizar las externalidades comparativas de las bioenergías, para que los decisores de políticas evalúen si se justifica pagar el mayor costo por MWh que estas tienen.

### 4.1 Inversión (externalidad indirecta)

A partir de los proyectos de generación adjudicados en las rondas 1, 1.5 y 2 del Programa RenovAr, se han podido observar de manera fehaciente los distintos requerimientos de inversión de cada tecnología.

Los pliegos de bases y condiciones de esas tres rondas del Programa RenovAr<sup>16</sup> informan la inversión por MW instalado, como se detalla en el Anexo II. Además, en los cuadros 4 y 5 se presentan los valores de inversión en proyectos eólicos y solares sobre la base del relevamiento de la Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética de la Nación<sup>17</sup>, realizado entre los proyectos que ya han entrado en operación comercial y los que se encuentran en construcción. Para poder cotejar las distintas tecnologías, se convirtieron los números de inversión por MW instalado a inversión por MWh disponible, y así poder compararlo con el precio. Para ello fue necesario introducir en el cálculo la disponibilidad de las centrales, que se obtuvo de la Base del Informe Mensual de CMMESA del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)<sup>18</sup>. Estos datos pueden observarse en el Cuadro 1, que presenta los valores de inversión por MW para las diferentes tecnologías correspondientes al último dato conocido (utilizado para beneficios fiscales en el Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable, MATER), y tiene como antecedente las ofertas de la Ronda 2 del Programa RenovAr.

Respecto de la disponibilidad, es importante señalar que para las tecnologías de biogás y biomasa se utilizaron únicamente datos de centrales con más de seis meses de operación comercial: Central Bioeléctrica Río Cuarto 1 y Central Térmica (CT) San Pedro Verde para biogás, y CT Prodeman Bioenergía SA y Pindó Ecoenergía SA, para biomasa. Se observa que, al estar estos proyectos en el inicio de la curva de aprendizaje (de uno a dos años para estas tecnologías), la disponibilidad es significativamente menor a la esperada, que es cercana al 85%. Sumado a esto, la central Pindó Ecoenergía informó que tuvo más

---

<sup>16</sup> <https://www.argentina.gob.ar/energia>

<sup>17</sup> <https://www.argentina.gob.ar/energia/secretaria-energia-electrica/subsecretaria>

<sup>18</sup> <https://portalweb.cammesa.com/MEMNet1/default.aspx>

#### 4. Externalidades positivas para valorizar económicamente

de 1 000 interrupciones de la red, por lo que en determinados períodos no pudo inyectar energía eléctrica al MEM por problemas de la línea de conexión. Para el cálculo de las externalidades se utilizarán ambos valores de disponibilidad: el valor de base por defecto será el obtenido en el Cuadro 1, y también se incorporarán los resultados considerando la disponibilidad teórica esperada para biogás y biomasa, del 85%.

Sobre la base de la inversión por MWh disponible para cada tecnología, es posible calcular el valor necesario para remunerar la inversión. Para esto, es necesario introducir el concepto de Costo Periódico Equivalente (CPE).

El CPE es el costo relevante de un proyecto expresado por unidad de tiempo, y resulta de transformar el flujo de todos los costos del proyecto en un flujo periódico uniforme a lo largo de la fase de operación, utilizando la tasa de descuento relevante (Ferrá y Botteon, 2006). Para calcular el CPE de un proyecto o de una alternativa de proyecto, se siguen los siguientes pasos:

- Se calcula el valor actual de los costos (VAC) tomando en consideración todos los costos relevantes de inversión (teniendo en cuenta los valores residuales de los bienes que la componen) y de operación.
- Se transforma el VAC en un flujo de valores constantes, de tal manera que la distribución en el tiempo de cada costo así calculado coincida exactamente con la distribución de los beneficios. Si los beneficios constantes están uniformemente distribuidos, se debe cumplir que:

$$VAC = \frac{CPE}{(1+r)^h} \cdot \left[ \frac{1}{(1+r)^1} + \frac{1}{(1+r)^2} + \dots + \frac{1}{(1+r)^{n-h}} \right] = \frac{CPE}{(1+r)^h} \cdot \frac{(1+r)^{n-h} - 1}{(1+r)^{n-h} \cdot r}, \quad (1)$$

donde h es el tiempo correspondiente a un período antes del que se obtiene el primer beneficio del proyecto; n es el tiempo final de la vida del proyecto; (n-h) es la cantidad de períodos en los que se perciben beneficios operativos; y r es la tasa de descuento (en este trabajo se considera la inversión en el momento h=0 y a partir de ahí el cobro de la energía).

De (1) surge:

$$CPE = VAC \cdot (1+r)^h \cdot \frac{(1+r)^{n-h} \cdot r}{(1+r)^{n-h} - 1}. \quad (2)$$

**Cuadro 1.** Inversión de las distintas tecnologías por MW disponible

Tecnología	Disponibilidad (%)	Inversión por MW instalado (USD)	Potencia disponible (%)	Inversión por MW disponible (USD)
Biogás	79,80	5 250 000	3,0	6 578 947
Biomasa	71,16	2 750 000	6,7	3 864 531
Eólica	40,56	1 250 000	60,7	3 082 121
Solar	27,97	850 000	29,5	3 038 576

Fuente: Elaborado por los autores sobre datos de la ex Secretaría de Gobierno de Energía y CAMESA.

## Valorización de externalidades de proyectos con biomasa seca y biogás

El concepto de CPE es utilizado para poder comparar en los mismos términos el costo salarial de la construcción, que se da en los tres primeros años, con los ingresos por la venta de energía, que se calcula en 20 años. En particular, para la estimación se utilizó una tasa de descuento del 10% anual en dólares.

Es conveniente aclarar que la fórmula de CPE es la fórmula de matemática financiera que se encuentra implícita en la función "Pago(.)" del programa Microsoft Excel.

Así, es posible calcular que, en proyectos de biogás, la inversión es de 88,21 USD por cada MWh producido; en proyectos de biomasa, de 51,82 USD; en eólicos, de 41,33 USD; y en solares, de 40,74 USD, tal como puede apreciarse en el Cuadro 2<sup>19</sup>.

Considerando una disponibilidad del 85%, el CPE de la inversión por MWh producido se reduce: en el caso de biogás, baja de 88,21 a 82,82 USD; en el de la biomasa, baja de 51,82 a 43,38 USD. Estos datos pueden apreciarse en el Cuadro 3.

### Multiplicador de la inversión

En paralelo, y también en relación con la inversión, se pueden analizar las externalidades generadas por las inversiones de cada uno de los proyectos. Para esta estimación puede utilizarse el multiplicador de la inversión, pero, para que sea más acertada, debe realizarse

**Cuadro 2.** CPE de la inversión por MWh producido, según tecnología

Tecnología	Inversión por MW disponible (USD)	CPE inversión anual. 20 años al 10% (USD)	CPE inversión por MWh producido (USD)
Biogás	6 578 947	772 761	88,21
Biomasa	3 864 531	453 926	51,82
Eólica	3 082 121	362 025	41,33
Solar	3 038 576	356 910	40,74

Fuente: Elaborado por los autores sobre datos de la Secretaría de Energía de la Nación y CAMMESA.

**Cuadro 3.** CPE de la inversión por MWh producido, según tecnología, con disponibilidad del 85%

Tecnología	Inversión por MW disponible (USD)	CPE inversión anual. 20 años al 10% (USD)	CPE inversión por MWh producido (USD)
Biogás	6 176 471	725 486	82,82
Biomasa	3 235 294	380 016	43,38
Eólica	3 082 121	362 025	41,33
Solar	3 038 576	356 910	40,74

Fuente: Elaborado por los autores sobre datos de la Secretaría de Gobierno de Energía de la Nación y CAMMESA.

<sup>19</sup> Por simplicidad en el cálculo, se tomó toda la inversión inicial en el año 0, por lo que el término  $(1+r)^h$  es igual a 1.

sobre la inversión en bienes y servicios que se prestan y generan renta en la República Argentina, ya que es sobre esa fracción que se pueden generar efectos multiplicadores sobre el resto de la economía.

Para el cálculo de inversión nacional para cada tecnología, puede utilizarse la información referida al componente nacional declarado (CND) de las ofertas de los proyectos presentadas en las rondas 1, 1.5 y 2 del Programa RenovAr. Sin embargo, como el artículo 5 del Anexo I de la Resolución MEyM 72/2016, y la Resolución Conjunta MEyM 123/2016 y MP 313/2016 y su modificatoria, consideran solo contenido electromecánico para otorgar los beneficios fiscales, en este trabajo se ha calculado la inversión nacional por tecnología. Así, para definir los montos de inversión por tecnología y el desglose entre inversión en bienes y servicios nacionales versus extranjeros, se entrevistó a fuentes calificadas del sector de las energías renovables (propietarios y desarrolladores de proyectos adjudicados en todas las tecnologías del Programa RenovAr y miembros de la Cámara Argentina de Energía Renovables, CADER). Por lo tanto, el valor de inversión nacional considerado para los cálculos se basa en información brindada por desarrolladores de proyectos de las diferentes tecnologías e información de la Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética de la Nación, y es el que se presenta en los cuadros 4, 5, 6 y 7. Para el biogás y la biomasa, se utilizó la información de los casos que se presentan en el Capítulo 3. Para las tecnologías eólica y solar, se usó la información brindada por desarrolladores del sector y la Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética de la Nación al CEARE.

Respecto de las tecnologías eólica y solar, la escala de producción que requiere la fabricación de los equipos esenciales (aerogeneradores y paneles) limita la posibilidad de que en el mediano plazo se produzcan en el país. En el caso del biogás, lo mismo sucede con los motogeneradores, aunque no con el resto del equipamiento electromecánico, que hoy se importa pero en un futuro, con un mercado interno de plantas de biogás en crecimiento, podría fabricarse localmente (como actualmente se está evidenciando, en tecnología eólica, con experiencias de producción local de torres), y redundar en incrementos del componente nacional. Respecto de los proyectos de biomasa, el equipo electromecánico con bajas posibilidades de fabricarse en el país es el turbogenerador. En cuanto a la caldera, que representa el 36,90% de la inversión, si bien ya se ofrece localmente, puede ocurrir, según la cantidad de centrales que se construyan por año, que no haya suficiente capacidad instalada. Sin embargo, esto no significará tener que importar el 100% de la caldera, ya que en la mayoría de los casos se han formalizado alianzas entre empresas extranjeras y locales para que las calderas tengan un importante porcentaje de componente nacional, según la información relevada de los proyectos analizados en el Capítulo 3.

Por lo expuesto, se considera que los valores presentados en los cuadros 4, 5, 6 y 7 son representativos de la composición de la inversión para cada tecnología, si bien es cierto que cada proyecto es diferente y estos valores pueden cambiar en función de la localización y/o el desarrollador de la central de generación.

En el Cuadro 8, puede observarse que la inversión en bienes y servicios nacionales alcanza los 4 934 352 USD en biogás, 2 898 565 USD en biomasa, 1 131 854 USD en eólica y 796 663 USD en solar, por cada MWh disponible.

La principal externalidad de la inversión es su efecto multiplicador, ya que genera mayor gasto, y este, mayor consumo, en sucesivas rondas. El multiplicador de la inversión mide el aumento del producto nacional o la renta por cada dólar que aumenta la inversión, resume el impacto final de sucesivas rondas de aumento del gasto.

**Cuadro 4.** Composición de la inversión en tecnología eólica

Inversión eólica	Total sin IVA (USD)	Participación (%)
Proyecto ejecutivo e ingeniería	40 251,15	3
Provisión de aerogeneradores	726 000,00	58
Transporte de aerogeneradores	47 250,00	4
Montaje de aerogeneradores	90 000,00	7
Obra civil y caminos	196 375,00	16
Sistema de interconexión	17 000,00	1
Subestación y línea de conexión	107 124,88	9
Conexión del parque a línea de 132 kV	8 289,06	1
Sistema de monitoreo remoto	2 154,68	0
Inspección y asistencia técnica	15 555,22	1
Costo total por MW instalado	1 250 000,00	100
Disponibilidad	40,56%	-
<b>Costo total por MWh disponible</b>	<b>3 082 121,36</b>	-
<b>Inversión nacional</b>	-	<b>37</b>

Fuente: Elaborado por los autores sobre la base de fuentes calificadas.

**Cuadro 5.** Composición de la inversión en tecnología solar

Inversión solar	Total sin IVA (USD)	Participación (%)
Proyecto ejecutivo e ingeniería	12 246,74	1
Provisión de paneles solares	595 000,00	70
Transporte de paneles y equipos	26 265,00	3
Montaje de paneles	50 235,00	6
Obra civil y caminos	93 500,00	11
Sistema de interconexión	5 679,68	1
Subestación y línea de conexión	56 799,07	7
Conexión del parque a línea de 132 kV	4 395,00	1
Sistema de monitoreo remoto	1 147,47	0
Inspección y asistencia técnica	4 732,03	1
Costo total por MW instalado	850 000,00	100
Disponibilidad	27,97%	-
<b>Costo total por MWh disponible</b>	<b>3 038 576,11</b>	-
<b>Inversión nacional</b>	-	<b>26</b>

Fuente: Elaborado por los autores sobre la base de fuentes calificadas.

#### 4. Externalidades positivas para valorizar económicamente

**Cuadro 6.** Composición de la inversión en tecnología de biogás

Inversión biogás	Total sin IVA (USD)	Participación (%)
Proyecto ejecutivo e ingeniería	397 965,99	8
Provisión de equipamiento electromecánico extranjero	435 652,43	8
Provisión de equipamiento electromecánico nacional	373 457,82	7
Transporte internacional	35 011,67	1
Transporte nacional	17 505,84	0
Montaje electromecánico	578 518,96	11
Obra civil	2 278 092,70	43
Motogenerador	842 030,68	16
Sistema de interconexión con subestación y línea	151 717,24	3
Puesta en marcha	140 046,68	3
Costo total por MW instalado	5 250 000,00	100
Disponibilidad	79,80%	-
<b>Costo total por MWh disponible</b>	<b>6 579 137,29</b>	<b>-</b>
<b>Inversión nacional</b>	<b>-</b>	<b>75</b>

Nota: En este cuadro, los digestores son considerados obra civil y no equipamiento electromecánico como en los proyectos afectados al Programa RenovAr. En el Anexo III se presentan los principales componentes de cada ítem de la inversión.

Fuente: Elaborado por los autores sobre la base de fuentes calificadas.

Como base, se utilizó el estudio de Parra Rodríguez (2015), que estima la propensión marginal al consumo (PMgC) en la Argentina, en 0,60.

El multiplicador de la inversión es igual a:

$$k = \frac{\Delta Y}{\Delta I} = \frac{1}{(1-PMgC)} = \frac{1}{1-0,6} = \frac{1}{0,4} = 2,5$$

En esta fórmula, el multiplicador de la inversión (k) es igual a 2,5. Por lo que, como se presenta en el Cuadro 8, el multiplicador de la inversión en proyectos de biogás es de

## Valorización de externalidades de proyectos con biomasa seca y biogás

**Cuadro 7.** Composición de la inversión en tecnología de biomasa

Inversión biomasa	Total sin IVA (USD)	Participación (%)
Proyecto ejecutivo e ingeniería	184 261,72	7
Caldera	1 014 882,97	37
Provisión de equipamiento electromecánico extranjero	358 767,14	13
Provisión de equipamiento electromecánico nacional	121 841,76	4
Transporte internacional	42 456,62	2
Transporte nacional	8 491,32	0
Montaje electromecánico	135 861,17	5
Obra civil	276 307,66	10
Turbogenerador	286 157,60	10
Sistema de interconexión con subestación y línea	297 196,32	11
Puesta en marcha	23 775,71	1
Costo total por MW instalado	2 750 000,00	100
Disponibilidad	71,16%	-
<b>Costo total por MWh disponible</b>	<b>3 864 463,71</b>	<b>-</b>
<b>Inversión nacional</b>	<b>-</b>	<b>75</b>

Nota: En los proyectos afectados al Programa RenovAr, la caldera es considerada equipamiento electromecánico. En el Anexo IV se presentan los principales componentes de cada ítem de la inversión.

Fuente: Elaborado por los autores sobre la base de fuentes calificadas.

**Cuadro 8.** Multiplicador de la inversión por MWh producido por cada tecnología

Tecnología	Inversión por MW disponible (USD)	CPE inversión anual. 20 años al 10% (USD)	CPE inversión por MWh producido (USD)	Inversión nacional (%)	Inversión importado (%)	Inversión nacional (USD)	Inversión importado (USD)	Multiplicador inversión nacional por MWh producido (USD)
Biogás	6 578 947	772 761	88,21	75,0	25,0	4 933 966	1 644 981	70,40
Biomasa	3 864 531	453 926	51,82	75,0	25,0	2 898 565	965 966	41,36
Eólica	3 082 121	362 025	41,33	36,7	63,3	1 131 854	1 950 268	16,15
Solar	3 038 576	356 910	40,74	26,2	73,8	796 663	2 241 913	11,37

Fuente: Elaborado por los autores sobre la base de proyectos licitados, ex Secretaría de Gobierno de Energía (2019) y Parra Rodríguez (2015).

#### 4. Externalidades positivas para valorizar económicamente

**Cuadro 9.** Multiplicador de la inversión por MWh producido por cada tecnología con disponibilidad del 85%

Tecnología	Inversión por MW disponible (USD)	CPE inversión anual. 20 años al 10% (USD)	CPE inversión por MWh producido (USD)	Inversión nacional (%)	Inversión importado (%)	Inversión nacional (USD)	Inversión importado (USD)	Multiplicador inversión nacional por MWh producido (USD)
Biogás	6 176 471	725 486	82,82	75,0	25,0	4 632 353	1 544 118	66,10
Biomasa	3 235 294	380 016	43,38	75,0	25,0	2 426 471	808 824	34,62
Eólica	3 082 121	362 025	41,33	36,7	63,3	1 131 854	1 950 268	16,15
Solar	3 038 576	356 910	40,74	26,2	73,8	796 663	2 241 913	11,37

Fuente: Elaborado por los autores sobre la base de proyectos licitados, ex Secretaría de Gobierno de Energía (2019) y Parra Rodríguez (2015).

70,40 USD por cada MWh producido; en biomasa es de 41,36 USD; en eólico es de 16,15 USD; y en solar, de 11,37 USD.

Considerando una disponibilidad del 85%, el multiplicador de la inversión del componente nacional por MWh producido, en biogás es de 66,10 USD, en biomasa de 34,62 USD, en eólico 16,15 USD y en solar, 11,37 USD.

#### Liberación de los terrenos ocupados por los residuos y su valorización inmobiliaria e impositiva para la comuna y/o provincia.

En el objeto y alcance del presente trabajo, se había decidido medir como externalidades dos aspectos relativos a los terrenos ocupados por los residuos:

- a) su liberación de los residuos;
- b) su valorización inmobiliaria y/o impositiva para la comuna y/o provincia.

En el proceso de análisis y estimaciones, se consideró que este tipo de externalidades son operativas en proyectos de biogás y de biomasa que tienen como insumos residuos sólidos urbanos (RSU). Esto es así porque, en zonas urbanas, se liberan terrenos con un valor inmobiliario relativamente alto, que se encuentran dedicados a entierros sanitarios. Sin embargo, en zonas rurales, el valor de la tierra es menor, por lo que estas externalidades no pesan en una dimensión considerable.

Para sustentar esta consideración, se toma el caso de una hectárea de alta producción agrícola en la zona pampeana, con un valor de 10 000 USD la hectárea. La liberación de un espacio como este tendría un impacto de 0,13 USD/MWh producido. Este caso aplicaría a los proyectos de biogás, que se encuentran mayoritariamente en esa zona. A la vez, para proyectos de biogás no necesariamente se liberan terrenos, ya que las lagunas de tratamiento igual deben existir en planteos ganaderos intensivos.

En el caso de la biomasa, el valor de la tierra es incluso menor, ya que una parte importante de los proyectos se asientan en provincias del NEA, cuyas zonas rurales tienen un

valor sustancialmente inferior a las de la región pampeana. En estos proyectos, a diferencia de los de biogás, es más probable que se liberen terrenos donde se acumulan residuos de procesos agroindustriales. En este sentido, el mayor costo puede estar relacionado con la remediación de los terrenos y otros relacionados con la reproducción de algunos tipos de animales e insectos, aunque en muchos casos las agroindustrias ya les dan disposición final a esos residuos con distintos procesos de quema. Así, para una correcta evaluación de este punto, es necesario un análisis caso por caso.

### 4.2 Empleo indirecto e inducido

Entre las ventajas macroeconómicas que pretende valorizar este trabajo, se busca poner en evidencia la generación de empleo, en el entendimiento de que este promueve un desarrollo distribuido en el territorio que tiene beneficios para la sociedad y, en especial, para la ruralidad.

Resulta importante aclarar las diferencias entre empleos directos, indirectos e inducidos. Para ello, se adoptó el criterio del documento *Plataforma Escenarios Energéticos Argentina 2040* (Beljansky *et al.*, 2018), en el que se establece que los empleos directos son aquellos que se desarrollan dentro de los límites del proyecto de energía; los indirectos reflejan las inversiones realizadas en las cadenas de valor, mientras que los inducidos resultan del aumento de la actividad económica, tanto en el proyecto como en la cadena de valor, que genera empleos en otros sectores de la economía.

A modo de ejemplo, en el caso de un proyecto eólico, los empleos directos son los de los profesionales, contratistas y obreros que trabajan en la planificación y construcción del parque, en la producción de los componentes (turbinas, palas, torre, entre otros) y en la operación y mantenimiento del parque. Los empleos indirectos son aquellos que se generan en las fábricas de materiales (cemento, acero y otros) o de equipos usados en la construcción (grúas, camiones, etcétera). Por último, los empleos inducidos son los que se generan en toda la economía como consecuencia de los gastos de quienes tienen esos empleos directos e indirectos: sus salarios se gastan, entre otros destinos, en bienes de supermercados o tiendas, y en servicios como alojamiento, educación, salud, restaurantes y demás, y tal aumento en la actividad económica crea empleos en estos sectores.

Así, los salarios de los empleos directos e indirectos no son una externalidad, ya que son costos incluidos al calcular el precio de venta del MWh de los proyectos de energía renovable, mientras que sí lo son los de los empleos inducidos. Sin embargo, para estimar estos últimos se requiere calcular los primeros.

Para cuantificar empleos del sector eléctrico de los diferentes escenarios construidos, en el documento *Coincidencias y divergencias sobre el futuro de la energía en Argentina* de la Plataforma Escenarios Energéticos Argentina 2040<sup>20</sup> se utilizó un modelo econométrico desarrollado por el New Climate Institute de Alemania.

Dado que, en agosto de 2018, la Subsecretaría de Energías Renovables de la Nación publicó el documento *Generación de empleo: energías renovables* (Rijter, 2018), se decidió utilizarlo como punto de partida para el cálculo de las externalidades y de las ventajas macroeconómicas relacionadas con el empleo. Es importante destacar que la fuente de datos de dicho documento es la declaración jurada de los proyectos que se presentaron en la Ronda 2 del Programa RenovAr, y que los empleos informados son solo los incluidos dentro de los

---

<sup>20</sup> <https://www.escenariosenergeticos.org/>

#### 4. Externalidades positivas para valorizar económicamente

límites de los proyectos, sin tomar en cuenta los que se generan para fabricar los componentes que se instalan en ellos. Así, el documento mencionado elabora el indicador de empleo directo para energías renovables (IEDER) en la Argentina, dando cuenta de los puestos de trabajo requeridos tanto para la construcción e instalación, como para la operación y el mantenimiento (O&M) de una planta de 1 MW de potencia instalada para cada tecnología renovable destinada a la generación eléctrica (empleos/MW), como muestra el Cuadro 10.

De acuerdo con las consultas realizadas con fuentes calificadas, las centrales de biogás con una potencia instalada inferior a 1 MW demandan más personal que las de 2 MW, debido a la mayor automatización en las plantas de más envergadura. Por lo tanto, la escala afecta la generación de empleo de cada central, aunque el impacto no es proporcional, ya que algunos puestos de trabajo no se duplican por la duplicación de la potencia. Así, para plantas de biogás de menos de 1 MW de potencia instalada, el IEDER de O&M puede llegar a ser 7 en lugar de 4,6.

Los empleos directos requeridos para el funcionamiento de la central de biogás durante su operación comercial contemplan la administración, operación, mantenimiento y dirección. Para el caso bajo estudio, se identificaron los siguientes puestos de trabajo:

- Operación de zona de carga sustratos orgánicos: n.1.
- Operación de planta de biogás: n.3.
- Operación de planta de generación de energía eléctrica-térmica: n.1.
- Administración: n.1.
- Dirección / Gerencia / Ingeniería: n.1.

Los proyectos adjudicados menores a 2 MW son el 55% de los proyectos totales, por lo que la diferencia en generación de empleo debe tenerse en cuenta al momento de decidir apoyar proyectos de menor escala. Sin embargo, aquí se utiliza el indicador de 4,6 por MW para mantener homogénea la base de información. El IEDER no puede utilizarse como indicador para estimar los recursos humanos de un proyecto en particular, pero sí permite calcular el promedio de mano de obra empleada por MW para cada tipo de tecnología. En función de los datos relevados de proyectos bioenergéticos en operación y/o ejecución, puede concluirse que el IEDER de biogás de 4,6 puestos de trabajo por MW representa a las plantas con una potencia instalada de entre 1,5 y 2,4 MW.

**Cuadro 10.** Generación de empleo directo por MW en energías renovables (IEDER)

Tecnología	IEDER			
	Construcción			O&M
	Año 1	Año 2	Año 3	
Biogás	9,7	13,1	3,2	4,6
Biomasa	4,3	7,3	4,4	2,2
BRS	6,7	0,8	0,1	4,2
PAH	13,2	13,5	11,5	2,5
Eólica	1,6	1,9	0,7	0,2
Solar	2,3	2,8	0,2	0,2

Fuente: Rijter, G. (2018).

Para los casos de biomasa bajo estudio (potencias instaladas de 4,55 y 6,10 MW), los recursos humanos directos identificados fueron los siguientes:

- Operación de patio de biomasa: n.4.
- Operación de caldera de vapor: n.7.
- Operación de planta de generación de energía eléctrica-térmica: n.3
- Administración: n.1
- Dirección / Gerencia / Ingeniería: n.1

Si bien en este caso podría suceder lo mismo que con la tecnología de biogás respecto de la dependencia de la escala, se toma el indicador de 2,2 por MW para tratar de maximizar el uso de datos públicos, a pesar de que, con el relevamiento propio, el indicador sería de 3 puestos de trabajo por MW.

### Salarios

Para valorizar económicamente el indicador de generación de empleo en cada tecnología, deben considerarse los salarios medios de los distintos sectores.

Para la etapa de construcción se calcula el salario medio del rubro “Construcción” sobre la base del *Boletín anual de seguridad social* de 2018 de la Administración Federal de Ingresos Públicos (AFIP, 2018). En este informe, la AFIP, como agente recaudador, publica la masa salarial y la cantidad de empleados registrados (denominados coloquialmente “en blanco”) de los grandes rubros de los sectores económicos. De dividir la masa salarial por la cantidad de empleados se obtiene el salario medio por trabajador, en pesos, sin aportes ni contribuciones a la seguridad social. En el momento de la redacción de este documento la última información disponible era de octubre de 2018, por lo que el promedio del salario anual se calculó considerando los diez primeros meses de ese año.

Para calcular el salario mensual en dólares, se utiliza el promedio mensual del tipo de cambio vendedor informado por el Banco Central de la República Argentina. Así, un empleado de la construcción tuvo un salario promedio de 884 USD por mes en 2018, tal como puede apreciarse en el Cuadro 11.

Los salarios de la etapa de O&M se consideran de manera distinta para las tecnologías eólica y solar, por un lado, y para biogás y biomasa, por el otro. De acuerdo con informantes calificados relacionados con los casos analizados, los proyectos eólicos y solares tienen empleados calificados y mayormente enmarcados en el sindicato de Luz y Fuerza, por lo que se eligió, para calcular el salario medio, el sector “Suministro de electricidad, gas y vapor y aire acondicionado”, que es la mayor desagregación posible tomando datos de la AFIP.

En el caso del biogás y la biomasa, se optó por tomar el promedio del “Sector productor de bienes”, que agrupa “Suministro de electricidad, gas, vapor y aire acondicionado” con otros sectores, como el agropecuario. También se consideró la posibilidad de tomar el sector agropecuario, pero se concluyó que los salarios medios eran demasiado bajos para el nivel de dedicación y calificación de los proyectos de generación eléctrica.

Con estas aclaraciones, los salarios medios mensuales que se utilizaron para los cálculos de O&M fueron de 2 980 USD para eólica y solar, y de 1 351 USD para biogás y biomasa.

Por otro lado, dentro del costo salarial, también se deben considerar los aportes y contribuciones a la seguridad social. En el informe mencionado (AFIP, 2018), además de la masa

#### 4. Externalidades positivas para valorizar económicamente

**Cuadro 11.** Salarios medios en pesos y en dólares por sectores relevantes

	Ene -18	feb -18	mar -18	abr -18	may -18	jun -18	jul -18	ago 18	sep -18	oct -18	Promedio
<b>Salarios medios en ARS</b>											
Sector productor de bienes (promedio)	31 880	31 986	30 713	33 930	32 214	33 452	34 086	35 006	35 419	36 481	33 517
Suministro de electricidad, gas, etc.	62 163	72 177	71 670	85 364	69 525	68 198	69 326	88 837	73 258	74 637	73 516
Construcción	20 073	20 327	19 552	21 205	21 862	22 944	22 689	23 176	24 422	24 483	22 073
TC vendedor BCRA	18,74	19,71	20,46	20,44	21,52	25,57	29,04	28,23	38,99	40,74	
<b>Salarios medios en USD</b>											
Sector productor de bienes	1 701	1 623	1 501	1 660	1 497	1 309	1 174	1 240	909	895	1 351
Suministro de electricidad, gas, etc.	3 317	3 663	3 503	4 177	3 230	2 668	2 387	3 147	1 879	1 832	2 980
Construcción	071	1 031	956	1 038	1 016	897	781	821	626	601	884

Fuente: Elaborado por los autores sobre datos de la AFIP (2018) y el BCRA (2018).

salarial y cantidad de empleados, se presentan los aportes y contribuciones efectivamente recaudados por sector económico. De allí es posible extraer que, en promedio, la seguridad social genera erogaciones equivalentes al 26,5% de la masa salarial. Esto es coincidente con el 16% de los aportes del empleado y el 11% de contribuciones del empleador. La diferencia de 0,5% se puede generar por algún tipo de régimen especial existente.

Además del salario y la seguridad social, hay otros ítems incluidos bajo el concepto de otros costos salariales que están ligados al salario: los aportes al PAMI (INSSJP), fondo de empleo, asignaciones familiares y obra social. La sumatoria de estos conceptos equivale a otro 13% del salario.

#### Construcción

Para el cálculo se utiliza nuevamente el concepto de Costo Periódico Equivalente (CPE), introducido en el apartado de inversión por MWh disponible. Como parámetros se toman una tasa de descuento del 10% y un periodo de 20 años.

Así, teniendo en cuenta el factor de uso de cada tecnología, se estima que los salarios de la etapa de construcción explican 1,85 USD por cada MWh generado por una planta de biogás, 1,27 USD en el caso de una planta de biomasa, 0,59 USD en una eólica y 1,07 USD en una solar, tal como se muestra en el Cuadro 12 (el IEDER por MW de la construcción que se presenta es el promedio de los empleos generados de los años 1 a 3).

## Valorización de externalidades de proyectos con biomasa seca y biogás

Si, además de los salarios, se incluye lo relativo a la seguridad social y otros costos relacionados, el componente salarial de la etapa de construcción por cada MWh generado en una planta de biogás es de 2,58 USD; en una de biomasa, 1,78 USD; en una eólica, 0,82 USD, y en una solar, 1,50 USD (Cuadro 13).

### Operación y mantenimiento

Tal como se explicó previamente, a diferencia de la etapa de construcción, en la que para todas las tecnologías se utilizó el mismo salario, en O&M se utilizan dos salarios distintos para eólica y solar, por un lado, y biomasa y biogás, por el otro.

**Cuadro 12.** Salarios de construcción en un MWh generado

Tecnología	Construcción						
	IEDER por MW*	Salario anual en USD**	Masa salarial mensual (USD)	VA masa salarial	CPE anual al 10% (USD)	MWh producidos por año	Salarios (USD/MWh)
Biogás	8,67	11 491	2 766	86 270	12 906	6 990	1,85
Biomasa	5,33	11 491	1 702	53 089	7 942	6 234	1,27
Eólico	1,40	11 491	447	13 936	2 085	3 553	0,59
Solar	1,77	11 491	564	17 586	2 631	2 450	1,07

\* Promedio años 1 a 3.

\*\* Promedio en dólares enero-octubre 2018, rubro "Construcción", sobre la base del Boletín Anual de Seguridad Social, AFIP.

Fuente: Elaborado por los autores sobre la base de AFIP (2019), BCRA (2019) y Secretaría de Energía de la Nación (2018).

**Cuadro 13.** Componente salarial total de construcción en un MWh generado

Tecnología	Construcción			
	Salarios (USD/MWh)	Aportes y contribuciones a la SS (USD/MWh)	Otros (Obra Social, Fondo de Empleo, INSSJP)	Salarios + SS USD + otros/ MWh
Biogás	1,85	0,49	0,24	2,58
Biomasa	1,27	0,34	0,17	1,78
Eólico	0,59	0,16	0,08	0,82
Solar	1,07	0,28	0,14	1,50

Fuente: Elaborado por los autores sobre la base de AFIP (2018), BCRA (2018) y Rijter (2018).

#### 4. Externalidades positivas para valorizar económicamente

Así, el salario de O&M contenido en un MWh generado con la tecnología de biogás es de 11,56 USD, con biomasa es de 6,20 USD, con eólica es de 2,18 USD y con solar, de 3,16 USD, como se detalla en el Cuadro 14.

Si se incorporan la seguridad social y los otros costos salariales, el componente salarial total contenido en un MWh generado por cada tecnología es de 16,12 USD en la tecnología de biogás, 8,65 USD en biomasa, 3,04 USD en eólica y 4,41 USD en solar (Cuadro 15).

#### Construcción y operación y mantenimiento

Si se consolida la información obtenida, cada MWh generado por un proyecto de biogás contiene 13,40 USD de salarios sumando construcción y O&M, y 18,70 USD si se incorporan la seguridad social y los otros costos salariales; en el caso de los proyectos de biomasa,

**Cuadro 14.** Salarios de operación y mantenimiento en un MWh generado

Tecnología	O&M				
	IEDER por MW	Salario anual (USD)*	Masa salarial anual (USD)	MWh producidos por año	Salarios en (USD/MWh)
Biogás	4,60	17 562	80 784	6 990	11,56
Biomasa	2,20	17 562	38 636	6 234	6,20
Eólica	0,20	38 745	7 749	3 553	2,18
Solar	0,20	38 745	7 749	2 450	3,16

\*Promedio en dólares sobre la base enero-octubre 2018: promedio de "Sectores productores de bienes" para biogás y biomasa y promedio de sector "Suministro de electricidad, gas, vapor y aire acondicionado" para eólica y solar, sobre la base del Boletín Anual de Seguridad Social, AFIP.

Fuente: Elaborado por los autores sobre la base de AFIP (2018), BCRA (2018) y Rijter (2018).

**Cuadro 15.** Componente salarial total de operación y mantenimiento en un MWh generado

Tecnología	O&M			
	Salarios (USD/MWh)	Aportes y contribuciones a la SS (USD/MWh)	Otros (Obra Social, Fondo de Empleo, INSSJP)	Salarios + SS + otros (USD/MWh)
Biogás	11,56	3,06	1,50	16,12
Biomasa	6,20	1,64	0,81	8,65
Eólica	2,18	0,58	0,28	3,04
Solar	3,16	0,84	0,41	4,41

Fuente: Elaborado por los autores sobre la base de AFIP (2018), BCRA (2018) y Rijter (2018).

## Valorización de externalidades de proyectos con biomasa seca y biogás

los salarios explican 7,47 USD y el componente salarial total, 10,42 USD; en los eólicos, los salarios representan 2,77 USD y el componente salarial total, 3,86 USD; y en solares, los salarios son 4,24 USD y el componente salarial total, 5,91 USD, tal como puede observarse en el Cuadro 16 y el Gráfico 3.

El Cuadro 17 consolida los resultados obtenidos a lo largo de este apartado, en comparación con las tecnologías solar y eólica.

Como se explicó en el apartado de inversión, para todos los cálculos se utilizan por defecto las disponibilidades obtenidas de CAMMESA. Pero también se agrega el cálculo para la disponibilidad de 85% que deberían alcanzar los proyectos de biogás y biomasa una vez transcurrida la curva de aprendizaje y superados los obstáculos técnicos. En el Cuadro 18 se muestran los resultados considerando una disponibilidad del 85%.

El efecto que genera un aumento de la disponibilidad en este caso es una baja del componente salarial. Con disponibilidad del 85%, el componente salarial total por MWh producido para el biogás pasa a representar 17,55 USD, y para la biomasa, 8,73 USD.

Con lo desarrollado hasta aquí sobre empleo, solo se ha valorizado el componente salarial incluido en cada MWh producido. Esto es importante porque las tarifas de energías

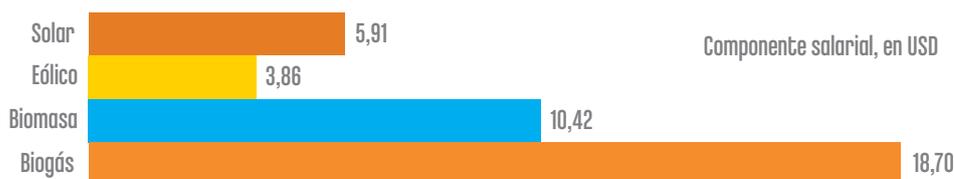
**Cuadro 16.** Componente salarial total en un MWh generado

Tecnología	Construcción	O&M	Salarios totales por MWh producido (USD)	Aportes y contribuciones a la SS (USD/MWh)	Otros (Obra Social, Fondo de Empleo, INSSJP) (USD)	Salarios + SS + otros (USD/MWh)
	Salarios por MWh (USD)*	Salarios por MWh (USD)				
Biogás	1,85	11,56	13,40	3,55	1,74	18,70
Biomasa	1,27	6,20	7,47	1,98	0,97	10,42
Eólica	0,59	2,18	2,77	0,73	0,36	3,86
Solar	1,07	3,16	4,24	1,12	0,55	5,91

\*Salarios de construcción prorrateados por la energía producida en 20 años.

Fuente: Elaborado por los autores sobre la base de AFIP (2018), BCRA (2018) y Rijter (2018).

**Gráfico 3.** Componente salarial total en un MWh generado



Fuente: Elaborado por los autores sobre la base de AFIP (2018), BCRA (2018) y Rijter (2018).

#### 4. Externalidades positivas para valorizar económicamente

renovables surgen de la competencia por tecnología de los proyectos presentados a las licitaciones realizadas por el Estado en el marco del Programa RenovAr. Las tarifas por MWh de los proyectos adjudicados son menores en los eólicos y solares que en los de biomasa y, en especial, biogás. Esto tiene que ver con que el precio ofertado internaliza este mayor costo relacionado con los salarios y el resto de los factores, tales como el costo de inversión.

**Cuadro 17.** Comparativo consolidado del componente salarial total en un MWh generado

Tecnología	Salarios totales por MWh producido vs. Eólico (USD)	A y C a la SS por MWh producido vs. Eólico (USD)	Otros vs. Eólico (USD)	Salarios + SS por MWh producido vs. Eólico (USD)
Biogás	10,63	2,82	1,38	14,84
Biomasa	4,70	1,25	0,61	6,56
Eólica				
Solar	1,47	0,39	0,19	2,05

Tecnología	Salarios totales por MWh producido vs. Solar (USD)	A y C a la SS por MWh producido vs. Solar (USD)	Otros vs. Solar (USD)	Salarios + SS por MWh producido vs. Solar (USD)
Biogás	9,17	2,43	1,19	12,79
Biomasa	3,24	0,86	0,42	4,51
Eólica	-1,47	-0,39	-0,19	-2,05
Solar				

Fuente: Elaborado por los autores sobre la base de AFIP (2018), BCRA (2018) y Rijter (2018).

**Cuadro 18.** Componente salarial total en un MWh generado con disponibilidad del 85%

Tecnología	Construcción	O&M	Salarios totales por MWh producido (USD)	Aportes y contribuciones a la SS (USD/MWh)	Otros (Obra Social, Fondo de Empleo, INSSJP) (USD)	Salarios + SS + otros (USD/MWh)
	Salarios por MWh (USD)*	Salarios por MWh (USD)				
Biogás	1,73	10,85	12,58	3,33	1,64	17,55
Biomasa	1,07	5,19	6,26	1,66	0,81	8,73
Eólica	0,59	2,18	2,77	0,73	0,36	3,86
Solar	1,07	3,16	4,24	1,12	0,55	5,91

\*Salarios de construcción prorrateados por la energía producida en 20 años.

Fuente: Elaborado por los autores sobre la base de AFIP (2018), BCRA (2018) y Rijter (2018).

### Cálculo de la externalidad del empleo indirecto e inducido

A partir de los cálculos realizados de masa salarial generada por los proyectos de energías renovables, se estima el empleo inducido.

Para aproximar las externalidades producidas por la generación de empleo, se utilizará el concepto de multiplicador del empleo, incluido en la matriz insumo-producto (MIP). Esta es la herramienta más potente a nivel macro, ya que permite distinguir los impactos a lo largo de todos los sectores. El principal punto negativo es que se encuentra desactualizada, ya que la última publicación del INDEC corresponde a la matriz insumo-producto de 1997 (MIP97) (INDEC, 2001), y no se dispone de elementos más recientes para el análisis requerido.

La MIP es un registro ordenado de las transacciones entre los sectores productivos orientadas a la satisfacción de bienes para la demanda final, así como de bienes intermedios que se compran y venden entre sí. De esta manera, se puede ilustrar la interrelación entre los diversos sectores productivos y los impactos directos e indirectos que tiene sobre estos un incremento en la demanda final. Así, la MIP permite cuantificar el incremento de la producción de todos los sectores, derivado del aumento de uno de ellos en particular (INDEC, s.f.).

Para los cálculos sobre los empleos de O&M, se utiliza el multiplicador del sector agroalimentario desarrollado por Obschatko (2003), ya que en la MIP97 no hay ningún sector que se aproxime a las bioenergías ni a las energías renovables. Y, en paralelo, se considera que las plantas de biogás y biomasa se asemejan a los sectores agroindustriales, tanto por los insumos y procesos, como por la gestión empresarial, ligada principalmente a productores agropecuarios y empresas agroalimentarias, lo que se verifica en los casos analizados.

En dicha publicación (Obschatko, 2003), el multiplicador del empleo para el sector agropecuario es de 3,58. Este indicador de las cuentas nacionales expresa que, por un aumento de 1 en el empleo directo, el impacto final en empleo directo, indirecto e inducido es de 3,58 (Obschatko, Ganduglia y Román, 2006). Es decir que el impacto total está compuesto por 1,00 empleo directo y 2,58 indirectos e inducidos. Por lo tanto, 2,58 es el multiplicador que se utilizará para estimar salarios indirectos e inducidos de O&M en estos proyectos.

Para los cálculos sobre los empleos de construcción, se utilizará el multiplicador de la construcción, que se encuentra en la MIP97 de manera directa, de 1,64 (INDEC, 2001). Como en el caso anterior, este indicador expresa que por un aumento de 1 en el empleo directo, el impacto final de empleo directo, indirecto e inducido es de 1,64, de modo que el impacto total está compuesto por 1,00 empleo directo y 0,64 indirecto e inducido. Así, se utilizará 0,64 como multiplicador para calcular salarios indirectos e inducidos de construcción.

Para simplificar el análisis se utilizarán dos datos alcanzados anteriormente. Por un lado, se partirá de la masa salarial, con el objetivo de mantener la información en dólares por MWh producido, lo que implica suponer que los empleos indirectos e inducidos tendrán un promedio salarial similar. Para calcular estos últimos en los proyectos eólicos y solares se asume que se mantienen los mismos multiplicadores.

En el Cuadro 19 se pueden observar los resultados de esos cálculos. Como se había estimado, los salarios totales, sumando Construcción y O&M, son de 13,40 USD/MWh producido en el caso del biogás, y, considerando los multiplicadores detallados, los salarios indirectos e inducidos son de 31,00 USD/MWh producido. Para la biomasa, los salarios totales directos son de 7,47 USD/MWh y los indirectos e inducidos alcanzan los 16,81 USD/MWh.

Cabe destacar que el resultado de aplicar el multiplicador a los salarios totales es igual a sumar los salarios totales o directos a los indirectos e inducidos. Aquí se está considerando

#### 4. Externalidades positivas para valorizar económicamente

que los salarios directos serían un costo, ya que estarían internalizados en la tarifa, y los salarios indirectos e inducidos serían las externalidades.

En el Cuadro 20 se presentan los mismos resultados, pero considerando una disponibilidad del 85%.

El impacto que genera una mayor disponibilidad es el de reducir los salarios por MWh calculados. Así, a mayor disponibilidad de biogás y biomasa, se obtienen menores salarios directos, indirectos e inducidos. Y, por lo tanto, menores externalidades relativas a proyectos eólicos y solares.

**Cuadro 19.** Masa salarial indirecta e inducida por MWh generado. Externalidad por empleo indirecto e inducido

Tecnología	Construcción	O&M	Salarios totales por MWh producido (USD)	Multiplicador empleo		Salarios indirectos e inducidos por MWh producido		Salarios indirectos e inducidos, por MWh producido (USD)
	Salarios por MWh (USD)*	Salarios por MWh (USD)		Construcción	O&M	Construcción (USD)	O&M (USD)	
Biogás	1,85	11,56	13,40	0,64	2,58	1,18	29,82	31,00
Biomasa	1,27	6,20	7,47	0,64	2,58	0,82	15,99	16,81
Eólico	0,59	2,18	2,77	0,64	2,58	0,38	5,63	6,00
Solar	1,07	3,16	4,24	0,64	2,58	0,69	8,16	8,85

\*Salarios Construcción prorrateados por la energía producida en 20 años.

Fuente: Elaborado por los autores sobre la base de AFIP (2018), BCRA (2018), Rijter (2018), INDEC (2001) y Obstchako (2003).

**Cuadro 20.** Masa salarial indirecta e inducida por MWh generado considerando disponibilidad del 85%. Externalidad por empleo indirecto e inducido

Tecnología	Construcción	O&M	Salarios totales por MWh producido (USD)	Multiplicador empleo		Salarios indirectos e inducidos por MWh producido		Salarios indirectos e inducidos, por MWh producido (USD)
	Salarios por MWh (USD)*	Salarios por MWh (USD)		Construcción	O&M	Construcción (USD)	O&M (USD)	
Biogás	1,73	10,85	12,58	0,64	2,58	1,11	27,99	29,10
Biomasa	1,07	5,19	6,26	0,64	2,58	0,68	13,39	14,07

\*Salarios Construcción prorrateados por la energía producida en 20 años.

Fuente: Elaborado por los autores sobre la base de AFIP (2018), BCRA (2018), Rijter (2018), INDEC (2001) y Obstchako (2003).

### Desempleo regional

Un aspecto para considerar relacionado con la generación de empleo son las condiciones de este en las regiones donde se instala la mayoría de los proyectos de las distintas tecnologías. De este análisis resulta que los proyectos de biogás y biomasa se localizan en las regiones con mayor nivel de desempleo, y en el Noreste, que tiene bajo nivel de desempleo pero también una tasa de empleo baja, por una población económicamente activa reducida (Cuadro 21 y Gráfico 4).

En el Cuadro 22 se presenta una estimación de generación del empleo directo (sobre la base del IEDER) y del indirecto e inducido (sobre la base del multiplicador), para la potencia adjudicada en las rondas 1, 1.5 y 2 del Programa Renovar. La estimación se realiza por provincia y por tecnología, para la generación de empleo por única vez, como es el de Construcción, y el permanente, como es el de O&M.

Se puede observar que, con los 253,7 MW adjudicados en las tecnologías de biomasa y biogás, se generan 1 516 empleos directos en construcción, más 150 indirectos e inducidos. En cuanto a O&M, se producen 705 empleos directos y 608 indirectos e inducidos.

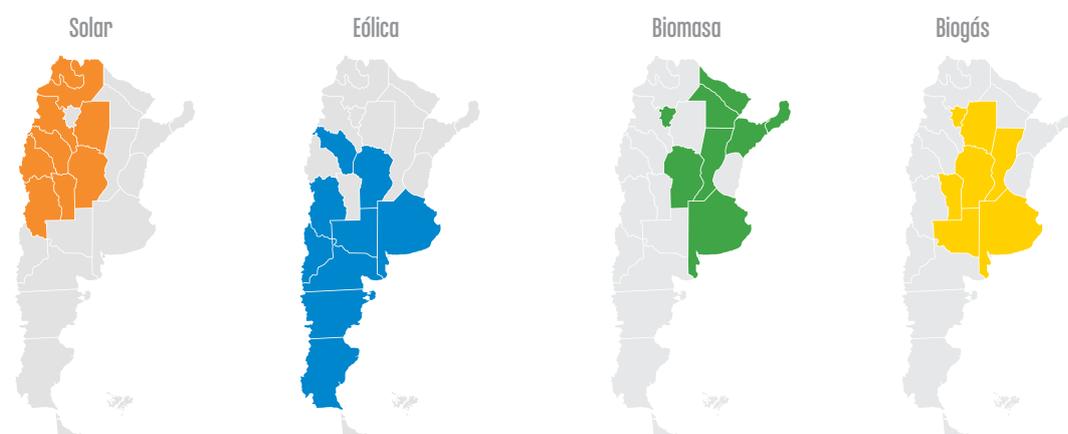
**Cuadro 21.** Desempleo, tasa de empleo y tecnología predominante por región

Región	Desempleo (%)*	Tasa de empleo (%)*	Tecnología predominante
Cuyo	6,1	42,0	Solar
Noreste	4,5	37,5	Biomasa
Noroeste	9,5	40,5	Solar
Pampeana	10,2	42,1	Biogás y Biomasa
Patagonia	7,0	39,9	Eólica

\* Primer trimestre 2019.

Fuente: Elaborado por los autores sobre la base de INDEC (2019).

**Gráfico 4.** Regiones donde se localizan los proyectos de bioenergía, por tecnología



Fuente: Rijter (2018).

#### 4. Externalidades positivas para valorizar económicamente

**Cuadro 22.** Estimación de empleos creados por proyectos adjudicados, sobre la base del IEDER

Provincias/ tecnología	Potencia (MW)	Empleo directo (IEDER)		Empleo indirecto e inducido (multiplicador)		Totales	
		Construcción	O&M	Construcción	O&M	Construcción	O&M
Buenos Aires	34,0	247,5	122,4	21,8	87,8	269,3	210,2
Biogás	9,8	85,1	45,2	6,3	25,3	91,4	70,5
Biogás RS	10,0	86,7	46,0	6,4	25,8	93,1	71,8
Biomasa	14,2	75,7	31,2	9,1	36,6	84,8	67,9
Chaco	16,6	88,5	36,5	10,6	42,8	99,2	79,3
Biomasa	16,6	88,5	36,5	10,6	42,8	99,2	79,3
Córdoba	33,9	252,3	126,0	21,7	87,5	274,0	213,5
Biogás	21,4	185,6	98,5	13,7	55,3	199,3	153,8
Biomasa	12,5	66,7	27,5	8,0	32,3	74,7	59,8
Corrientes	65,4	348,9	143,9	41,9	168,8	390,8	312,7
Biomasa	65,4	348,9	143,9	41,9	168,8	390,8	312,7
Formosa	16,0	85,3	35,2	10,2	41,3	95,6	76,5
Biomasa	16,0	85,3	35,2	10,2	41,3	95,6	76,5
La Pampa	2,0	17,3	9,2	1,3	5,2	18,6	14,4
Biogás	2,0	17,3	9,2	1,3	5,2	18,6	14,4
Misiones	5,0	26,7	11,0	3,2	12,9	29,9	23,9
Biomasa	5,0	26,7	11,0	3,2	12,9	29,9	23,9
San Luis	4,0	34,7	18,4	2,6	10,3	37,2	28,7
Biogás	4,0	34,7	18,4	2,6	10,3	37,2	28,7
Santa Fe	31,7	251,7	129,2	20,3	81,9	272,0	211,0
Biogás	21,6	187,3	99,4	13,8	55,8	201,1	155,2
Biogás RS	3,1	27,0	14,4	2,0	8,0	29,0	22,4
Biomasa	7,0	37,3	15,4	4,5	18,1	41,8	33,5
Santiago del Estero	3,0	26,0	13,8	1,9	7,7	27,9	21,5
Biogás	3,0	26,0	13,8	1,9	7,7	27,9	21,5
Tucumán	24,0	138,0	60,0	15,4	61,9	153,4	121,9
Biogás	3,0	26,0	13,8	1,9	7,7	27,9	21,5
Biomasa	21,0	112,0	46,2	13,4	54,2	125,4	100,4
<b>Total</b>	<b>235,7</b>	<b>1516,9</b>	<b>705,7</b>	<b>150,8</b>	<b>608,1</b>	<b>1667,8</b>	<b>1313,7</b>

Fuente: Elaborado por los autores sobre datos de la ex Secretaría de Gobierno de Energía de la Nación.

## Valorización de externalidades de proyectos con biomasa seca y biogás

En el Cuadro 23 se presentan los números en la misma agrupación regional utilizada para el desempleo. Puede verse que, en Cuyo, se generan 37 empleos directos, indirectos e inducidos en la construcción y 28 en O&M; en el Noreste, 615 en construcción y 492 en O&M; en el Noroeste, 181 en construcción y 143 en O&M; la región Pampeana es la de mayor tasa de desocupación, con el 10,2%, y la de mayor generación de empleo en biogás y biomasa, con 833 empleos en construcción y 649 en O&M.

Es difícil llevar esta externalidad de generación de empleo en regiones que lo necesitan más a una expresión de dólares por MWh generado, pero sin duda es un aspecto socioeconómico importante para considerar, que guarda relación directa con la generación distribuida.

Estos datos son estimados solo a partir de los proyectos efectivamente adjudicados; sin embargo, existe un potencial de generación de empleo relevante en regiones como Noreste y Pampeana. El Proyecto para la promoción de la energía derivada de biomasa (PROBIOMASA) ha realizado numerosas estimaciones de tal potencialidad en los estudios WISDOM (FAO 2016a, b y c; 2017a y b; 2018a, b, c, d y e; 2019a).

**Cuadro 23.** Estimación de empleos creados por región, y tasa de desempleo

Región	Potencia (MW)	Empleo directo (IEDER)		Empleo indirecto e inducido (multiplicador)		Totales		Tasa de desempleo (%)	Tecnología predominante
		Construcción	O&M	Construcción	O&M	Construcción	O&M		
Cuyo	4,0	34,7	18,4	2,6	10,3	37,2	28,7	6,1	Solar
Noreste	103,0	549,4	226,6	65,9	265,8	615,4	492,4	4,5	Biomasa
Noroeste	27,0	164,0	73,8	17,3	69,7	181,3	143,5	9,5	Solar
Pampeana	101,7	768,8	386,8	65,1	262,3	833,9	649,1	10,2	Biogás y Biomasa
Patagonia	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7,0	Eólica

Fuente: Elaborado por los autores sobre datos de la ex Secretaría de Gobierno de Energía de la Nación.

### 4.3 Generación distribuida

#### Economías distribuidas

Se considera oportuno introducir el concepto de economías distribuidas como una externalidad de los proyectos de biogás y biomasa, pese a que no resulta fácil de estimar.

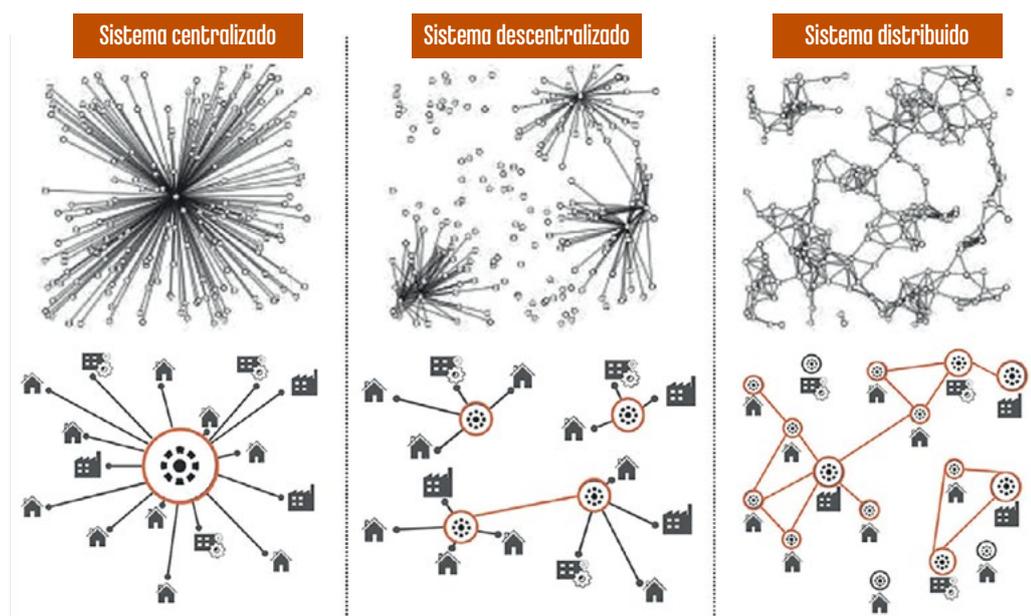
Las economías distribuidas han sido definidas como unidades de producción de pequeña escala, cercanas a los puntos de uso, donde los productores de energía son los usuarios, sean individuos, pequeños negocios y/o comunidades locales (LeNSin, 2016). Estas unidades de producción pueden ser independientes o estar conectadas unas a otras a través de una red que comparte varias formas de recursos (físicos, de conocimiento, energéticos).

Un sistema económico distribuido difiere de los sistemas centralizados y descentralizados (Gráfico 5). Un sistema centralizado se caracteriza por grandes unidades que distribuyen sus productos a través de grandes redes de distribución, usualmente lejos de los puntos de uso, mientras que un sistema descentralizado está compuesto por unidades de producción pequeñas que distribuyen sus bienes o servicios a los usuarios que se encuentran cerca.

Los proyectos de biogás y biomasa, en particular, son llevados a cabo por actores principalmente locales, ligados al territorio. En nuestro país han sido empresas agroindustriales y forestales, o productores agropecuarios, los que han emprendido y han sido adjudicatarios de la mayor parte de los proyectos de generación eléctrica de fuentes biomásicas.

Esta raíz local de los actores y los proyectos de inversión produce dos tipos de dinámicas. Por un lado, es un catalizador del progreso técnico y el desarrollo económico regional, en la medida que la generación de mano de obra calificada, la creación de capital físico productivo y el encadenamiento productivo producen incrementos en los stocks de capital físico y hu-

**Gráfico 5.** Sistemas centralizados, descentralizados y distribuidos



Fuente: Uliana Perez y Dos Santos (2017), adaptado de LeNSin (2016).

mano. Así, estas dinámicas generan mayores prácticas empresarias, al tiempo que más capital físico y humano, tres pilares básicos para impulsar procesos de desarrollo local y regional.

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

Estas dinámicas creadas a partir de las economías distribuidas son difíciles de medir más allá de la generación de empleo e inversión, pero sin dudas su capacidad de impulsar procesos de desarrollo regional constituye un aspecto central para tener en cuenta en el rol de las licitaciones de proyectos renovables.

### Energía distribuida

En relación con la economía distribuida, los proyectos de biogás y de biomasa suelen ser centrales de potencia inferior a los 2,5 MW y a los 12 MW, respectivamente. En las rondas 1 y 2 del Programa RenovAr se presentaron pocos proyectos con grandes cantidades de efluentes líquidos y/o residuos biomásicos: cuatro proyectos de biogás con una potencia superior a 2,4 MW y otros cuatro de biomasa con una potencia superior a 12 MW.

Lo que se observa en los proyectos de biogás y biomasa es que se agrega valor a una materia prima o se valoriza un residuo, y la empresa agropecuaria o agroindustria dueña de la central pasa de ser usuario a ser generador de energía. Comúnmente, los puntos donde se conectan estas centrales pasan a inyectar energía aguas arriba en el sistema interconectado nacional. Esto permite a las distribuidoras locales disminuir las pérdidas del sistema y dar mayor predictibilidad a la demanda, y frente a fallas en el sistema de transporte, pueden funcionar en isla en líneas de 13,2 kV o 33 kV, garantizando el abastecimiento de energía eléctrica a la demanda zonal. Esto también permite disminuir los costos de transmisión y distribución del sistema.

Sin embargo, no hay un criterio unificado que permita cuantificar de manera tangible los beneficios de la generación distribuida. Por este motivo, en este trabajo se deja expresada provisoriamente esta ventaja en forma cualitativa, pero no se la ha valorizado cuantitativamente entre las externalidades con un valor específico de dólares por MWh generado. En la metodología establecida en la Plataforma Escenarios Energéticos Argentina 2040<sup>21</sup> se estimaron las pérdidas de transmisión y distribución en 15% (11% distribución y 4% transporte). Tomando el precio monómico, que refiere al precio promedio del sistema interconectado, el 15% de ese precio sería un costo que el sistema no está pagando, y que se podría reconocer al valor de los proyectos bioenergéticos. Consideramos que esta externalidad requiere de futuros estudios y análisis que puedan cuantificarla de manera correcta para poder calcular un valor de USD/MWh.

### 4.4 Impuestos indirectos

En relación con los impuestos, se consideran como externalidad los impuestos indirectos derivados del gasto de cada uno de los proyectos.

---

<sup>21</sup> <https://www.escenariosenergeticos.org/>

#### 4. Externalidades positivas para valorizar económicamente

La estimación que se realiza consiste en aplicar la presión fiscal neta sobre el gasto agregado de cada tecnología, excluyendo el repago de la inversión, ya que por su parte se estimó el impuesto a las ganancias derivado de un mayor requerimiento de inversión de cada tipo de proyecto. Es decir, el resultante de la tarifa menos el repago del capital sería el gasto agregado de cada tecnología, que se destina a mantenimiento, sueldos, materia prima, entre otros.

Para el cálculo, se toma el precio limpio sin incentivos.

De acuerdo con la Dirección Nacional de Investigaciones y Análisis Fiscal, la presión fiscal nacional neta en 2018 fue del 23,58%, a la que se suma una presión provincial del 5,28%, lo que totaliza una presión fiscal neta del 28,86%.

Bajo esta hipótesis y método de cálculo, los impuestos derivados por el gasto agregado del biogás pueden estimarse en 20,64 USD, y por el gasto de la biomasa, en 18,66 USD (Cuadro 24), cifras que pasan a 22,17 y 21,10 USD, respectivamente, con una disponibilidad del 85% (Cuadro 25). Se interpreta que, a mayores costos de cada tecnología, mayor gasto y, por lo tanto, mayor aporte tributario derivado.

#### 4.5 Eléctricas

##### Reserva de potencia

El aumento de los recursos intermitentes de generación en la matriz eléctrica requiere de una mayor cantidad de reservas para garantizar una operación segura y eficiente (Holtinen *et al.*, 2011). En el Anexo 36 de los Procedimientos de CAMMESA<sup>22</sup> se establece el “Servicio de reservas de corto plazo y mediano plazo”, requeridas en la operación para la calidad y seguridad del servicio. Sobre la base de numerosos estudios que se han desarrollado con respecto a la relación entre la penetración de tecnologías intermitentes y la

**Cuadro 24.** Impuestos derivados del gasto agregado

Tecnología	Precio promedio ponderado por MWh. RenovAr rondas 1, 1.5 y 2 (USD)	Flujo de fondos por MWh producido p/ repago capital: TIR=10% (USD)	Gasto agregado por MWh entregado (USD)	Impuestos derivados. Presión fiscal 28,86% (USD)
Biogás	159,70	88,18	71,52	20,64
Biomasa	116,50	51,83	64,67	18,66
Eólica	50,07	41,32	8,75	2,52
Solar	50,35	40,75	9,60	2,77

Fuente: Elaborado por los autores sobre datos de la ex Secretaría de Gobierno de Energía de la Nación y el ex Ministerio de Hacienda de la Nación.

<sup>22</sup> <https://portalweb.cammesa.com/procedimientos/wwhelp/wwhimpl/common/html/wwhelp.htm#context=Procedimientos&file=Anexos/ANEXOS.html>

**Cuadro 25.** Impuestos derivados del gasto agregado considerando una disponibilidad del 85%

Tecnología	Precio promedio ponderado por MWh. RenovAr rondas 1, 1.5 y 2 (USD)	Flujo de fondos por MWh producido p/ repago capital: TIR=10% (USD)	Gasto agregado por MWh entregado (USD)	Impuestos derivados. Presión fiscal 28,86% (USD)
Biogás	59,70	82,88	76,82	22,17
Biomasa	116,50	43,38	73,12	21,10
Eólica	50,07	41,32	8,75	2,52
Solar	50,35	40,75	9,60	2,77

Fuente: Elaborado por los autores sobre la base de datos de la ex Secretaría de Gobierno de Energía de la Nación y el ex Ministerio de Hacienda de la Nación.

necesidad de reservas adicionales, puede concluirse que las reservas de corto plazo (reserva instantánea, reserva para regulación de frecuencia, reserva operativa de cinco minutos, reserva de diez minutos, reserva fría de veinte minutos) no son afectadas de manera significativa. En cambio, sí se produce un efecto sobre las reservas de corto plazo (reserva térmica de cuatro horas) y de mediano plazo.

En un sistema correctamente diseñado, será necesario disponer de un volumen suficiente de centrales flexibles de punta para el no tan infrecuente caso de que las producciones eólica y solar se mantengan en niveles bajos por períodos relativamente largos. Varios trabajos a escala mundial dan cuenta del aumento en los requerimientos de reserva cuando la penetración de energía eólica es alta (EURELECTRIC, 2010; Holttinen *et al.*, 2011; Parsons y Ela, 2008). En el Gráfico 6 se puede observar el impacto de la penetración de energía eléctrica intermitente en los requerimientos de reservas.

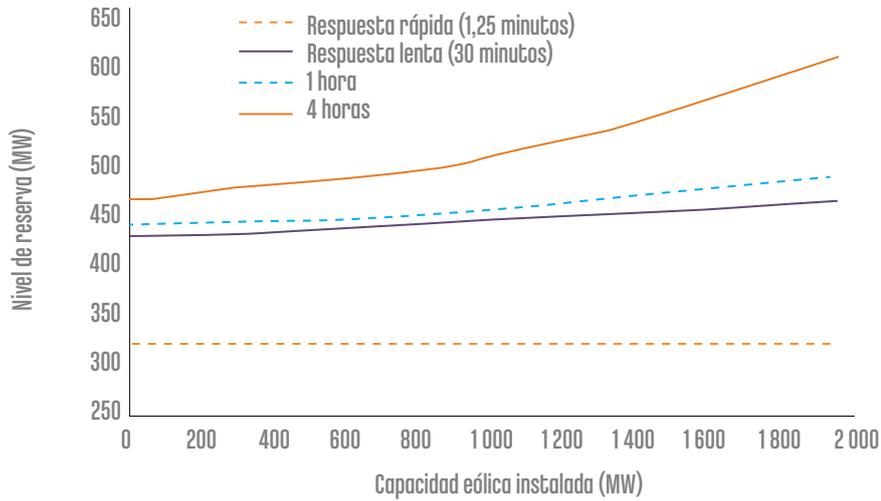
En el Gráfico 7 se presenta una muestra de varias experiencias internacionales en relación con el aumento de la exigencia de reservas debido a fuentes de energía eléctrica intermitentes.

En la República Argentina, la reserva rotante operativa y la reserva fría vigente al 25/02/2019 es igual a 7,2% (CAMMESA, 2019). Aquí falta sumar la reserva térmica de cuatro horas y la reserva de mediano plazo. Sobre la base de la información disponible en la Plataforma Escenarios Energéticos Argentina 2040<sup>23</sup>, la reserva histórica total del sistema eléctrico fue de 15% en la Argentina. Considerando los diferentes escenarios planteados en ese trabajo y los datos del Gráfico 7, es esperable tener una relación de 25% de reserva en relación con la potencia instalada de fuentes intermitentes eólica y solar. La ley 27191 establece que se debe cubrir con fuentes de energías renovables el 20% de la demanda eléctrica argentina en el año 2025, y se debe garantizar la participación de todas las tecnologías y la distribución regional de las nuevas centrales. En este contexto, el bio-

<sup>23</sup> <https://www.escenariosenergeticos.org/>

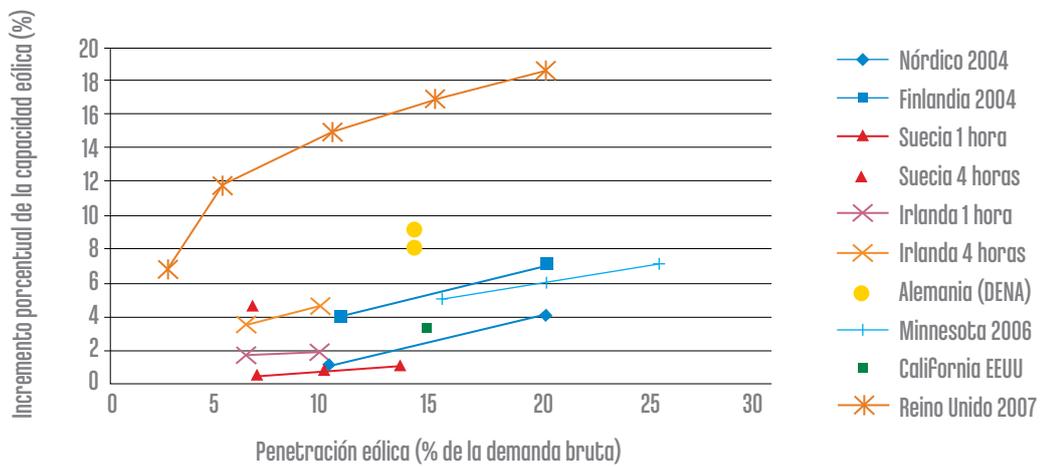
4. Externalidades positivas para valorizar económicamente

**Gráfico 6.** Requisitos de reserva de funcionamiento en función de la penetración de la energía eólica



Fuente: O'Malley (2011).

**Gráfico 7.** Aumento de la exigencia de reservas debido a la energía eólica



Fuente: Holttinen *et al.* (2011).

gás y la biomasa tienen y tendrán un rol fundamental dado que permiten entregar potencia firme y reducir las necesidades de reserva producida con combustibles fósiles.

Para valorizar el costo de la reserva de potencia se utilizaron los datos publicados por CAMMESA en su base mensual<sup>24</sup>, que permite saber con precisión cuál fue ese costo el año calendario anterior; en el caso de 2018, se ubicó en 8,50 USD/MWh. Este es el valor que se utilizará en este documento para el cálculo de externalidades.

### Sobrecosto de emisiones combustibles fósiles por reserva de potencia

La República Argentina es país “parte” de la COP y miembro de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), y suscribió la COP21, en donde presentó su contribución determinada a nivel nacional (NDC, por sus siglas en inglés). Las NDC “son un compromiso de la comunidad internacional para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, acorde con la CMNUCC y no exceder los 2 grados centígrados de temperatura en el planeta con respecto a la época preindustrial. Las NDC son determinadas por los países parte de acuerdo con sus circunstancias nacionales, y proporcionan información sobre el nivel de ambición nacional en la reducción de gases de efecto invernadero y cómo esta contribuye al objetivo último de la CMNUCC. También contienen el horizonte de trabajo, la estrategia de implementación, los mecanismos de monitoreo, así como la información cuantificable sobre mitigación”.

El Acuerdo de París comenzará a regir a partir de 2020. Se divide en tres grandes temas: 1) mitigación de la emisión de gases de efecto invernadero (fundamentalmente, dióxido de carbono o CO<sub>2</sub>) a través de la descarbonización (declinación en la intensidad del CO<sub>2</sub> generado por el sector energético) de los sistemas energéticos global y local (nacional) en primer lugar; 2) adaptación, en el sentido de anticipar los efectos adversos del cambio climático y tomar medidas adecuadas para prevenir o minimizar su daño potencial, aprovechando las oportunidades que puedan surgir (se ha demostrado que, bien planificada, la adaptación temprana ahorra dinero y vidas); y 3) financiamiento para la realización de los dos puntos anteriores.

La *Plataforma Escenarios Energéticos Argentina 2040* (Beljansky et al., 2018) asumió que a partir de 2019 habrá un costo de emisiones que parte de 10 USD/tCO<sub>2</sub>e, con un aumento lineal por tramos:

- 2019: 10 USD/tCO<sub>2</sub>e
- 2030: 25 USD/tCO<sub>2</sub>e
- 2040: 40 USD/tCO<sub>2</sub>e

La ecuación resultante es la siguiente:

$$Y = 1,4275x - 2\ 872,3$$
$$R^2 = 0,9992$$

Para la valorización de las externalidades positivas producto de la reducción de emisiones equivalentes de CO<sub>2</sub> se toma el valor promedio obtenido a partir de la ecuación anterior en los próximos veinte años. Por lo tanto, el costo de emisión promedio es de 23,38 USD/tCO<sub>2</sub>e.

---

<sup>24</sup> <https://portalweb.cammesa.com/Memnet1/default.aspx>, Varios.

#### 4. Externalidades positivas para valorizar económicamente

Para calcular el factor de emisión de la reserva de potencia que se debe emplear por la penetración de la energía renovable intermitente se utilizan los factores de emisión publicados en la *Tercera comunicación nacional* (ex Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación, SAyDS, 2015).

El valor que se usa es el factor de emisión *ex ante* informado por la Secretaría de Coordinación de Planeamiento Energético (ex Ministerio de Energía y Minería de la Nación). Por lo tanto, se utilizará para la reserva de potencia el factor de 0,508 tCO<sub>2</sub>/MWh (Cuadro 26), que, multiplicado por el costo de emisión promedio para los próximos veinte años, permite obtener un sobre costo por emisión de tCO<sub>2</sub>e por reserva de potencia de 11,88 USD/MWh. Para las centrales de biogás y de biomasa, el factor de emisión es 0, ya que este indicador no contempla el ciclo de vida de las centrales sino la cantidad de CO<sub>2</sub>e liberado a la atmósfera producto de la combustión en centrales térmicas, mientras que en la combustión de biomasa se libera el CO<sub>2</sub> capturado durante el crecimiento de esa biomasa, por lo tanto, es neutral. Por ello, es indistinto si el sustrato o combustible utilizado en una central de biogás y/o biomasa es un residuo y/o un cultivo energético (Cuadro 27).

#### 4.6 Ambientales

##### Costos evitados de tratamientos o daños generados en las napas, ríos, arroyos y/o lagunas

En la Argentina, las actividades ganaderas intensivas de las áreas rurales, como así también las explotaciones agroindustriales de la periferia de los grandes centros urbanos

**Cuadro 26.** Factor de emisión por tipo de combustible y de central térmica

Combustible / Tecnología	kg combustible	kg CO <sub>2</sub> (1) / kg comb.	PCI kcal/ kg (1)	η	kWh e/kg combustible	kgCO <sub>2</sub> / kWh e
Gas natural ciclo combinado	1	2,61	11 099,35	0,50	6,5	0,40
Gas natural turbo gas				0,37	4,8	0,55
Gas natural turbo vapor				0,31	3,9	0,66
Gasoil ciclo combinado	1	3,19	10 277,17	0,48	5,7	0,56
Gasoil turbo gas				0,35	4,1	0,77
Fueloil turbo vapor	1	3,13	9 655,76	0,34	3,8	0,83
Carbón mineral turbo vapor	1	2,44	6 166,30	0,32	2,3	1,05
Factor de emisión ex ante (2017)						0,508

(1) Los valores de kgCO<sub>2</sub> y PCI se obtuvieron de la Tercera comunicación nacional (SAyDS, 2015); el valor de rendimiento eléctrico se obtuvo del Informe Anual de CAMMESA de 2017 (CAMMESA, 2017).

Fuente: Elaborado por los autores sobre datos de la Secretaría de Coordinación de Planeamiento Energético (2019).

**Cuadro 27.** Costo de reserva de potencia y emisiones para las diferentes tecnologías

Tecnología	Costo de reserva potencia (USD/MWh)	Sobrecosto de reserva de potencia emisiones tCO <sub>2</sub> e . (USD/MWh)	Costo de reserva de potencia + Sobrecosto de emisiones tCO <sub>2</sub> e (USD/MWh)
Biogás (silaje)	0,00	0,00	0,00
Biogás (100% residuos)	0,00	0,00	0,00
Biomasa (cultivo dedicado)	0,00	0,00	0,00
Biomasa (100% residuos)	0,00	0,00	0,00
Eólica	8,50	11,88	20,38
Solar	8,50	11,88	20,38

Fuente: Elaborado por los autores.

(como las cuencas Matanza-Riachuelo y Reconquista), generan grandes cantidades de residuos que no suelen tratarse de manera adecuada, con el consecuente efecto adverso sobre el ambiente. Por este motivo, la utilización de estos residuos para la producción de biogás sería una buena alternativa para un aprovechamiento sustentable.

A partir de la introducción de los cultivos transgénicos y los paquetes tecnológicos asociados, en la Argentina se ha producido una agriculturización del paisaje pampeano (Ramírez y Porstmann, 2008), caracterizada por un aumento significativo en la superficie dedicada a cultivos anuales y un desplazamiento de la ganadería hacia zonas marginales, con un drástico incremento en la intensidad de uso del suelo. Un ejemplo de esto es el aumento de los establecimientos de engorde a corral de bovinos o *feedlots* (Quirós *et al.*, 2005).

Otro indicador relevante del proceso de agriculturización e intensificación de la producción pecuaria fue el gran crecimiento del tamaño de rodeos en tambos, superior a la expansión en superficie o al incremento en el número de establecimientos productores de leche. Mientras que, entre 1992 y 2012, la producción de leche a nivel nacional aumentó de 6 590 millones a 11 338 millones de litros, la cantidad de tambos se redujo a menos de la mitad, de acuerdo con las estimaciones del Censo Nacional Agropecuario del año 2012 (De Grandis y Visintini, 2015). En el caso del sector porcino, la mayoría de los productores argentinos (73% del total, unos 3 800) presentan sistemas productivos de muy baja escala: menos de 500 cabezas anuales enviadas a faena (Calzada, Di Yenno y Frattini, 2018). Sin embargo, al margen de tener carencias tecnológicas, los sistemas porcícolas son intensivos en el uso del suelo.

Las explotaciones pecuarias intensivas se enfrentan con el problema de la producción de heces en exceso en áreas reducidas, sin contar con suelo agrícola suficiente para su aplicación. Como consecuencia, el estiércol comienza a ser considerado un residuo contaminante,

y los efluentes de tambos, *feedlots* y granjas de cerdos deben ser tratados para mitigar los efectos adversos sobre el ambiente (Moreno Casco y Moral Herrero, 2007; García, 2001).

Relevamientos realizados en la Argentina destacan que, en la gran mayoría de los sistemas pecuarios intensivos, los efluentes tienen como destino final el vuelco a cuerpos superficiales de agua y que solo una baja proporción de ellos hace reutilización de los efluentes líquidos o sólidos, ya sean crudos o tratados, aplicándolos al suelo y/o transformando parte de la materia orgánica en energía (Herrero y Gil, 2008; INTA, 2006; Sainato *et al.*, 2018).

Para realizar una gestión correcta de los efluentes, estos deberían ser tratados en lagunas anaeróbicas/aeróbicas y/o fosas de almacenamiento para aplicación posterior en cultivos (De Grandis y Visintini, 2015). En caso de utilizarse estos sistemas de manejo de efluentes, una externalidad negativa es la emisión de metano a la atmósfera, pero el impacto ambiental y la externalidad positiva de los proyectos de biogás se desarrollarán en el apartado "Ahorro emisiones de metano por utilización de residuos" de este capítulo.

En función de lo descripto, no caben dudas de que en la Argentina hay una importante contaminación de los suelos, napas y cursos de agua superficiales, producto de las actividades intensivas pecuarias y/o agroindustriales. Sin embargo, para estos sistemas es obligatorio el correcto manejo de los efluentes y su tratamiento para disminuir al mínimo su impacto sobre el ambiente, en cumplimiento con la Ley nacional 25675, *Ley general del ambiente*, y las leyes provinciales, que pueden ser igual o más estrictas pero nunca menos que la original (García, 2001). Por lo tanto, en el presente documento no se ha cuantificado esta externalidad para los proyectos de biogás, ya que se considera que el tratamiento del efluente para evitar la contaminación del ambiente es algo *per se* que los sistemas agroindustriales deben contemplar en sus costos operativos. No sucede lo mismo con la emisión de metano a la atmósfera de determinados sistemas de tratamiento, como las lagunas anaeróbicas o facultativas, que por su bajo costo son las mayoritariamente utilizadas en caso de no existir incentivos para la generación de bioenergía.

#### Costos evitados por incendios

Las industrias forestales, en especial los aserraderos, generan una cantidad considerable de residuos o subproductos en su proceso productivo. Por la orientación del presente estudio, interesa el caso del aprovechamiento de residuos de industrias forestales como el *chip* de madera, el aserrín y la corteza seca.

Normalmente, estos residuos tienen tres tipos de disposiciones finales:

1. **Autoconsumo de calor:** Los aserraderos precisan secar la madera, proceso que puede llevarse a cabo estacionando las tablas a la intemperie o por medio de un horno de circulación forzada de aire caliente. En el caso del horno, las maderas se secan llevándolas a una temperatura aproximada de 60 °C durante 55 a 110 horas, según la sección de madera. El calor del horno puede ser provisto por un generador de aire caliente o una caldera; en ambos casos, el combustible para alimentarlos es el descarte de la madera o aserrín (Alberto, Iñiguez y Marensi, 2006).
2. **Comercialización.** El *chip* es el subproducto maderero con mayor valor comercial, ya que las empresas pasteras lo utilizan para producir pulpa de papel. En regiones donde no existe esta demanda, se usa como elemento de combustión (leña). En paralelo, existen múltiples vías informales de comercialización o trueque, en los aserraderos pequeños, para múltiples usos.

3. **Quema:** Para evitar la acumulación de residuos, una vez que se ha comercializado y utilizado para el propio consumo de calor todo lo posible, el resto se destina a hornos de quema, la mayor parte sin control de emisiones.

Así, de acuerdo con esta descripción de la dinámica del tratamiento de los residuos forestales, la prevención de incendios no parece ser una externalidad de una planta de aprovechamiento de biomasa seca en esta industria, dado que los aserraderos le dan disposición final a los residuos.

El mayor riesgo de incendio se genera por la acumulación de aserrín y polvo alrededor de la maquinaria (Alberto, Iñiguez y Marensi, 2006). Esta acumulación puede impedir la correcta ventilación y, por lo tanto, favorecer el recalentamiento de las máquinas eléctricas. En paralelo, el contacto directo de toda la conexión eléctrica (en muchos casos deficiente) con el polvo y el aserrín provoca que cualquier tipo de cortocircuito pueda significar un principio de incendio.

De esta manera, la prevención de incendios en industrias forestales pasa más por buenas prácticas de higiene e instalaciones eléctricas seguras, que por el aprovechamiento o no de los residuos.

Existen otros tipos de producciones agroindustriales con desperdicios, como el procesamiento del maní, que deja como residuos las cáscaras. Habitualmente estas quedan apiladas cerca de la planta de selección, y muchas veces, por la poca humedad de la cáscara y por la ausencia de oxígeno en la pila, esta autocombustiona y ocasiona incendios cuyo humo llega a provocar cortes de rutas, además de resultar peligrosos para toda la zona.

Probablemente, la principal externalidad de los proyectos de biomasa seca sea de tipo ambiental, al reducir emisiones por la quema de los restos en simples hornos o a cielo abierto. Una correcta valoración de las externalidades de emisiones requeriría disponer de un relevamiento de campo que muestre qué cantidad de residuos termina en quema directa, lo que excede el alcance del presente estudio. Aquí también, tal vez buenas prácticas de reutilización de subproductos y/o de disposición final, con una quema de mayor calidad que disminuya las emisiones, deberían ser un requisito para los aserraderos y otras producciones agroindustriales con residuos secos.

Un tema aparte merece la biomasa forestal excedentaria, como ocurre con las forestaciones realizadas años atrás en la zona de la cordillera patagónica, que no tienen una industria de la madera que permita aprovecharlas. Sin posibles ingresos por venta de madera a aserraderos cercanos, las plantaciones crecen sin que se intervenga en ellas, por lo que queda un volumen muy importante (excedentario) de biomasa que fácilmente comienza a arder y a propagarse con rapidez a gran cantidad de hectáreas en épocas de mucho calor o por acción humana. Los gobiernos provinciales y el gobierno nacional destinan importantes cifras de dinero cada año para controlar el fuego, mediante camiones cisterna, tanques de agua y aviones hidrantes, operados por cientos de bomberos y con la ayuda de la gendarmería y la policía. Pese a ello, el fuego descontrolado suele afectar a personas, flora, fauna y bienes del lugar, con enormes pérdidas económicas e incluso de vidas. En estas zonas, si la biomasa pudiera usarse como combustible para alimentar una central de bioenergía, tendría un valor económico que permitiría hacer un manejo sustentable de los bosques. Así, se disminuirían los riesgos de incendio o, al menos, su magnitud.

### Ahorro de emisiones de dióxido de carbono equivalentes por cogeneración

Como se describió, las centrales de biogás cuentan con una unidad de cogeneración que permite producir energía eléctrica y térmica a partir de la combustión del biogás en un

motor. El 30% de la energía térmica producida se utiliza para mantener termalizado el proceso de digestión anaeróbica, mientras que el excedente puede ser comercializado, como en el caso bajo estudio, que lo vende a una agroindustria cercana a la central de biogás.

Para calcular el ahorro en las emisiones de CO<sub>2</sub> equivalentes, se asume la sustitución de gas natural en una caldera con un rendimiento térmico total, incluyendo la pérdida de generación y transformación, de 50%. En el Cuadro 28 se calcula el ahorro de emisiones de CO<sub>2</sub> equivalentes producto del aprovechamiento térmico con cogeneración, a partir de los datos disponibles del segundo caso descrito en el Capítulo 3.

En algunos países de Europa, como Alemania e Italia, los diferentes programas de incentivos previeron un bonus en la tarifa si la central de biogás empleaba el calor para el proceso de digestión anaeróbica y, además, para un uso industrial, recuperando el 100% de la energía térmica cogenerada (Vollmer, 2016).

Para el caso de los proyectos de biomasa, se ha realizado el cálculo de ahorro de emisiones por cogeneración a partir de los datos disponibles del segundo caso del Capítulo 3. En el Cuadro 29 se presenta el resultado. Finalmente, el Cuadro 30 compila el ahorro de emisiones de todas las variantes.

#### Ahorro de emisiones de metano por utilización de residuos

Para poder determinar la reducción de emisiones de toneladas de CO<sub>2</sub> equivalentes que se logra a partir de las centrales de biogás y biomasa que utilizan efluentes en su mix de combustibles orgánicos, se aplican las metodologías de los proyectos MDL.

El Panel intergubernamental de expertos sobre cambio climático (IPCC) fue creado en 1989 por la Organización Meteorológica Mundial (WMO) y el Programa medioambiental de las naciones unidas (UNEP), con el objetivo de proveer a los gobiernos del mundo información científica sobre el cambio climático, sus consecuencias ambientales, sociales y económicas, y ofrecer posibles estrategias de mitigación.

Los gases de efecto invernadero (GEI) tienen la propiedad de dejar pasar la radiación en el espectro visible y ultravioleta (emitida por el sol) y absorber parte de la radiación infrarroja (emitida por la Tierra). Al aumentar su concentración en la atmósfera debido a las actividades antropogénicas que los emiten, generan un cambio en el balance energético

**Cuadro 28.** Ahorro de emisiones de central de biogás por cogeneración de energía térmica

Tecnología	Emisiones generación calor gas natural (tCO <sub>2</sub> e/MWh/t)	Cogeneración Caso 2 (MWh/t)	Ahorro emisiones tCO <sub>2</sub> /h (MWh/t)	Producción neta de energía eléctrica Caso 2 MWhe	Factor de emisión de central de biomasa (tCO <sub>2</sub> /MWhe)	Ahorro emisiones	
	(tCO <sub>2</sub> e/MWh/t)	MWh/t	MWh/t			tCO <sub>2</sub> /MWe	USD/MWe
Biogás (cultivo dedicado)	0,404	0,759	0,307	0,93	0,108	0,222	5,18
Biogás (100% residuos)					0,013	0,317	7,41

Fuente: Elaborado por los autores.

**Cuadro 29.** Ahorro de emisiones de central de biomasa por cogeneración de energía térmica

Tecnología	Emisiones generación calor gas natural (tCO <sub>2</sub> e/MWh/t)	Cogeneración Caso 2 (MWh/t)	Ahorro emisiones tCO <sub>2</sub> /h (MWh/t)	Producción neta de energía eléctrica Caso 2 MWhe	Factor de emisión de central de biomasa (tCO <sub>2</sub> /MWhe)	Ahorro emisiones	
	(tCO <sub>2</sub> e/MWh/t)	MWh/t	MWh/t			tCO <sub>2</sub> /MWe	USD/MWe
Biogás (cultivo dedicado)	0,404	6,54	2,642	4,05	0,108	0,544	12,73
Biogás (100% residuos)					0,013	0,639	14,95

Fuente: Elaborado por los autores.

**Cuadro 30.** Ahorro de emisiones por cogeneración

Tecnología	Emisiones evitadas por cogeneración (kgCO <sub>2</sub> e /kWhe)	Ahorro de emisiones por cogeneración (USD/MWh)
Biogás (silaje)	0,222	5,18
Biogás (100% residuos)	0,317	7,41
Biomasa (cultivo dedicado)	0,544	12,73
Biomasa (100% residuos)	0,639	14,95
Eólica	-	-
Solar	-	-

Fuente: Elaborado por los autores.

del planeta: la atmósfera aumenta la capacidad de atrapar el calor emitido por la Tierra, calentándose. Cada GEI tiene distinta capacidad para absorber la radiación infrarroja emitida y diferente tiempo de permanencia en la atmósfera, lo cual le otorga su “potencial de calentamiento global” específico (Cuadro 31).

Para la valorización de la externalidad neta positiva de tratar un residuo y/o efluente en una central de biogás o biomasa, a partir del ahorro en las emisiones de CO<sub>2</sub> equivalente, se utiliza el factor de emisión de 0,013 kgCO<sub>2</sub>e/kWhe (Hilbert *et al.*, 2018), que contempla las emisiones relacionadas con la operación de la central. De este modo, puede determinarse el real ahorro en emisiones de CO<sub>2</sub> equivalente por el aprovechamiento de residuos y/o efluentes que hoy liberan GEI a la atmósfera.

En función de los casos de biogás y de biomasa analizados, se realiza el análisis para los siguientes residuos:

**Cuadro 31.** Potenciales de calentamiento global de los GEI en un horizonte de 100 años

GEI	Potencial de calentamiento global
Dióxido de carbono (CO <sub>2</sub> )	1
Metano (CH <sub>4</sub> )	21
Óxido nitroso (N <sub>2</sub> O)	310
Freón 23 (HFC-23)	11 700
Tetrafluoruro de carbono (CF <sub>4</sub> )	6 500
Hexafluoretano (C <sub>2</sub> F <sub>6</sub> )	9 200
Hexafluoruro de azufre (SF <sub>6</sub> )	23 900

Fuente: SAyDS (2015).

- purín de cerdo;
- estiércol de vacas lecheras;
- residuos de la industria forestal.

Para el caso de biomasa con residuos de la cadena de la industria forestal se utilizan los datos del proyecto MDL registrado bajo el número 3 793 en la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC o UNFCCC, según sus siglas en inglés), cuyo titular es la empresa Pindó SA (Beljansky, 2011), que es el que se tomó como base para el estudio del segundo caso del Capítulo 3. El proyecto es de pequeña escala y está dentro de la categoría I.C. (“*electric energy for the user with or without electricity*”) y tipo III.E. Evita la producción de metano a partir de la descomposición de los residuos forestales gracias a la combustión controlada, la gasificación o el tratamiento mecánico/térmico.

Las emisiones evitadas por el uso de los residuos forestales para generar vapor en una caldera y, de esta forma, no dejar que la materia orgánica se degrade anaeróbicamente en pilas en el campo fueron calculadas para presentar el *Project design document form* (CDM-SSC-PDD). Las tCO<sub>2</sub>e por año evitadas por el proyecto a partir del aprovechamiento de los residuos forestales en el horizonte de 21 años es igual a 0,22 tCO<sub>2</sub>e/MWhe (Beljansky, 2011).

Respecto de las emisiones de tCO<sub>2</sub>e evitadas por la utilización de purines de cerdo y/o estiércol vacuno en centrales de biogás, como las del tercer caso descrito en el Capítulo 3, se calcularon con las metodologías del MDL para establecer la línea de base (Nolasco, 2010).

Las líneas de base consideradas para el purín de cerdo o el estiércol vacuno son el “Tratamiento anaeróbico sin sistema de recuperación de metano” en lagunas anaeróbicas con dos posibilidades:

- profundidad mayor a 2 metros;
- profundidad menor a 2 metros.

Para obtener el valor de las emisiones evitadas por la utilización de los estiércoles en una central de biogás se utiliza la metodología AMS III.H, ACM0014 del MDL. Para los cria-

deros de cerdos, se considera un establecimiento de engorde con Sitio 1 (recría de animales de hasta 50 kg de peso vivo) y Sitio 2 (engorde de animales hasta 100 kg de peso vivo). Para la actividad lechera se consideran dos sistemas productivos posibles: tambo estabulado y semiintensivo. En el Cuadro 32 pueden observarse los parámetros base utilizados para calcular la cantidad de estiércol generado por día y el rendimiento en biogás de la materia orgánica contenida en los efluentes pecuarios descriptos.

Las emisiones de base (BE), las emisiones de proyecto (PE) y la potencial reducción de emisiones (ER) se calcularon utilizando la metodología AMS III.H, ACM0014. La producción de energía eléctrica neta reportada en el Cuadro 33 para el sistema de engorde de cerdos y el tambo semiintensivo es la que inyecta al sistema la central de biogás analizada. El estiércol generado por esos dos sistemas podría complementarse con silaje de maíz. En cuanto al sistema de tambo estabulado, permitiría que la central de biogás fuera abastecida en su totalidad con el estiércol vacuno, y generar los MWh/año indicados en el Cuadro 33. Con estos datos, puede calcularse la reducción de emisiones de tCO<sub>2</sub>e lograda por tratar los efluentes en un reactor anaeróbico.

El resultado para el cálculo de externalidades se presenta en el Cuadro 34.

#### 4.7 Resumen de externalidades

En los cuadros 35 y 36 se resumen las externalidades valorizadas para los distintos casos de centrales de biogás bajo distintas variables relacionadas a los aspectos ambientales y con dos opciones de electromecánica de la central. En los cuadros 37 y 38 se consolidan todas las externalidades valorizadas para los casos de biomasa, con dos opciones de disponibilidad de la central. Mientras que en el Cuadro 39 se presentan las externalidades de las tecnologías eólica y solar, básicamente para poder comparar con las de biogás y biomasa.

Los datos de estos cuadros se presentan lo más desagregados posible, para que el lector también pueda, eventualmente, rearmar las externalidades calculadas de acuerdo con

**Cuadro 32.** Base de cálculo de estiércol y rendimiento de biogás en criaderos de cerdos y tambos

Actividad	Cantidad de animales	Peso vivo de los animales (kg PV)	Estiércol diario (m <sup>3</sup> /día)	Contenido de sólidos totales (ST) (%)	Contenido de sólidos orgánicos (SO) sobre ST (%)	Rendimiento en biogás (Nm <sup>3</sup> biogás/kg SO)
Engorde de cerdos (recría + engorde)	30 618	23-50/ 50-100	228,54	3,00	85,00	0,45
Tambo estabulado	7 000	550	385,00	7,50	85,00	0,40
Tambo semiestabulado	7 000	550	269,50	3,50	80,00	0,40

Fuente: Elaborado por los autores.

#### 4. Externalidades positivas para valorizar económicamente

**Cuadro 33.** Reducción de emisiones a partir del aprovechamiento de estiércoles pecuarios en centrales de biogás

Actividad	Estiércol diario (m <sup>3</sup> /día)	Emisiones de base (BE) (tCO <sub>2</sub> e /año)	Emisiones de proyecto (PE) (tCO <sub>2</sub> e /año)	Potencial reducción de emisiones (ER) (tCO <sub>2</sub> e /año)	Producción de energía eléctrica neta (MWh/año)	Reducción de emisiones de tratamiento de efluentes (tCO <sub>2</sub> e / MWh)
Engorde de cerdos (recría + engorde) con laguna de >2 m de profundidad	228,54	4 786,91	-179,70	4 966,61	7 657,99	0,65
Engorde de cerdos (recría + engorde) con laguna de <2 m de profundidad		797,82		977,52		0,13
Tambo estabulado con laguna de >2 m de profundidad	385,00	25 165,40	157,96	25 007,44	7 551,92	3,31
Tambo estabulado con laguna de <2 m de profundidad		4194,23		4036,27		0,53
Tambo semiestabulado con laguna de >2 m de profundidad	269,50	7 535,64	82,21	7 453,43	7 657,99	0,97
Tambo semiestabulado con laguna de <2 m de profundidad		1 255,94		1 173,73		0,15

Fuente: Elaborado por los autores.

**Cuadro 34.** Ahorro de emisiones con utilización de residuos en centrales de biogás y de biomasa

Tecnología	Reducción de emisiones tratamiento de efluentes (tCO <sub>2</sub> e /MWh)	Ahorro de emisiones de utilización de residuos (USD/MWh)
Biogás: Engorde de cerdos (recría + engorde) con laguna >2 m de profundidad	0,65	15,17
Biogás: Engorde de cerdos (recría + engorde) con laguna <2 m de profundidad	0,13	2,98
Biogás: Tambo estabulado con laguna >2 m de profundidad	3,31	77,43
Biogás: Tambo estabulado con laguna <2 m de profundidad	0,53	12,50
Biogás: Tambo semiestabulado con laguna >2 m de profundidad	0,97	22,76
Biogás: Tambo semiestabulado con laguna <2 m de profundidad	0,15	3,58
Biomasa: Residuos industria forestal	0,22	5,14

Fuente: elaborado por los autores.

el criterio que desee utilizar.

Por lo antes expuesto y a modo de resumen, se puede determinar que una planta de biogás con silaje más purín de cerdos, que tiene una laguna con profundidad mayor a 2 metros, presenta externalidades totales por 162,77 USD/MWh producido. Un proyecto de biomasa en base a cultivo dedicado suma 109,94 USD, mientras que el eólico suma 24,68 USD/MWh y el solar 22,98 USD/MWh.

Para las externalidades denominadas “Liberación de los terrenos ocupados por los residuos”, “Economías distribuidas”, “Generación distribuida”, “Costos evitados de tratamiento o daños generados en las napas, ríos, arroyos, lagunas y por incendios”, no pudo alcanzarse una valorización económica certera y/o el valor resultó insignificante, como se explicó en cada apartado en particular.

Respecto del Cuadro 39, es necesario resaltar que se resumen las externalidades de las tecnologías eólica y solar, solo en el contexto del paralelismo que se realizó en el documento con las de biomasa y biogás. No se pretende afirmar que esas tecnologías no tienen otras externalidades no medidas aquí. Asimismo, como se indicó, el análisis se realizó hacia dentro de las energías renovables; si la comparación se realiza con térmicas basadas en combustibles fósiles, se debe sumar otra serie de externalidades.

#### **4.8 Resumen de conceptos reconocidos en la tarifa**

Una serie de ítems medidos pueden ser considerados simplemente mayores costos de cada tipo de tecnología, en lugar de externalidades. Por este motivo, en el resumen ante-

**Cuadro 35.** Resumen de externalidades valorizadas del biogás

Concepto	Biogás (USD/MWh)									
	Silaje					100% Residuos				
	+ Purín de cerdos		+ Tambo semiestabulado			Tambo estabulado			Residuos cerdos	
	Laguna >2 m	Laguna <2 m	Laguna >2 m	Laguna <2 m	Laguna >2 m	Laguna <2 m	Laguna >2 m	Laguna <2 m	Laguna >2 m	Laguna <2 m
Multiplicador de empleo	31,00	31,00	31,00	31,00	31,00	31,00	31,00	31,00	31,00	31,00
Empleo	31,00	31,00	31,00	31,00	31,00	31,00	31,00	31,00	31,00	31,00
Multiplicador de inversión componente nacional	70,40	70,40	70,40	70,40	70,40	70,40	70,40	70,40	70,40	70,40
Inversión	70,40	70,40	70,40	70,40	70,40	70,40	70,40	70,40	70,40	70,40
Impuestos derivados	20,64	20,64	20,64	20,64	20,64	20,64	20,64	20,64	20,64	20,64
Impuestos	20,64	20,64	20,64	20,64	20,64	20,64	20,64	20,64	20,64	20,64
Reserva de potencia	8,50	8,50	8,50	8,50	8,50	8,50	8,50	8,50	8,50	8,50
Sobrecosto de emisiones	11,88	11,88	11,88	11,88	11,88	11,88	11,88	11,88	11,88	11,88
Reserva de potencia + Sobrecosto de emisiones	20,38	20,38	20,38	20,38	20,38	20,38	20,38	20,38	20,38	20,38
Ahorro de emisiones cogeneración	5,18	5,18	5,18	5,18	5,18	5,18	7,41	7,41	7,41	7,41
Ahorro de emisiones utilización residuos	15,17	2,98	22,76	3,58	77,43	12,50	15,17	15,17	15,17	2,98
Ambiental	20,35	8,17	27,94	8,77	84,84	19,90	22,57	22,57	22,57	10,39
<b>Total</b>	<b>162,77</b>	<b>150,59</b>	<b>170,36</b>	<b>151,19</b>	<b>227,26</b>	<b>162,32</b>	<b>164,99</b>	<b>164,99</b>	<b>164,99</b>	<b>152,81</b>

Fuente: Elaborado por los autores.

**Cuadro 36.** Resumen de externalidades valorizadas del biogás considerando disponibilidad del 85%

Concepto	Biogás (USD/MWh)									
	Silaje					100% residuos				
	+ Purín de cerdos		+ Tambo semiestabulado		Tambo estabulado		Residuos cerdos			
	Laguna >2 m	Laguna <2 m	Laguna >2 m	Laguna <2 m	Laguna >2 m	Laguna <2 m	Laguna >2 m	Laguna <2 m	Laguna >2 m	Laguna <2 m
Multiplicador de empleo	29,10	29,10	29,10	29,10	29,10	29,10	29,10	29,10	29,10	29,10
Empleo	29,10	29,10	29,10	29,10	29,10	29,10	29,10	29,10	29,10	29,10
Multiplicador de inversión componente nacional	66,10	66,10	66,10	66,10	66,10	66,10	66,10	66,10	66,10	66,10
Inversión	66,10	66,10	66,10	66,10	66,10	66,10	66,10	66,10	66,10	66,10
Impuestos derivados	22,17	22,17	22,17	22,17	22,17	22,17	22,17	22,17	22,17	22,17
Impuestos	22,17	22,17	22,17	22,17	22,17	22,17	22,17	22,17	22,17	22,17
Reserva de potencia	8,50	8,50	8,50	8,50	8,50	8,50	8,50	8,50	8,50	8,50
Sobre costo de emisiones	11,88	11,88	11,88	11,88	11,88	11,88	11,88	11,88	11,88	11,88
Reserva de potencia + Sobre costo de emisiones	20,38	20,38	20,38	20,38	20,38	20,38	20,38	20,38	20,38	20,38
Ahorro de emisiones cogeneración	5,18	5,18	5,18	5,18	5,18	5,18	7,41	7,41	7,41	7,41
Ahorro de emisiones utilización de residuos	15,17	2,98	22,76	3,58	77,43	12,50	15,17	15,17	15,17	2,98
Ambiental	20,35	8,17	27,94	8,77	84,84	19,90	22,57	22,57	22,57	10,39
<b>Total</b>	<b>158,10</b>	<b>145,92</b>	<b>165,70</b>	<b>146,52</b>	<b>222,59</b>	<b>157,66</b>	<b>160,32</b>	<b>160,32</b>	<b>148,14</b>	<b>148,14</b>

Fuente: Elaborado por los autores.

#### 4. Externalidades positivas para valorizar económicamente

**Cuadro 37.** Resumen de externalidades valorizadas de la biomasa

Concepto	Biomasa (USD/MWh)	
	Cultivo dedicado	100% residuos
Multiplicador de empleo	16,81	16,81
Empleo + SS + otros	16,81	16,81
Multiplicador de inversión componente nacional	41,36	41,36
Inversión + multiplicador	41,36	41,36
Impuestos derivados	18,66	18,66
Impuestos	18,66	18,66
Reserva de potencia	8,50	8,50
Sobrecosto de emisiones	11,88	11,88
Reserva de potencia + Sobrecosto de emisiones	20,38	20,38
Ahorro de emisiones cogeneración	12,73	14,95
Ahorro de emisiones utilización de residuos	0	5,14
Ambiental	12,73	20,10
<b>Total</b>	<b>109,94</b>	<b>117,31</b>

Fuente: Elaborado por los autores.

**Cuadro 38.** Resumen de externalidades valorizadas de la biomasa considerando disponibilidad del 85%

Concepto en USD/MWh	Biomasa (USD/MWh)	
	Cultivo dedicado	100% Residuos
Multiplicador de empleo	14,07	14,07
Empleo	14,07	14,07
Multiplicador de inversión componente nacional	34,62	34,62
Inversión	34,62	34,62
Impuestos derivados	21,10	21,10
Impuestos	21,10	21,10
Reserva de potencia	8,50	8,50
Sobrecosto de emisiones	11,88	11,88
Reserva de potencia + Sobrecosto de emisiones	20,38	20,38
Ahorro de emisiones cogeneración	12,73	14,95
Ahorro de emisiones utilización residuos	0	5,14
Ambiental	12,73	20,10
<b>Total</b>	<b>102,91</b>	<b>110,27</b>

Fuente: Elaborado por los autores.

**Cuadro 39.** Resumen general de externalidades valorizadas de tecnologías eólica y solar

Concepto	Eólico (USD/MWh)	Solar (USD/MWh)
Multiplicador de empleo	6,00	8,85
Empleo	6,00	8,85
Multiplicador de inversión componente nacional	16,15	11,37
Inversión	16,15	11,37
Impuestos derivados	2,52	2,77
Impuestos	2,52	2,77
Reserva de potencia	0	0
Sobrecosto de emisiones	0	0
Reserva de potencia + Sobrecosto de emisiones	0	0
Ahorro de emisiones cogeneración	0	0
Ahorro de emisiones utilización residuos	0	0
Ambiental	0	0
<b>Total</b>	<b>24,68</b>	<b>22,98</b>

Fuente: Elaborado por los autores.

rior (cuadros 35, 36, 37, 38 y 39) solo se incorporaron los conceptos sobre los que hubo consenso en reconocer como externalidades. En cambio, en este apartado se incorporan elementos empleados en este trabajo como insumos para calcular las externalidades, que las tarifas del Programa RenovAr han internalizado. Se aclara que estos conceptos no son excluyentes como factores que conforman la tarifa final; existen otros, tales como el costo del combustible en algunos casos de biogás y biomasa. Aquí se los incorpora con el objetivo de que quede bien diferenciado qué se consideró externalidad y qué se considero costo, y de brindarlos a los lectores como elemento de interés aprovechando que fueron estimados (cuadros 40 y 41).

#### 4. Externalidades positivas para valorizar económicamente

**Cuadro 40.** Resumen de conceptos reconocidos en la tarifa

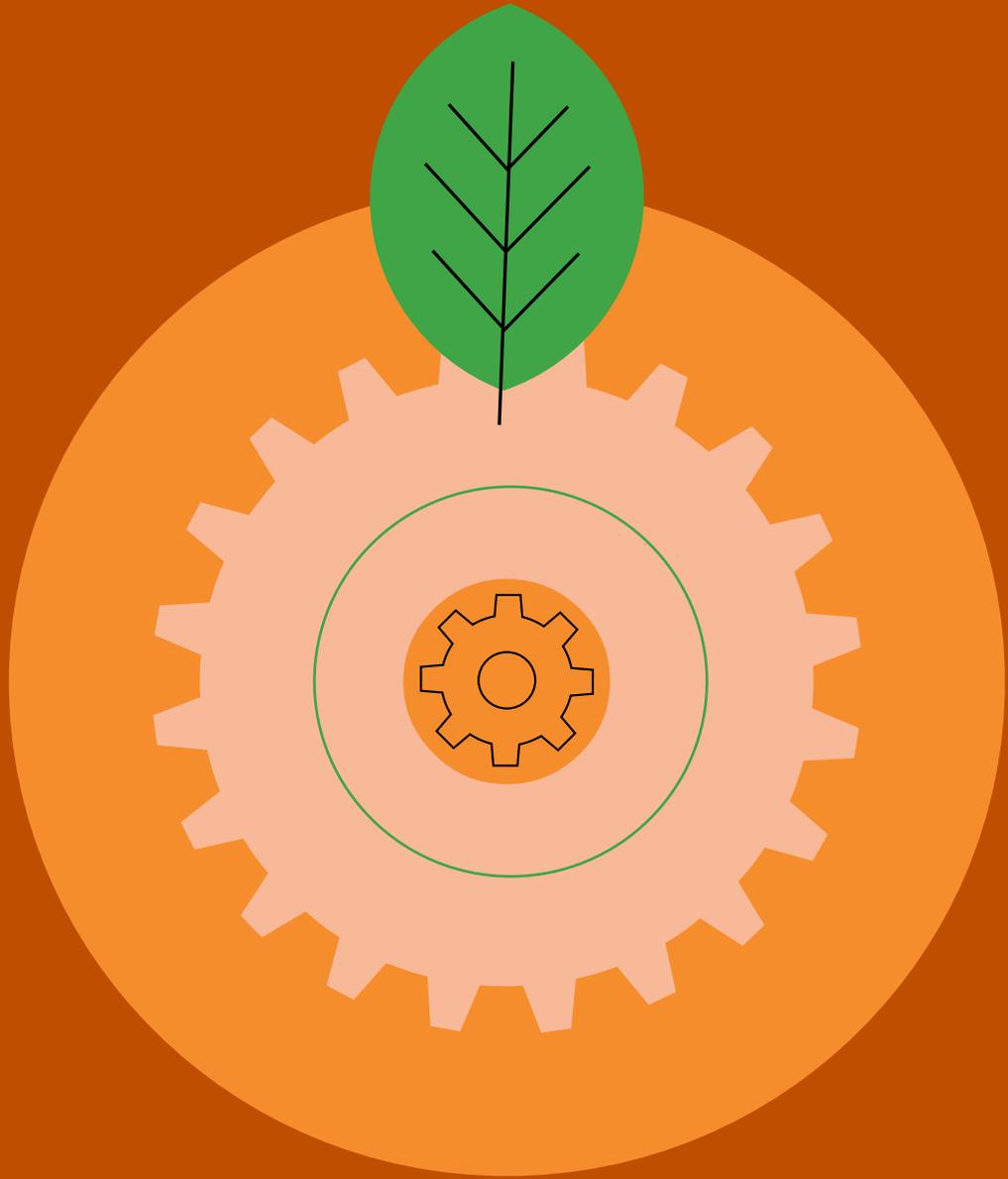
Concepto	Biogás (USD/MWh)	Biomasa (USD/MWh)	Eólico (USD/MWh)	Solar (USD/MWh)
Inversión	88,21	51,82	41,33	40,74
Empleo	13,40	7,47	2,77	4,24
Impuestos	16,15	9,63	7,42	7,33
<b>Total</b>	<b>117,77</b>	<b>68,92</b>	<b>51,52</b>	<b>52,30</b>

Fuente: Elaborado por los autores.

**Cuadro 41.** Resumen de conceptos reconocidos en la tarifa considerando disponibilidad del 85%

Concepto	Biogás (USD/MWh)	Biomasa (USD/MWh)	Eólico (USD/MWh)	Solar (USD/MWh)
Inversión	82,82	43,38	41,33	40,74
Empleo	12,58	6,26	2,77	4,24
Impuestos	15,25	8,17	7,42	7,33
<b>Total</b>	<b>110,65</b>	<b>57,81</b>	<b>51,52</b>	<b>52,30</b>

Fuente: Elaborado por los autores.



## 5. CONCLUSIONES

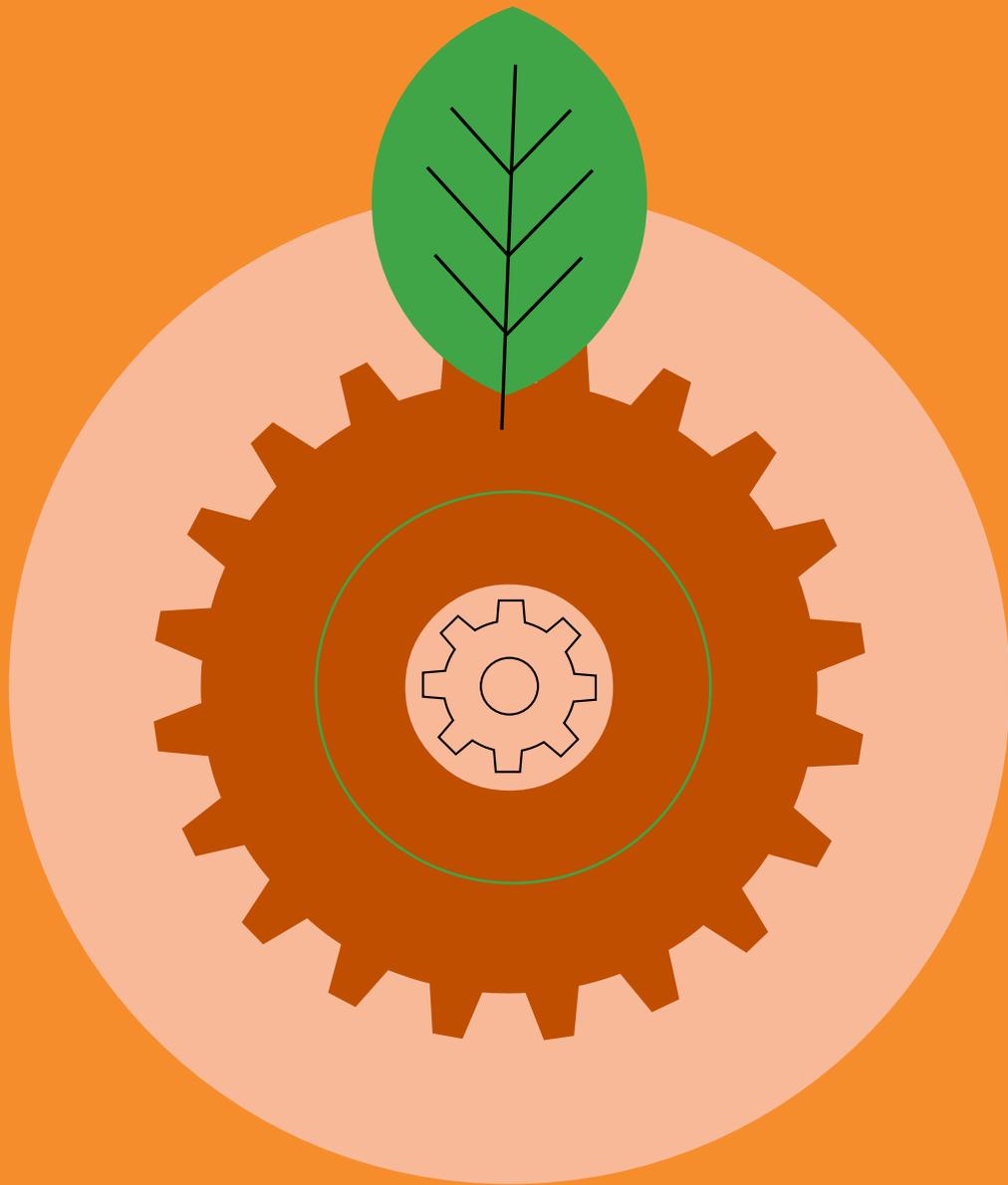
A lo largo del presente documento, han podido valorizarse las externalidades positivas propuestas de proyectos de biogás y de biomasa seca en comparación con las tecnologías eólica y solar. Como se anticipó, se comparó con estas tecnologías porque son las de menor precio adjudicado y las de mayor potencia adjudicada en las rondas del Programa RenovAr. Todas las externalidades se expresaron en términos de dólares por MWh generado. Se priorizó explicar el paso a paso de las valorizaciones, así como presentar los resultados de manera desagregada, para permitir que los resultados sean recalculados en caso de que se obtengan nuevos datos o deseen modificarse algunos criterios.

Sobre la base de los cuadros 35 a 39, las externalidades positivas de los proyectos de biogás se valorizan en un rango de 150,58 a 227,26 USD/MWh generado si se asume la disponibilidad informada por CAMMESA, mientras que, si se considera que los proyectos aumentarán su disponibilidad al 85%, los valores pasan a un rango de 145,91 a 222,59 USD/MWh. Para los proyectos de biomasa, esa valorización se encuentra entre 109,94 y 117,30 USD/MWh generado con la disponibilidad informada por CAMMESA, mientras que asumiendo que los proyectos aumentarán su disponibilidad al 85%, los valores pasan a una franja de 102,91 a 110,27 USD/MWh.

En todos los casos evaluados, más del 60% del valor de las externalidades corresponde a los aspectos que podrían denominarse socioeconómicos (inversión, empleo e impuestos), mientras que el resto se divide entre las externalidades eléctricas y las ambientales. En los proyectos de biogás, en los que es más importante la inversión y la generación de empleo, las externalidades socioeconómicas alcanzan el 75% del total, mientras que el resto corresponde a las relacionadas con la potencia firme aportada al sistema eléctrico y los beneficios ambientales. En los proyectos tanto de biogás como de biomasa que utilizan 100% de residuos, las externalidades ambientales positivas se incrementan, hasta explicar más del 38% del total medido en el caso del biogás.

Por otra parte, se concluyó que externalidades como la recuperación de terrenos dedicados a los residuos y los costos evitados por incendios y contaminación, o no eran operativos para los casos analizados, o no eran significativos. Tal vez, podrían llegar a ser medidos en estudios de caso, donde estos riesgos o costos puedan ser estimados fehacientemente.

Han quedado sin valorizar en este trabajo los aspectos derivados de la generación distribuida (que durante entrevistas realizadas con CAMMESA se ha juzgado numéricamente no significativa) y los beneficios del “capitalismo distribuido”, cuya evaluación numérica presentó algunas dificultades para poder presentarse de manera sólida, más allá de que cualitativamente se pudo argumentar.



# BIBLIOGRAFÍA

**Administración Federal de Ingresos Públicos (AFIP).** 2018. *Boletín anual de seguridad social*. Buenos Aires.

**Alberto, M., M.I. Iñiguez, y P. Marensi.** 2006. *Prediagnóstico sobre condiciones y medio ambiente del trabajo en la actividad de aserraderos. Mesopotamia*. Buenos Aires. Superintendencia de Riesgos de Trabajo.

**Banco Central de la República Argentina (BCRA).** Tipo de cambio minorista de referencia de la Ciudad de Buenos Aires (disponible en [http://www.bcra.gov.ar/PublicacionesEstadisticas/Cierre\\_de\\_cotizaciones.asp](http://www.bcra.gov.ar/PublicacionesEstadisticas/Cierre_de_cotizaciones.asp)). Acceso 15 de febrero de 2019.

**Beljansky, M.** 2011. *Project 3793: Pindó Biomass Energy Generation from Forest Biomass. Clean Development Mechanism (CDM)* (disponible en <http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/DNV-CUK1276851135.53/view>).

**Beljansky, M.** 2016. *Externalidades positivas de los proyectos de biomasa y biogás*. Documento interno de PROBIOMASA. Buenos Aires.

**Beljansky, M., L. Katz, P. Alberio y G. Barbarán.** 2018. *Plataforma Escenarios Energéticos Argentina 2040*. CEARE- ITBA (disponible en <https://www.escenariosenergeticos.org/publicaciones/>).

**Calzada, J., F. Di Yenno y C. Frattini.** 2018. "Radiografía de la producción de cerdos en Argentina. Rosario (Argentina)". *Informativo Semanal de la Bolsa de Comercio de Rosario*, N.º 1860, 1 de junio de 2018. Bolsa de Comercio de Rosario.

**Casanovas, G.** 2015. *Producción y uso de fertilizantes obtenidos a partir de sustratos orgánicos digeridos anaeróbicamente. Su aplicación a un cultivo de maíz*. Tesis de grado para el título de Ingeniero Agrónomo. Buenos Aires. Facultad de Agronomía, Universidad de Buenos Aires.

**Compañía Administradora del Mercado Mayorista SA (CAMMESA).** 2017. *Informe Anual 2017*. Buenos Aires.

**CAMMESA.** 2018. *Informe Anual 2018*. Buenos Aires.

**CAMMESA.** 2019. Reserva rotante operativa y reserva fría (disponible en [http://portalweb.cammesa.com/MEMNet1/Revistas/Estacional/reserva\\_fria\\_operativa.html](http://portalweb.cammesa.com/MEMNet1/Revistas/Estacional/reserva_fria_operativa.html)).

**De Grandis, M.J. y M.G. Visintini.** 2015. *Manejo del efluente en el tambo*. Trabajos Finales de Áreas de Consolidación. Ingeniería Agronómica. Córdoba (Argentina). Facultad de Ciencias Agropecuarias. Universidad Nacional de Córdoba.

**EURELECTRIC.** 2010. *Integrating intermittent renewables sources into the EU electricity system by 2020: challenges and solutions*. Union of the Electricity Industry.

**FAO.** 2016a. *Análisis espacial del balance energético derivado de biomasa. Metodología WISDOM. Provincia de Tucumán*. Buenos Aires. Proyecto para la promoción de la energía

derivada de biomasa (UTF/ARG/020/ARG) – FAO. (disponible en [HYPERLINK “http://www.probiomasa.gov.ar/\\_pdf/WISDOM\\_Tucuman\\_baja.pdf”](http://www.probiomasa.gov.ar/_pdf/WISDOM_Tucuman_baja.pdf) [http://www.probiomasa.gov.ar/\\_pdf/WISDOM\\_Tucuman\\_baja.pdf](http://www.probiomasa.gov.ar/_pdf/WISDOM_Tucuman_baja.pdf) ).

**FAO.** 2016b. *Análisis espacial del balance energético derivado de biomasa. Metodología WISDOM. Provincia de Salta.* Buenos Aires. Proyecto para la promoción de la energía derivada de biomasa (UTF/ARG/020/ARG) – FAO. (disponible en [HYPERLINK “http://www.probiomasa.gov.ar/\\_pdf/WISDOM\\_Salta\\_baja.pdf”](http://www.probiomasa.gov.ar/_pdf/WISDOM_Salta_baja.pdf) [http://www.probiomasa.gov.ar/\\_pdf/WISDOM\\_Salta\\_baja.pdf](http://www.probiomasa.gov.ar/_pdf/WISDOM_Salta_baja.pdf) ).

**FAO.** 2016c. *Análisis espacial del balance energético derivado de biomasa. Metodología WISDOM. Provincia de La Pampa.* Buenos Aires. Proyecto para la promoción de la energía derivada de biomasa (UTF/ARG/020/ARG) – FAO. (disponible en [HYPERLINK “http://www.probiomasa.gov.ar/\\_pdf/WISDOM\\_la%20Pampa\\_baja.pdf”](http://www.probiomasa.gov.ar/_pdf/WISDOM_la%20Pampa_baja.pdf) [http://www.probiomasa.gov.ar/\\_pdf/WISDOM\\_la Pampa\\_baja.pdf](http://www.probiomasa.gov.ar/_pdf/WISDOM_la Pampa_baja.pdf) ).

**FAO.** 2017a. *Análisis espacial del balance energético derivado de biomasa. Metodología WISDOM. Provincia de Mendoza.* Buenos Aires. Proyecto para la promoción de la energía derivada de biomasa (UTF/ARG/020/ARG) – FAO. (disponible en [HYPERLINK “http://www.probiomasa.gov.ar/\\_pdf/WISDOM\\_Mendoza\\_FAO-%20Final%20170904.pdf”](http://www.probiomasa.gov.ar/_pdf/WISDOM_Mendoza_FAO-%20Final%20170904.pdf) [http://www.probiomasa.gov.ar/\\_pdf/WISDOM\\_Mendoza\\_FAO-%20Final%20170904.pdf](http://www.probiomasa.gov.ar/_pdf/WISDOM_Mendoza_FAO-%20Final%20170904.pdf) ).

**FAO.** 2017b. *Análisis espacial del balance energético derivado de biomasa. Metodología WISDOM. Provincia de Córdoba.* Buenos Aires. Proyecto para la promoción de la energía derivada de biomasa (UTF/ARG/020/ARG) – FAO. (disponible en [HYPERLINK “http://www.probiomasa.gov.ar/\\_pdf/WISDOM\\_Cordoba\\_FAO-Final%20170904.pdf”](http://www.probiomasa.gov.ar/_pdf/WISDOM_Cordoba_FAO-Final%20170904.pdf) [http://www.probiomasa.gov.ar/\\_pdf/WISDOM\\_Cordoba\\_FAO-Final%20170904.pdf](http://www.probiomasa.gov.ar/_pdf/WISDOM_Cordoba_FAO-Final%20170904.pdf) ).

**FAO.** 2018a. *Análisis espacial del balance energético derivado de biomasa. Metodología WISDOM. Provincia de Corrientes.* Buenos Aires. Proyecto para la promoción de la energía derivada de biomasa (UTF/ARG/020/ARG) – FAO. (disponible en [HYPERLINK “http://www.probiomasa.gov.ar/\\_pdf/WISDOM\\_Corrientes\\_11-7.pdf”](http://www.probiomasa.gov.ar/_pdf/WISDOM_Corrientes_11-7.pdf) [http://www.probiomasa.gov.ar/\\_pdf/WISDOM\\_Corrientes\\_11-7.pdf](http://www.probiomasa.gov.ar/_pdf/WISDOM_Corrientes_11-7.pdf) ).

**FAO.** 2018b. *Análisis espacial del balance energético derivado de biomasa. Metodología WISDOM. Provincia de Santa Fe.* Buenos Aires. Proyecto para la promoción de la energía derivada de biomasa (UTF/ARG/020/ARG) – FAO. (disponible en [HYPERLINK “http://www.probiomasa.gov.ar/\\_pdf/WISDOM\\_SantaFe\\_interior-web.pdf”](http://www.probiomasa.gov.ar/_pdf/WISDOM_SantaFe_interior-web.pdf) [http://www.probiomasa.gov.ar/\\_pdf/WISDOM\\_SantaFe\\_interior-web.pdf](http://www.probiomasa.gov.ar/_pdf/WISDOM_SantaFe_interior-web.pdf) ).

**FAO.** 2018c. *Análisis espacial del balance energético derivado de biomasa. Metodología WISDOM. Provincia de Chaco.* Buenos Aires. Proyecto para la promoción de la energía derivada de biomasa (UTF/ARG/020/ARG) – FAO. (disponible en [HYPERLINK “http://www.probiomasa.gov.ar/\\_pdf/WISDOM\\_Chaco.pdf”](http://www.probiomasa.gov.ar/_pdf/WISDOM_Chaco.pdf) [http://www.probiomasa.gov.ar/\\_pdf/WISDOM\\_Chaco.pdf](http://www.probiomasa.gov.ar/_pdf/WISDOM_Chaco.pdf) ).

**FAO.** 2018d. *Análisis espacial del balance energético derivado de biomasa. Metodología WISDOM. Provincia de Buenos Aires.* Buenos Aires. Proyecto para la promoción de la energía derivada de biomasa (UTF/ARG/020/ARG) – FAO. (disponible en).

**FAO.** 2018e. *Análisis espacial del balance energético derivado de biomasa. Metodología WISDOM. Provincia de Entre Ríos.* Buenos Aires. Proyecto para la promoción de la energía derivada de biomasa (UTF/ARG/020/ARG) – FAO. (disponible en).

**FAO.** 2019a. *Análisis espacial del balance energético derivado de biomasa. Metodología WISDOM. Provincia de Misiones.* Buenos Aires. Proyecto para la promoción de la energía

derivada de biomasa (UTF/ARG/020/ARG) – FAO. (disponible en HYPERLINK “[http://www.probiomasa.gov.ar/\\_pdf/DT13-WISDOM-Misiones-19-09-16.pdf](http://www.probiomasa.gov.ar/_pdf/DT13-WISDOM-Misiones-19-09-16.pdf)” [http://www.probiomasa.gov.ar/\\_pdf/DT13-WISDOM-Misiones-19-09-16.pdf](http://www.probiomasa.gov.ar/_pdf/DT13-WISDOM-Misiones-19-09-16.pdf) ).

**Ferrá, C. y C. Botteon.** 2006. “Costo periódico equivalente y costo medio: aspectos a considerar en su utilización. *Anales de la Asociación Argentina de Economía Política (AAEP)*. Buenos Aires.

**García, A.I.** 2001. “Riesgo potencial de polución del Arroyo Morales en Argentina por influencia de una producción ganadera intensiva”. *Información Tecnológica* Vol. 12 N.º 3. La Serena (Chile). Centro de Información Tecnológica.

**Herrero, M.A. y S.B. Gil.** 2008. “Consideraciones ambientales de la intensificación en producción animal”. *Ecología austral* Vol. 18 N.º 3. Córdoba (Argentina) (disponible en [http://www.scielo.org.ar/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S1667-782X2008000300003&lng=es&nrm=iso](http://www.scielo.org.ar/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1667-782X2008000300003&lng=es&nrm=iso)).

**Hilbert, J.A., S. Galbusera, L. Schein, S. Carballo, N. Michard y J. Manosalva.** 2018. *Análisis de emisiones producción de biogás Bioeléctrica* (disponible en [https://www.researchgate.net/publication/324156626\\_Analisis\\_de\\_Emisiones\\_Produccion\\_de\\_Biogas\\_Bioelectrica](https://www.researchgate.net/publication/324156626_Analisis_de_Emisiones_Produccion_de_Biogas_Bioelectrica)).

**Holttinen, H., P. Meibom, A. Orths, M. O'Malley et al.** 2011. “Impacts of large amounts of wind power on design and operation of power systems, results of IEA Collaboration”. *Wind Energy* Vol. 14 N.º 2.

**INDEC.** Sin fecha. *Comprendiendo la utilidad de la Matriz de Insumo-Producto (MIP)* (disponible en <https://www.indec.gov.ar/ftp/cuadros/economia/Comprendiendo%20la%20utilidad%20de%20la%20Matriz%20de%20Insumo.pdf> ).

**INDEC.** 2001. *Matriz Insumo-Producto 1997 (MIP97)*. Buenos Aires (disponible en [https://www.indec.gov.ar/ftp/nuevaweb/cuadros/17/mip\\_metod1.pdf](https://www.indec.gov.ar/ftp/nuevaweb/cuadros/17/mip_metod1.pdf) ).

**Instituto Nacional de Tecnología Agropecuaria (INTA).** 2006. *Qué hacemos con los efluentes del tambo*. Rafaela (Argentina). INTA.

**International Learning Network on Sustainability (LeNSin).** 2016. *The LeNSin research hypothesis: the design of S.PSS applied to DE: win-win offer model for a sustainable development for all*. Milán (Italia). Politecnico di Milano.

**Moreno Casco, J. y R. Moral Herrero.** 2007. *Compostaje*. Madrid. Mundi Prensa.

**Nolasco, D.A.** 2010. *Desarrollo de proyectos MDL en plantas de tratamiento de aguas residuales*. Nota técnica N.º 116. Sector de Infraestructura y Medio Ambiente. Banco Interamericano de Desarrollo.

**Obschatko, E.** 2003. *El aporte del sector agroalimentario al crecimiento económico argentino: 1965-2000*. Buenos Aires. Instituto Interamericano de Cooperación para la Agricultura (IICA).

**Obschatko, E., F. Ganduglia, y F. Román.** 2006. *El sector agroalimentario argentino 2000-2005*. Buenos Aires. IICA.

**O'Malley, M.** 2011. “Integrating wind in Ireland: experience and studies”. *MIT Wind Week*, 17 al 21 de enero de 2011 (disponible en <http://web.mit.edu/windenergy/windweek/Workshop2011.html>).

**Parra Rodríguez, F.** 2015. *Propensión marginal al consumo en Argentina*. Universidad de Cantabria (UNICAN).

**Parsons, B. y E. Ela.** 2008. “Impacts of large amounts of wind power on design and operation of power system”. *Results of IEA Collaboration*. National Renewable Energy Laboratory.

**Quirós, R., M.B. Boveri, C.A. Petracchi, A.M. Rennella, J.J. Rosso, A. Sosnovsky y H.T. van Bernard.** 2005. *Los efectos de la agriculturización del humedal pampeano sobre la eutrofización de las lagunas*. Facultad de Agronomía, Universidad de Buenos Aires.

**Ramírez, L. y J.C. Porstmann.** 2008. "Evolución de la frontera agrícola. Campañas 80/81-06/07". *Revista Agromensajes*. Rosario (Argentina). Facultad de Ciencias Agrarias, Universidad Nacional de Rosario.

**Rijter, G.** 2018. *Generación de empleo: energías renovables. Programa Renovar y Mater*. Buenos Aires. Subsecretaría de Energías Renovables. Secretaría de Energía de la Nación Argentina.

**Russell C. y P. Powell.** 1996. *Choosing Environmental Policy Tools: Theoretical cautions and practical considerations*. Washington DC. N.º ENV-102. Banco Interamericano de Desarrollo.

**Sainato, C.M., B.N. Losinno, J.J. Márquez Molina y R.A. Espada.** 2018. "Electromagnetic soundings to detect groundwater contamination produced by intensive livestock farming". *Journal of Applied Geophysics* Vol. 154. Elsevier.

**Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación (SAyDS).** 2015. *Tercera comunicación nacional de la República Argentina a la convención marco de las naciones unidas sobre el cambio climático*. Buenos Aires.

**Secretaría de Energía de la Nación.** 2019. Programa Renovar (disponible en <https://www.argentina.gob.ar/renovar>).

**Uliana Pérez, I. y A. Dos Santos.** 2017. "Distributed economies through open design and digital manufacturing". *Simposio brasileiro de design sustentável - International symposium on sustainable design*, agosto de 2017. Belo Horizonte (Brasil).

**Vollmer, C.** 2016. *Development of the framework for biogas plants within the Renewable Energy Sources Act from 2000 until 2015*. Dessau-Roßlau (Alemania). Für Mensch & Umwelt. Umweltbundesamt.

# ANEXOS

## Anexo I. Centrales adjudicadas en el Programa Renovar, rondas 1, 1.5 y 2

**Cuadro 42.** Resumen de las centrales adjudicadas en el Programa RenovAr en tecnología de biogás, biomasa, solar y eólica

Identificación del proyecto	Tecnología	Nombre del proyecto	Componente Nacional Declarado (% CND)	Socio estratégico financiero	Potencia	Precio adjudicado (USD/MWh)	Precio adjudicado * Potencia (USD)	Origen de la inversión	Nación	Ronda
BG-01	Biogás	CT Río Cuarto 1	13,11	Biomass Crop SA	2,00	160,00	320,00	Nacional	Argentina	1
BG-02	Biogás	CT Río Cuarto 2	11,43	Biomass Crop SA	1,20	160,00	192,00	Nacional	Argentina	1
BG-03	Biogás	CT Yanquetruz	42,84	Asociación de Cooperativas Argentinas (ACA) CL	1,20	160,00	192,00	Nacional	Argentina	1
BG-04	Biogás	CT San Pedro Verde	59,44	Adeco Agropecuaria SA	1,42	158,92	225,67	Nacional	Argentina	1
BG-05	Biogás	CT Huinca Renancó	57,30	Federación de Cooperativas Federadas Limitada	1,62	160,00	259,20	Nacional	Argentina	1
BG-500	Biogás	CT Bombal Biogás	45,57	Tanoni Hnos. SA	1,20	165,00	198,00	Nacional	Argentina	2
BG-501	Biogás	CT Arrebeef Energía	2,76	Arrebeef SA	1,50	150,00	225,00	Nacional	Argentina	2
BG-502	Biogás	CT Pollos San Mateo	45,44	Pollos San Mateo SA	2,40	156,00	374,40	Nacional	Argentina	2
BG-503	Biogás	CT James Craik	45,44	Universum Invenio Limited	2,40	156,00	374,40	Extranjero	España	2
BG-504	Biogás	CT Recreo	45,44	Universum Invenio Limited	2,40	156,00	374,40	Extranjero	España	2
BG-505	Biogás	CT San Francisco	45,44	Universum Invenio Limited	2,40	156,00	374,40	Extranjero	España	2
BG-506	Biogás	CT Bella Italia	45,44	Universum Invenio Limited	2,40	156,00	374,40	Extranjero	España	2
BG-507	Biogás	CT Pacuca Bioenergía	0,00	Pacuca SA	1,00	171,85	171,85	Nacional	Argentina	2

## Valorización de externalidades de proyectos con biomasa seca y biogás

Identificación del proyecto	Tecnología	Nombre del proyecto	Componente Nacional Declarado (% CND)	Socio estratégico financiero	Potencia (MW)	Precio adjudicado (USD/MWh)	Precio adjudicado * Potencia (USD)	Origen de la inversión	Nación	Ronda
BG-508	Biogás	CT AB Energía	0,00	AB Abro SA	2,00	156,85	313,70	Nacional	Argentina	2
BG-510	Biogás	CT Resener I	40,34	Mario Gustavo Pieroni	0,72	176,40	127,01	Nacional	Argentina	2
BG-511	Biogás	CT Enreco	0,00	Cecilia Debenedetti	2,00	156,85	313,70	Nacional	Argentina	2
BG-512	Biogás	CT Santiago Energías Renovables	19,21	Los Amores SA	3,00	156,85	470,55	Nacional	Argentina	2
BG-513	Biogás	CT General Villegas	18,60	María Elena SA	1,20	169,00	202,80	Nacional	Argentina	2
BG-514	Biogás	Ampliación 2 Central Bioeléctrica	16,23	Biomass Crop SA	1,20	169,00	202,80	Nacional	Argentina	2
BG-515	Biogás	Ampliación Bioeléctrica 2	19,55	Biomass Crop SA	1,20	169,00	202,80	Nacional	Argentina	2
BG-516	Biogás	CT Bio Justo Daract	35,98	Biomass Crop SA	1,00	175,00	175,00	Nacional	Argentina	2
BG-517	Biogás	CT Biogeneradora Santa Catalina	30,45	Incisa SA	2,00	156,85	313,70	Nacional	Argentina	2
BG-518	Biogás	CT Yanquetruz II	0,00	Bio Energía Yanquetruz	0,80	177,85	142,28	Nacional	Argentina	2
BG-519	Biogás	CT El Alegre Bio	0,00	Antiguas Estancias Don Roberto SA	1,00	175,00	175,00	Nacional	Argentina	2
BG-520	Biogás	CT Don Roberto Bio	0,00	Antiguas Estancias Don Roberto SA	1,00	175,00	175,00	Nacional	Argentina	2
BG-521	Biogás	CT Biocaña	0,00	Sesnich Néstor Omar	3,00	156,85	470,55	Nacional	Argentina	2
BG-522	Biogás	CT Pergamino	33,35	Seeds Energy Group SA	2,40	156,85	376,44	Nacional	Argentina	2

Identificación del proyecto	Tecnología	Nombre del proyecto	Componente Nacional Declarado (% CND)	Socio estratégico financiero	Potencia (USD/MWh)	Precio adjudicado (USD/MWh)	Precio adjudicado * Potencia (USD)	Origen de la inversión	Nación	Ronda
BG-523	Biogás	CT Venado Tuerto	32,00	Andreas Keller Sarmiento	2,00	156,85	313,70	Nacional	Argentina	2
BG-524	Biogás	CT General Alvear	0,00	Carnes de la Patagonia Neuquina SA	1,00	171,85	171,85	Nacional	Argentina	2
BG-525	Biogás	CT El Mangrullo	0,06	Carnes de la Patagonia Neuquina SA	2,00	156,85	313,70	Nacional	Argentina	2
BG-526	Biogás	CT Avellaneda	42,51	Industrias Juan F. Secco SA	6,00	160,00	960,00	Nacional	Argentina	2
BG-527	Biogás	CT Citrusvil	1,79	Citrusvil SA	3,00	153,00	459,00	Nacional	Argentina	2
BG-528	Biogás	CT Jigena I	32,01	Cotagro Cooperativa Agropecuaria Limitada	1,00	171,00	171,00	Nacional	Argentina	2
BG-529	Biogás	CT Villa del Rosario	31,83	Crops Investments SA	1,00	174,50	174,50	Nacional	Argentina	2
BG-530	Biogás	CT Del Rey	0,61	Silvina Hacen	1,00	169,00	169,00	Nacional	Argentina	2
BG-531	Biogás	CT Don Nicanor	0,60	Silvina Hacen	1,00	169,00	169,00	Nacional	Argentina	2
BM-01	Biomasa	CT Generación Biomasa Santa Rosa	0,00	Papelera Mediterránea SA	12,50	110,00	1 375,00	Nacional	Argentina	1
BM-05	Biomasa	CT Pindó Eco	100,00	Pindó SA	2,00	110,00	220,00	Nacional	Argentina	1
BM-400	Biomasa	CT Cogeneración Ingenio Leales	0,00	Compañía Inversora Industrial SA	2,00	145,86	291,72	Nacional	Argentina	2
BM-401	Biomasa	CT Prodeman Bionergía	70,47	Prodeman Bionergía SA	9,00	126,55	1 138,95	Nacional	Argentina	2
BM-404	Biomasa	CT Kuera Santo Tomé	19,15	Norcon SRL	13,00	110,62	1 438,06	Nacional	Argentina	2

## Valorización de externalidades de proyectos con biomasa seca y biogás

Identificación del proyecto	Tecnología	Nombre del proyecto	Componente Nacional Declarado (% CND)	Socio estratégico financiero	Potencia	Precio adjudicado (USD/MWh)	Precio adjudicado * Potencia (USD)	Origen de la inversión	Nación	Ronda
BM-405	Biomasa	CT Ticino Biomasa SA	0,00	Lorenzati, Ruetsch y Cía. SA	3,00	143,10	429,30	Nacional	Argentina	2
BM-406	Biomasa	CT Generación Virasoro	45,45	Forestadora Tapebicuá SA	3,00	140,72	422,16	Nacional	Argentina	2
BM-407	Biomasa	CT Rojas	0,00	Global Dominion Access SA	7,00	126,06	882,42	Extranjero	España	2
BM-408	Biomasa	CT Venado Tuerto	0,00	Global Dominion Access SA	7,00	106,73	747,11	Extranjero	España	2
BM-409	Biomasa	CT Biomasa Unitan	0,00	Unitan SAICA	6,60	115,17	760,12	Nacional	Argentina	2
BM-410	Biomasa	CT San Alonso	69,64	Garruchos Forestación SA	37,00	108,00	3 996,00	Nacional	Argentina	2
BM-411	Biomasa	CT Generación Las Junturas	20,42	Emerald Resources SRL	0,50	14,00	7,00	Nacional	Argentina	2
BM-412	Biomasa	CT Biomasa La Florida	13,65	Genneia SA	19,00	106,73	2 027,87	Extranjero	EE.UU.	2
BM-413	Biomasa	CT Las Lomitas	32,55	Bioetanol Río Cuarto SA	10,00	123,79	1 237,90	Nacional	Argentina	2
BM-414	Biomasa	CT La Escondida	31,53	Inclunor SA	10,00	120,79	1 207,90	Extranjero	Italia	2
BM-416	Biomasa	CT Fermosa SA	2,36	Pegni Solutions SA	6,00	129,82	778,92	Nacional	Argentina	2
BM-417	Biomasa	CT BM MM Bioenergía	57,58	Molino Matilde SA	3,00	143,10	429,30	Nacional	Argentina	2
BM-418	Biomasa	CT Capitán Sarmiento	0,00	Granja Tres Arroyos SACAFJ	7,20	130,01	936,07	Nacional	Argentina	2
EOL-05	Eólica	PE Vientos Los Hércules	14,36	Eren Renewable Energy SA	97,20	62,88	6 111,94	Extranjero	Francia	1
EOL-06	Eólica	PE Villalonga	16,70	Genneia SA	50,00	54,96	2 748,00	Extranjero	EE.UU.	1

Identificación del proyecto	Tecnología	Nombre del proyecto	Componente Nacional Declarado (% CND)	Socio estratégico financiero	Potencia	Precio adjudicado (USD/MWh)	Precio adjudicado * Potencia (USD)	Origen de la inversión	Nación	Ronda
EOL-08	Eólica	PE Chubut Norte	12,85	Genneia SA	49,88	66,00	3 292,08	Extranjero	EE.UU.	1
EOL-14	Eólica	PE García del Río	5,93	Envision Energy (Jiangsu) CO LTD	10,00	49,81	498,10	Extranjero	China	1
EOL-15	Eólica	PE Cerro Alto	9,40	Envision Energy (Jiangsu) CO LTD	50,00	56,98	2 849,00	Extranjero	China	1
EOL-16	Eólica	PE Los Meandros	9,17	Envision Energy (Jiangsu) CO LTD	75,00	53,88	4 041,00	Extranjero	China	1
EOL-17	Eólica	PE Vientos del Secano	7,96	Envision Energy (Jiangsu) CO LTD	50,00	49,08	2 454,00	Extranjero	China	1
EOL-22	Eólica	PE Garayalde	21,00	Pan American Fuegoína SA	24,15	59,00	1 424,85	Nacional	Argentina	1
EOL-33	Eólica	PE Kosten	8,00	Otamendi y Cía. SA	24,00	59,41	1 425,84	Nacional	Argentina	1
EOL-35	Eólica	PE La Castellana	13,44	CP Renovables SA	99,00	61,50	6 088,50	Nacional	Argentina	1
EOL-44	Eólica	PE Corti	6,18	Central Térmica Loma de la Lata SA	100,00	58,00	5 800,00	Nacional	Argentina	1
EOL-46	Eólica	PE Arauco II (Etapa 1 y 2)	7,14	Parque Eólico Arauco SAPEM	99,75	67,19	6 702,20	SAPEM	Argentina	1
EOL-09	Eólica	PE Pomona I	9,45	Genneia SA	100,00	54,88	5 488,00	Extranjero	EE.UU.	1,5
EOL-19	Eólica	PE La Banderita	22,24	Facundo Frávega	36,75	49,98	1 836,77	Nacional	Argentina	1,5
EOL-20	Eólica	PE Del Bicentenario	14,66	Petroquímica Comodoro Rivadavia SA	100,00	49,50	4 950,00	Nacional	Argentina	1,5
EOL-27	Eólica	PE Loma Blanca 6	0,45	Isolux Ingeniería SA	100,00	53,53	5 353,00	Nacional	Argentina	1,5
EOL-29	Eólica	PE Miramar	10,53	Isolux Ingeniería SA	97,65	56,38	5 505,51	Nacional	Argentina	1,5
EOL-32	Eólica	PE El Sosneado	3,50	Empresa Mendocina de Energía SAPEM	50,00	55,00	2 750,00	SAPEM	Argentina	1,5

## Valorización de externalidades de proyectos con biomasa seca y biogás

Identificación del proyecto	Tecnología	Nombre del proyecto	Componente Nacional Declarado (% CND)	Socio estratégico financiero	Potencia (USD/MWh)	Precio adjudicado (USD/MWh)	Precio adjudicado * Potencia (USD)	Origen de la inversión	Nación	Ronda
EOL-37	Eólica	PE Achiras	11,87	CP Renovables SA	48,00	59,38	2 850,24	Nacional	Argentina	1.5
EOL-45	Eólica	PE Pampa	25,00	Sinohydro Corporation Limited	100,00	46,00	4 600,00	Extranjero	China	1.5
EOL-47	Eólica	PE Arauco II (Etapa 3 y 4)	7,14	Parque Eólico Arauco SAPEM	99,75	56,67	5 652,83	SAPEM	Argentina	1.5
EOL-48	Eólica	PE Vientos de Necochea 1	7,50	Centrales de la Costa Atlántica SA	37,95	55,50	2 106,23	Nacional	Argentina	1.5
EOL-003	Eólica	PE Energética I	15,01	CMS de Argentina SA	79,80	37,30	2 976,54	Extranjero	EE.UU.	2
EOL-004	Eólica	PE General Acha	26,82	Miguel Oneto	60,00	45,67	2 740,20	Nacional	Argentina	2
EOL-010	Eólica	PE Pampa Chubut	5,27	Enel Green Power	100,00	40,27	4 027,00	Extranjero	Italia	2
EOL-016	Eólica	PE Chubut Norte IV	27,45	Genneia SA	82,80	38,90	3 220,92	Extranjero	EE.UU.	2
EOL-020	Eólica	PE Chubut Norte III	26,98	Genneia SA	57,60	38,90	2 240,64	Extranjero	EE.UU.	2
EOL-022	Eólica	PE San Jorge	89,35	PCR (Petroquímica Comodoro Rivadavia SA)	100,00	40,27	4 027,00	Nacional	Argentina	2
EOL-025	Eólica	PE El Mataco	89,34	PCR (Petroquímica Comodoro Rivadavia SA)	100,00	40,27	4 027,00	Nacional	Argentina	2
EOL-029	Eólica	PE Arauca II (Etapa 5 y 6)	9,13	Windar Renovables SL	100,00	46,67	4 667,00	Extranjero	Argentina	2
EOL-035	Eólica	PE Cañada León	16,80	YPF Energía Eléctrica SA	99,00	41,50	4 108,50	Nacional	Argentina	2
EOL-041	Eólica	PE La Genoveva	97,33	Central Puerto SA	86,63	40,90	3 543,17	Nacional	Argentina	2
EOL-049	Eólica	PE Diadema II	9,10	Capex SA	27,60	40,27	1 111,45	Nacional	Argentina	2
EOL-051	Eólica	PE Vientos Fray Güen	8,50	Senvion GMBH	100,00	39,55	3 955,00	Extranjero	Argentina	2

Identificación del proyecto	Tecnología	Nombre del proyecto	Componente Nacional Declarado (% CND)	Socio estratégico financiero	Potencia	Precio adjudicado (USD/MWh)	Precio adjudicado * Potencia (USD)	Origen de la inversión	Nación	Ronda
SFV-13	Solar fotovoltaica	PS La Puna	0,50	Isolux Ingeniería SA	100,00	58,98	5 898,00	Nacional	Argentina	1
SFV-38	Solar fotovoltaica	PS Cauchari 1	22,65	Jujuy Energía y Minería Sociedad del Estado (JEMSE)	100,00	60,00	6 000,00	Extranjero	China	1
SFV-39	Solar fotovoltaica	PS Cauchari 2	22,62	Jujuy Energía y Minería Sociedad del Estado (JEMSE)	100,00	60,00	6 000,00	Extranjero	China	1
SFV-40	Solar fotovoltaica	PS Cauchari 3	22,62	Jujuy Energía y Minería Sociedad del Estado (JEMSE)	100,00	60,00	6 000,00	Extranjero	China	1
SFV-01	Solar fotovoltaica	PS Lavalle	87,87	Empresa Mendocina de Energía SAPEM	17,60	55,00	968,00	SAPEM	Argentina	1.5
SFV-02	Solar fotovoltaica	PS Luján de Cuyo	83,84	Empresa Mendocina de Energía SAPEM	22,00	55,00	1 210,00	SAPEM	Argentina	1.5
SFV-04	Solar fotovoltaica	PS La Paz	82,52	Empresa Mendocina de Energía SAPEM	14,08	55,00	774,40	SAPEM	Argentina	1.5
SFV-05	Solar fotovoltaica	PS Pasip	89,70	Empresa Mendocina de Energía SAPEM	1,68	52,00	87,36	SAPEM	Argentina	1.5
SFV-06	Solar fotovoltaica	PS General Alvear	86,39	Empresa Mendocina de Energía SAPEM	17,60	55,00	968,00	SAPEM	Argentina	1.5
SFV-12	Solar fotovoltaica	PS Cafayate	31,26	Isolux Ingeniería SA	80,00	56,28	4 502,40	Nacional	Argentina	1.5
SFV-15	Solar fotovoltaica	PS Nonogasta	9,78	Fides Group SA	35,00	56,43	1 975,05	Nacional	Argentina	1.5
SFV-18	Solar fotovoltaica	PS Fiambalá	9,78	lectro Sustentables SA	11,00	53,73	591,03	Nacional	Argentina	1.5

## Valorización de externalidades de proyectos con biomasa seca y biogás

Identificación del proyecto	Tecnología	Nombre del proyecto	Componente Nacional Declarado (% CND)	Socio estratégico financiero	Potencia (MW)	Precio adjudicado (USD/MWh)	Precio adjudicado * Potencia (USD)	Origen de la inversión	Nación	Ronda
SFV-20	Solar fotovoltaica	PS Tinogasta	9,76	Alejandro Ivanissevich	15,00	53,43	801,45	Nacional	Argentina	1.5
SFV-21	Solar fotovoltaica	PS Saujil	9,75	lectrom Sustentables SA	22,50	51,93	1 168,43	Nacional	Argentina	1.5
SFV-31	Solar fotovoltaica	PS Sarmiento	13,38	Soenergy International INC.	50,00	52,95	2 647,50	Extranjero	China	1.5
SFV-32	Solar fotovoltaica	PS Ullum III	12,53	Alejandro Ivanissevich	36,50	57,63	2 103,50	Nacional	Argentina	1.5
SFV-34	Solar fotovoltaica	PS Anchoris	17,74	Empresa Mendocina de Energía SAPEM	21,30	48,00	1 022,40	SAPEM	Argentina	1.5
SFV-36	Solar fotovoltaica	PS Caldenes del Oeste	22,70	Quattro Participaciones SA	24,75	58,90	1 457,78	Extranjero	Brasil	1.5
SFV-37	Solar fotovoltaica	PS Ullum IV	10,35	Colway 08 Industrial	20,00	56,50	1 130,00	Extranjero	España	1.5
SFV-41	Solar fotovoltaica	PS La Cumbre	35,54	Diaser SA	22,00	56,70	1 247,40	Nacional	Argentina	1.5
SFV-45	Solar fotovoltaica	PS Ullum II	12,53	Alejandro Ivanissevich	25,00	55,23	1 380,75	Nacional	Argentina	1.5
SFV-46	Solar fotovoltaica	PS Ullum I	12,53	Fides Group SA	25,00	53,73	1 343,25	Nacional	Argentina	1.5
SFV-49	Solar fotovoltaica	PS Iglesia - Guañizuil	13,97	Jinkosolar Holding Co. Ltd.	80,00	54,10	4 328,00	Extranjero	China	1.5
SFV-57	Solar fotovoltaica	PS Las Lomitas	57,93	Latinoamericana Energía	1,70	59,20	100,64	Nacional	Argentina	1.5
SFV-200	Solar fotovoltaica	PS Tinogasta II	6,79	360 Energy SA	6,96	41,70	290,23	Nacional	Argentina	2
SFV-202	Solar fotovoltaica	PS Nonogasta IV	30,41	Nonogasta Solar Energy SA	1,00	41,76	41,76	Nacional	Argentina	2
SFV-203	Solar fotovoltaica	PS Saujil III	10,38	360 Energy SA	20,00	41,85	837,00	Nacional	Argentina	2
SFV-206	Solar fotovoltaica	PS Villa Dolores	6,40	360 Energy SA	26,85	51,90	1 393,52	Nacional	Argentina	2

Identificación del proyecto	Tecnología	Nombre del proyecto	Componente Nacional Declarado (% CND)	Socio estratégico financiero	Potencia (USD/MWh)	Precio adjudicado (USD/MWh)	Precio adjudicado * Potencia (USD)	Origen de la Inversión	Nación	Ronda
SFV-207	Solar fotovoltaica	PS Tocola	7,92	360 Energy SA	72,00	40,80	2 937,60	Nacional	Argentina	2
SFV-211	Solar fotovoltaica	PS Nonogasta II	6,28	360 Energy SA	20,00	40,44	808,80	Nacional	Argentina	2
SFV-212	Solar fotovoltaica	PS Añatuya I	31,03	360 Energy SA	6,00	52,27	313,62	Nacional	Argentina	2
SFV-218	Solar fotovoltaica	PS La Pirka	22,82	Monteverdi y Gray Group Limited	100,00	42,00	4 200,00	Extranjero	Gran Bretaña	2
SFV-219	Solar fotovoltaica	PS Los Zorritos	26,99	Miguel Oneto	49,50	41,76	2 067,12	Nacional	Argentina	2
SFV-224	Solar fotovoltaica	PS Ullum X	26,27	Monteverdi y Gray Group Limited	100,00	42,00	4 200,00	Extranjero	Gran Bretaña	2
SFV-259	Solar fotovoltaica	PS Altiplano I	25,46	Neón SAS	100,00	40,80	4 080,00	Extranjero	Francia	2
SFV-264	Solar fotovoltaica	PS Verano Capital Solar One	22,30	Monteverdi y Gray Group Limited	99,90	42,50	4 245,75	Extranjero	Gran Bretaña	2
SFV-266	Solar fotovoltaica	PS Arroyo del Cabral	0	Empresa Provincial de Energía de Córdoba (EPEC)	40,00	49,97	1 998,80	SAPEM	Argentina	2
SFV-275	Solar fotovoltaica	PS Guañizuil II A	7,94	Martifer Renewable SGPS SA	100,00	41,76	4 176,00	Extranjero	Portugal	2
SFV-284	Solar fotovoltaica	PS Zapata	29,30	Monteverdi & Gray Group Limited	37,00	41,76	1 545,12	Extranjero	Gran Bretaña	2
SFV-300	Solar fotovoltaica	PS V. María del Río Seco	33,15	Neuss Fund LLC	20,00	48,95	979,00	Extranjero	EE.UU.	2
SFV-301	Solar fotovoltaica	PS Cura Brochero	27,02	Neuss Fund LLC	17,00	49,95	849,15	Extranjero	EE.UU.	2

\* Valores comunicados oficialmente.

Fuente: Secretaría de Energía de la Nación (2019).

**Anexo II.** Valores de referencia de inversión en centrales del Programa RenovAr, rondas 1, 1.5 y 2

**Cuadro 43.** Valor de referencia de inversiones para cada tecnología

RenovAr Ronda 1		RenovAr Ronda 2	
Tecnología	Valor de referencia para inversiones (USD/MW)	Tecnología	Valor de referencia para inversiones (USD/MW)
Eólica	1 600 000,00	Eólica	1 400 000,00
Solar fotovoltaica	1 300 000,00	Solar fotovoltaica	850 000,00
Biomasa	2 500 000,00	Biomasa	3 000 000,00
Biogás	5 000 000,00	Biogás	5 500 000,00

Fuente: Secretaría de Energía de la Nación (2019).

---

**Anexo III.** Inversión en central de biogás

Composición de cada ítem de la inversión en una central de biogás:

- **Proyecto ejecutivo e ingeniería:**

- Ingeniería preliminar y ejecutiva.
  - Proyecto ejecutivo de la central.
  - Dirección de obra civil y electromecánica.

- **Provisión de equipamiento electromecánico extranjero:**

- Agitadores verticales y/u horizontales.
  - Bombas para movimientos de sustratos y digerido (tornillo, lobulares y centrífugas).
  - Triturador de línea.
  - Instrumental de control.
  - Gasómetro.

- **Provisión de equipamiento electromecánico nacional:**

- Intercambiador de calor.
  - Escaleras.
  - Plataformas.
  - Tolva de carga.
  - Válvulas manuales.
  - Sistema de dosificación de químicos.
  - Compresor de aire central.
  - Sistema de vacío y sobre presión.
  - Balanza de camiones.

- **Transporte internacional.**
- **Transporte nacional.**
- **Montaje electromecánico.**
- **Obra civil:**
  - Preparación de terreno.
  - Calles internas y cerco perimetral.
  - Digestores primarios y secundarios.
  - Tanque de carga.
  - Laguna de almacenamiento de digerido.
  - Plateas varias.
  - Sala de control, sala de bombas, oficinas.
  - Sala para celdas de BT/MT.
- **Motogenerador:**
  - Sistema de soplado de biogás.
  - Sistema secado de biogás.
  - Sistema de desulfuración de biogás.
  - Antorcha de seguridad.
  - Sistema de recuperación de calor (CHP).
  - Sistema de sincronismo con la red.
- **Sistema de interconexión con subestación y línea:**
  - SMEC y SOTR.
  - Celdas BT/MT.
  - Transformador BT/MT.
- **Puesta en marcha:**
  - Dirección.
  - Inóculo.
  - Caldera de puesta en régimen de digestores primarios.

---

#### **Anexo IV.** Inversión en central de biomasa

Composición de cada ítem de la inversión en una central de biomasa:

- **Proyecto ejecutivo e ingeniería:**
  - Ingeniería preliminar y ejecutiva.
  - Proyecto ejecutivo de la central.
  - Dirección de obra civil y electromecánica.
- **Caldera:**
  - Sistema de alimentación de biomasa.
  - Multiciclón.
  - Precipitador electrostático y/o filtro de mangas.

- **Provisión de equipamiento electromecánico extranjero:**

- Chipera de madera.
- Instrumental de control.
- Bombas de agua.
- Válvulas de control ciclo térmico.
- Válvulas manuales de proceso.

- **Provisión de equipamiento electromecánico nacional:**

- Torres de enfriamiento.
- Planta de tratamiento de agua (filtrada y demi).
- Puente grúa.
- Plataformas.
- Escaleras.
- Compresor de aire.

- **Transporte internacional.**

- **Transporte nacional.**

- **Montaje electromecánico.**

- **Obra civil:**

- Preparación de terreno.
- Calles internas y cerco perimetral.
- Nave turbina.
- Tanques de agua.
- Plateas varias.
- Sala de control, sala de bombas, oficinas.
- Sala para celdas de BT/MT.

- **Turbogenerador:**

- Turbina con reductor y generador.
- Sistema de vacío.
- Sistema de lubricación.
- Sistema de control y sincronismo con la red.

- **Sistema de interconexión con subestación y línea:**

- SMEC y SOTR.
- Celdas BT/MT.
- Transformador BT/MT.

- **Puesta en marcha:**

- Dirección.





# Valorización de externalidades de proyectos con biomasa seca y biogás

COLECCIÓN  
INFORMES  
TÉCNICOS

N.º 12

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

[www.fao.org](http://www.fao.org)

ISBN 978-92-5-132476-9



9 789251 324769

CA8761ES/1/05.20