



**Universidad Nacional de Lanús**

**Maestría en Gestión de la Energía**

**Propuesta regulatoria para incentivar la Generación Eléctrica  
Distribuída desde Feedlots de baja y mediana escala en la Provincia de  
Buenos Aires**

**Maestrando: Ing. Ignacio Morón**

**Directora: Dra. María Eugenia Castelao Caruana**

**Septiembre 2022**

## Contenido

|       |                                                                                                                                |           |
|-------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| 1.    | Lista de Figuras.....                                                                                                          | 2         |
| 2.    | Lista de Tablas.....                                                                                                           | 3         |
| 3.    | Abreviaciones y Definiciones.....                                                                                              | 5         |
| 4.    | Introducción.....                                                                                                              | 7         |
| 5.    | Metodología y diseño de investigación .....                                                                                    | 9         |
| 6.    | Desarrollo.....                                                                                                                | 12        |
| 6.1   | <b>Producción de Biogás .....</b>                                                                                              | <b>12</b> |
| 6.1.1 | Producción de biogás desde feedlots .....                                                                                      | 15        |
| 6.1.2 | Producción de energía eléctrica desde biogás en feedlots .....                                                                 | 21        |
| 6.1.3 | Conclusiones del Capítulo .....                                                                                                | 25        |
| 6.2   | <b>Marco Regulatorio .....</b>                                                                                                 | <b>27</b> |
| 6.2.1 | Régimen de fomento nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinadas a la producción de energía eléctrica ..... | 27        |
| 6.2.2 | Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública .....                 | 31        |
| 6.2.3 | Marco regulatorio ambiental .....                                                                                              | 35        |
| 6.2.4 | Conclusiones.....                                                                                                              | 38        |
| 6.3   | <b>Análisis de la viabilidad económica de un sistema de Generación Eléctrica a partir de biogás en feedlots. ....</b>          | <b>40</b> |
| 6.3.1 | Costos de Inversión para la producción de Energía Eléctrica desde Biogás en Feedlots .....                                     | 42        |
| 6.3.2 | Costo evitado por autoconsumo de gas para caso testigo .....                                                                   | 43        |
| 6.3.3 | Costo evitado por autoconsumo de energía eléctrica para caso testigo .....                                                     | 44        |
| 6.3.4 | Análisis de viabilidad para caso testigo en el marco de la Generación Distribuida.....                                         | 45        |
| 6.3.5 | Análisis de viabilidad para caso testigo en el marco del MATER.....                                                            | 47        |
| 6.3.6 | Análisis de casos extrapolados para evaluación de sensibilidad económica. ....                                                 | 52        |
| 6.3.7 | Conclusiones del capítulo .....                                                                                                | 53        |
| 6.4   | <b>Análisis de beneficios y propuestas para promocionar e incentivar el sector</b>                                             | <b>54</b> |
| 6.4.1 | Costos evitados en Transporte y Distribución Troncal.....                                                                      | 57        |
| 6.4.2 | Desplazamiento de combustibles fósiles utilizados en generación eléctrica. ....                                                | 59        |
| 6.4.3 | Emisiones GEI Evitadas .....                                                                                                   | 60        |
| 6.4.4 | Costos evitados de Energía No Suministrada .....                                                                               | 64        |
| 6.4.5 | Mejoramiento calidad de producto eléctrico, nivel de tensión local .....                                                       | 66        |
| 6.4.6 | Propuesta de beneficios promocionales para incentivar el sector.....                                                           | 68        |
| 6.4.8 | Conclusiones del Capítulo .....                                                                                                | 75        |
| 7.    | Conclusiones finales .....                                                                                                     | 76        |

|                                                                                                   |    |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 8. Referencias.....                                                                               | 78 |
| 9. ANEXOS .....                                                                                   | 80 |
| ANEXO 1. Factores que inciden en la producción de biogás.....                                     | 80 |
| ANEXO 2. Tecnologías de biodigestores para producción de biogás .....                             | 80 |
| ANEXO 3. Aplicaciones de digerido como fertilizante .....                                         | 80 |
| ANEXO 4. Hoja de Datos de unidad CHP para biogás .....                                            | 80 |
| ANEXO 5. Energía generada mediante biogás en Argentina y en el mundo .....                        | 80 |
| ANEXO 6. Datos de Distribuidoras de la Provincia de Buenos Aires y cuadro tarifario de EDEN ..... | 80 |
| ANEXO 7. Penalizaciones de OCEBA a Distribuidoras de la PBA, periodo 2015-2019 ....               | 80 |

## 1. Lista de Figuras

|                                                                                                                                                            |    |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 1. Tipos de biomasa – Fuente [1] .....                                                                                                              | 12 |
| Figura 2. Etapas de la digestión anaeróbica en un biodigestor, con producción de biogás y biofertilizante. Fuente [2] .....                                | 15 |
| Figura 3. Esquema de losa sanitaria de hormigón para Feedlots .....                                                                                        | 16 |
| Figura 4. Operación de arrastre de sustrato orgánico hacia cámara de pretratamiento – Fuente [8] .....                                                     | 17 |
| Figura 5. Layout de Feedlot con proceso de producción de biogás y Energía Eléctrica – Fuente [8] .....                                                     | 18 |
| Figura 6. Vista de digestor con sistema de agitación y ventilador de aire para membranas – Fuente [8] .....                                                | 20 |
| Figura 7. Unidad CHP para uso en biodigestores para producción de EE mediante de biogás.....                                                               | 22 |
| Figura 8. Balance de Producción de Energía mediante Biogás con unidad CHP – Fuente [13] 23                                                                 |    |
| Figura 9. Resumen de Eficiencias involucradas en proceso de Generación de Energía Eléctrica desde unidad CHP alimentadas mediante biogás - Fuente[6] ..... | 23 |

|                                                                                                                                                                                                                                               |    |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 10. Vista panorámica de Feedlot “La Micaela” ubicado en la localidad de Carlos Tejedor - Provincia de Buenos Aires.....                                                                                                                | 26 |
| Figura 11. Distribución de implementación de Generación Distribuida por tipo de usuario y potencia instalada a Julio 2022 – Fuente [46] .....                                                                                                 | 34 |
| Figura 12. Evolución de precios adjudicados en MATER y de mecanismo de Compra conjunta con proyección a Diciembre 2022 – Fuente CAMMESA [43]. .....                                                                                           | 48 |
| Figura 13. Esquema de vinculación de generación eléctrica desde planta testigo de biogás alimentada con efluentes de un feedlot a una red de distribución – Fuente: elaboración propia en base a información de ET provista por TRANSBA ..... | 57 |
| Figura 14. Participación de combustibles fósiles en la matriz de generación eléctrica Argentina en Junio 2022 – Fuente: CAMMESA [42] .....                                                                                                    | 60 |

## 2. Lista de Tablas

|                                                                                                                                                   |    |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tabla 1. Composición del biogás – Fuente [3] .....                                                                                                | 14 |
| Tabla 2. Matriz de selección de Tecnología – Fuente: Elaboración Propia en base a [3][4][6][7] .....                                              | 19 |
| Tabla 3. Estimación de potencial de producción de biogás a partir de excretas vacunas – Fuente [37] .....                                         | 21 |
| Tabla 4. Estimación de potencial de producción Energía e inyección de Potencia en feedlots – Elaboración propia.....                              | 24 |
| Tabla 5. Usuarios Generadores habilitados y en trámite en el marco de la Ley 27.2424 a Julio 2022 – Fuente [46] .....                             | 34 |
| Tabla 6. Potencia instalada y consumo energético de caso testigo con Planta de Biodigestión y Generación Eléctrica – Elaboración propia .....     | 41 |
| Tabla 7. Costos de inversión de una planta de Biogás con Generación Eléctrica – Fuente [29] 43                                                    |    |
| Tabla 8. Costo evitado en Gas para caso testigo – Elaboración propia .....                                                                        | 44 |
| Tabla 9. Análisis de ahorro y facturación eléctrica para caso testigo – Elaboración propia en base a cuadro tarifario indicado en ANEXO 6.....    | 45 |
| Tabla 10. Cómputo de Beneficios por inyección de energía eléctrica a la Red de Caso testigo (* se adopta precio de energía en horario pico) ..... | 46 |

|           |                                                                                                                                         |    |
|-----------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tabla 11. | Resumen de supuestos para análisis de viabilidad económica de caso testigo en Generación Distribuida – Elaboración Propia.....          | 46 |
| Tabla 12. | Cuadro de Resultados de caso testigo Generación Distribuida – Elaboración Propia.....                                                   | 47 |
| Tabla 13. | Inversión diferencial para generador de 500 kW para vender EE en MEM – Elaboración propia.....                                          | 49 |
| Tabla 14. | Cálculo de crédito fiscal aplicable según Ley 27.191 – Elaboración propia .....                                                         | 49 |
| Tabla 15. | Cómputo de beneficios por venta de energía eléctrica en MATER – Elaboración propia.....                                                 | 50 |
| Tabla 16. | Resumen de supuestos para análisis de viabilidad económica de caso testigo en MATER – Elaboración Propia .....                          | 51 |
| Tabla 17. | Cuadro de Resultados de caso testigo en MATER – Elaboración Propia .....                                                                | 51 |
| Tabla 18. | Extrapolación de TIR desde caso testigo para GD y MATER – Elaboración propia .....                                                      | 52 |
| Tabla 19. | Conversión de unidad de volumen de gasoil a energía eléctrica .....                                                                     | 60 |
| Tabla 20. | Potencial de calentamiento global de gases emitidos a la atmósfera – Fuente [35]                                                        | 61 |
| Tabla 21. | Tabla con factores de emisión de principales fuentes agregando biogás – Elaboración propia en base a [48] .....                         | 62 |
| Tabla 22. | Cálculo de emisiones evitadas de GEI por la implementación de caso testigo                                                              | 63 |
| Tabla 23. | Indicadores de Calidad de Servicio: Fuente OCEBA.....                                                                                   | 65 |
| Tabla 24. | Estimación de costos evitados semestrales de ENS para Distribuidora EDEN por el aporte de un caso testigo de GEB-Feedlot de 100 kW..... | 66 |
| Tabla 25. | Variaciones de tensión admisibles en la Provincia de Buenos Aires reglamentadas por OCEBA – fuente [24].....                            | 66 |
| Tabla 26. | Límites admisibles de variación de tensión para zonas rurales de la Provincia de Buenos Aires – Fuente [24].....                        | 67 |
| Tabla 27. | Beneficios promocionales para producción de EE desde biogás en feedlots de baja y mediana escala .....                                  | 70 |
| Tabla 28. | Cómputo de beneficios por venta de energía eléctrica en GD Precio Incentivo Promocional propuesto – Elaboración propia.....             | 70 |

Tabla 29. Resumen de supuestos para análisis de viabilidad económica de caso testigo en GD con Precio Incentivo Promocional propuesto – Elaboración Propia ..... 71

Tabla 30. Cuadro de Resultados de caso testigo en GD con PIP – Elaboración Propia.. 72

### 3. Abreviaciones y Definiciones

**GEI:** Gases de Efecto Invernadero

**CH<sub>4</sub>:** Metano

**CO<sub>2</sub>:** Dióxido de Carbono

**CO<sub>2</sub>eq:** Dióxido de Carbono Equivalente

**MEM:** Mercado Eléctrico Mayorista

**MEYM:** Ministerio de Energía y Minería

**CAMMESA:** Compañía Administradora de Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima

**SADI:** Sistema Argentino de Interconexión

**TRANSENER:** Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión Transener S.A

**TRANSBA:** Transporte de Energía Eléctrica por distribución troncal en la Provincia de Buenos Aires

**ENRE:** Ente Nacional Regulador de la Electricidad

**OCEBA:** Organismo de Control de Energía Eléctrica de la Provincia de Buenos Aires

**FREBA:** Foro Regional Eléctrico de Buenos Aires

**DISTRO:** Distribución Troncal de Energía Eléctrica

**EDEN:** Empresa Distribuidora de Energía Norte S.A

**EE:** Energía Eléctrica

**UE:** Unión Europea

**FAO:** Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura

**PNUD:** Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo

**PEST:** Precio Estabilizado de Energía Eléctrica

**kWh:** kilo Watt hora (de con contar con otra aclaración se refiere a energía eléctrica)

**MWh:** Mega Watt hora

**kWht:** unidad de energía térmica

**kW:** kilo Watt

**f:** Frecuencia

**P:** Potencia Activa

**Q:** Potencia Reactiva

**S:** Potencia Aparente

**Cos  $\varphi$ :** Factor de Potencia

**BT:** Baja Tensión

**MT:** Media Tensión

**AT:** Alta Tensión

**EAT:** Extra Alta Tensión

**ET:** Estación Transformadora

**EETT:** Estaciones Transformadoras

**CCTT:** Centrales Térmicas

**PBA:** Provincia de Buenos Aires

**FORSU:** Fracción Sólida de Residuos Urbanos

**DQO:** Demanda Química de Oxígeno

**DBQO5:** Demanda Bioquímica de Oxígeno a los 5 días

**MS:** Materia Sólida

**ST:** Sólidos Totales

**SV:** Sólidos Volátiles

**C/N:** Relación Carbono Nitrógeno

**TRH:** Tiempo de Retención Hidráulica

**CHP:** Unidad Cogeneración Eléctrica Térmica, del inglés Cogenerated Heat Power.

**PCI:** Poder Calorífico Inferior

**GNC:** Gas Natural Comprimido

**DA:** Digestión Anaeróbica

**CMD:** Tecnología de Biodigestor de Mezcla Completa, del inglés Complete Mix Digester

**GD:** Generación Distribuida

**OED:** Organismo Encargado del Despacho de Energía Eléctrica

**SCADA:** Supervisión, Control y Adquisición de Datos, del inglés Supervisory Control and Data Acquisition

**GU:** Gran Usuario de Energía Eléctrica

**GUMA:** Gran Usuario Mayor de Energía Eléctrica

**GUDI:** Gran Usuario de Distribuidora

**PPA:** Power Purchase Agreement, acuerdo de compra venta de Energía Renovable.

**ENS:** Energía No Suministrada

**SAIFI:** Índice de frecuencia media de interrupción del sistema (System Average Interruption Frequency Index).

**SAIDI:** Índice de duración media de interrupción del sistema (System Average Interruption Duration Index).

**MDL:** Mecanismo de Desarrollo Sustentable

**CER:** Reducción de Emisiones de CO<sub>2</sub> Certificadas

## 4. Introducción

El crecimiento económico ha demandado, y continuará demandando, grandes cantidades de energía que, hasta el momento, han sido provistas mayormente por fuentes no renovables, como son los combustibles fósiles. Estos, además de encontrarse a nivel mundial en medidas cada vez más limitadas, han generado un impacto ambiental que nos plantea un problema urgente de resolver. Si bien el impacto ambiental se refleja de diferentes maneras en el medio ambiente, como la contaminación del agua, el suelo, y la atmósfera, durante los últimos años se viene abordando con especial interés lo referido al Calentamiento Global, causado mayormente por el Efecto Invernadero [35].

El Calentamiento Global expone a la población mundial a problemas graves y diversos como ser: temperaturas más cálidas, tormentas más intensas, propagación de enfermedades, olas de calor, derretimiento de los glaciares, huracanes, cambio de los ecosistemas, desaparición de especies animales y serios problemas en la producción agrícola entre otros [35]. La utilización de combustibles fósiles, la generación de residuos y la ganadería, entre otras actividades antropogénicas, producen los denominados Gases de Efecto Invernadero que generan el Calentamiento Global.

Existen acuerdos internacionales en los que Argentina y otros países se comprometieron a disminuir las emisiones de GEI, entre ellos el CMNUCC<sup>1</sup> y el Acuerdo de París. En lo que se refiere a producción de Energía Eléctrica, gran parte de los procesos actuales de generación son en base a la quema de combustibles fósiles. En Argentina, la matriz de generación eléctrica se encuentra articulada entre tecnologías en base a combustibles fósiles, hidráulica convencional, nuclear y renovable, aunque los fósiles alcanzaron una participación del 63% acumulada de enero a mayo de 2022 [12].

Entre las energías con libres de emisiones de GEI en su operación, se destacan por su aporte a la Red la Energía Nuclear, la Hidroeléctrica y las renovables de tipo eólica y solar fotovoltaica, aunque estas últimas de carácter intermitentes, y con limitaciones para gestionarlas en el SADI por su variabilidad [19].

En Argentina se han promulgado Leyes específicas para promocionar las Energías Renovables, la Ley 26.190 y su modificación la Ley 27.191, mediante las cuales se otorgan beneficios de promoción y establecen objetivos de lograr una contribución de Generación de Energía Eléctrica en base a fuentes renovables del 20% para el año 2025, con objetivos intermedios. Para ello se han implementado Programas de fomento a la producción de Energías Renovables, como el GENREN y el RENOVAR, aplicado en tres rondas.

---

<sup>1</sup> Convención Marco de las Naciones Unidas sobre El Cambio Climático (CMNUCC) es el marco multilateral de implementación de los esfuerzos internacionales para enfrentar los desafíos del cambio climático.

También se ha promulgado la Ley 27.424 de Régimen de fomento a la generación de energía por fuentes renovables para el autoconsumo e inyección de excedentes a la red, orientada hacia la tecnología fotovoltaica. La Generación Distribuida despierta gran interés, dado que al acercar la generación al punto de consumo se eliminan las pérdidas ocasionadas por los sistemas de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica, los cuales en nuestro país llegan al orden del 15% [25].

Existen también otras energías renovables que pueden colaborar con la meta establecidas en las legislaciones mencionadas, entre ellas la mini hidroeléctrica, la biomasa y el biogás. Si bien la explotación de estas últimas requiere procesos de quemado de combustible en motores de combustión interna, se encuadran dentro de la categoría de renovables dado que las emisiones resultantes de GEI, particularmente de CO<sub>2</sub>, se encuentra dentro del balance energético actual del planeta. Para el caso del biogás, el proceso de producción evita también la liberación de gas metano (CH<sub>4</sub>) conocido como gas de los pantanos, el cual tiene un potencial de calentamiento global 21 veces más que el CO<sub>2</sub> [29].

Los sustratos para la producción de biogás pueden obtenerse como subproducto de diversas actividades productivas: residuos orgánicos urbanos, residuos de producción agrícola, residuos de producción vacuna, bobina, porcina, avícola, frigoríficos y tambos. Argentina tiene una gran capacidad de producción de biogás [41] y la implementación de esta tecnología puede mejorar el tratamiento de los residuos orgánicos de origen agropecuario y urbano, por lo que esta cualidad se agrega al aprovechamiento del potencial energético del recurso renovable.

La producción bobina de alta densidad, reconocida como feedlots, es un sistema en el cual los tiempos de engorde y la eficiencia medida en calidad y peso del ganado aumentan respecto a la producción tradicional a campo libre, dado que los animales se alimentan de granos y se disponen en corrales de espacio reducido mejorando la calidad y volumen de sus dietas [9]. Este proceso demanda la gestión del estiércol<sup>1</sup> de los bovinos de forma constante, el cual se obtiene en grandes cantidades de manera concentrada, húmeda y de frecuencia diaria. Se identifica a los feedlots como una fuente de material orgánico con potencial de producción de biogás, a partir del cual, con el uso de motores a combustión interna, es posible generar Energía Eléctrica para autoconsumo y aportar los excedentes a la Red de Distribución Eléctrica

---

<sup>1</sup> Mezcla de excrementos sólidos y orina del bobino.

La hipótesis que guía este trabajo plantea que la regulación aplicable actual y los mecanismos de comercialización de energía eléctrica existentes no ofrecen condiciones que hagan rentable la inversión en este tipo de tecnología en las escalas propuestas. No obstante, es posible plantear condiciones regulatorias y de comercialización, justificadas en beneficios económicos concretos, que hagan rentable la inversión en plantas de generación de biogás y electricidad a partir del estiércol bovino en feedlots.

Con este fin, se analizan los mecanismos regulatorios existen para la incorporación de sistemas de producción de biogás en las escalas planteadas. Luego se identifican los costos para su implementación y los beneficios que pueden derivarse del aprovechamiento de esta tecnología en las escalas propuestas, con el objetivo de proponer elementos regulatorios que permitan promover la tecnología planteada.

## **5. Metodología y diseño de investigación**

La metodología de este trabajo se basa en la modelización de los costos y beneficios y de las restricciones técnicas y ambientales que configuran un caso testigo de producción de electricidad a partir de biogás en un feedlot tipo de la provincia de Buenos Aires. Este trabajo se realiza mediante la recopilación y análisis de información proveniente de fuentes secundarias como artículos académicos, documentos de organismos públicos nacionales e internacionales, planillas de datos de entidades energéticas, y normas y leyes nacionales y provinciales que aplican sobre el tema propuesto.

El diseño de investigación incluyó, en primer lugar, el análisis del proceso de obtención de biogás, reconociendo los parámetros más importantes que determinan la eficiencia de su producción. Luego, se analizan las características del sustrato a procesar, su disponibilidad, y las condiciones deseadas de producción de biogás, entre ellas que se obtenga de forma constante y resulte flexible a distintos rangos de producción y sustratos a procesar. Se identifican los principales componentes que constituyen el sistema de producción de biogás y generación de energía eléctrica, como también las cuestiones particulares que deben preverse en los feedlots para que el proceso del sustrato resulte óptimo.

Luego se analizan las normas existentes que regulan la implementación de la tecnología propuesta, identificando los principales elementos que establecen los marcos regulatorios y sobre las cuales sería posible desarrollar las escalas de los aprovechamientos de biogás en estudio. Con esto, se plantea desde una etapa inicial del trabajo una clara diferenciación respecto al esquema sobre el cual se podría aportar energía eléctrica en la red desde feedlots de baja o mediana escala, aplicando entonces dentro del marco de la Ley 27.191, y su consecuente participación en el Mercado a Término de las Energías Renovables o bien en el marco de la Ley 27.424 de Generación Distribuida. Se analizan las condiciones para cada uno de los esquemas, identificando posibles dificultades que eventualmente limitarían la aplicación de los aprovechamientos energéticos planteados.

Se continúa con la selección de un caso testigo con el que se realizan análisis de viabilidad económica para evaluar los esquemas de comercialización factibles de aplicar en los marcos de las leyes mencionadas arriba, de manera de identificar si existen condiciones favorables para su desarrollo. Para ello, se identifican los costos relacionados a la implementación de los aprovechamientos en las escalas planteadas, llegando a un costo por unidad de potencia de referencia que será utilizado para analizar la viabilidad de los proyectos de distintas escalas y diferentes condiciones de comercialización. Luego se reconocen los consumos energéticos del establecimiento testigo, y se plantea un balance energético con la implementación del sistema de producción de biogás y energía eléctrica propuesto. Se identifican y dimensionan los costos evitados y se calculan los beneficios posibles de obtener mediante la comercialización de energía eléctrica en los diferentes marcos, MATER y Generación Distribuida. Se analizan los resultados y se realizan extrapolaciones para las escalas de aprovechamiento próximas al caso testigo a los efectos de interpretar el comportamiento del principal indicador de viabilidad económica TIR, como análisis de sensibilidad.

En el último apartado, se identifican los beneficios posibles de obtener por el desarrollo de la tecnología en las escalas propuestas a nivel nacional y local, agrupándolos por los actores pasibles de percibirlos, llegando a reconocer para algunos casos los costos evitados por unidad de energía que luego se utilizarán como base para la propuesta de compensaciones para promocionar el desarrollo de la producción de biogás en feedlots en las escalas planteadas.

Se finaliza con la selección de un marco regulatorio para la promoción de los aprovechamientos energéticos en feedlots de baja y mediana escala, con la propuesta de beneficios de promoción que incentiven su desarrollo. Los beneficios de promoción se plantean en base los costos evitados identificados previamente. Finalmente, se proponen los elementos principales de un Programa de Política Pública que aliente la producción de energía eléctrica a partir de biogás en feedlots. Se completa la propuesta mediante una evaluación de factibilidad económica del Programa propuesto, realizando un nuevo análisis de viabilidad económica del caso testigo adoptado anteriormente, contemplando las nuevas compensaciones que se plantean como beneficios promocionales, y los efectos para los distintos actores; productor, distribuidora local, MEM y Estado.

## 6. Desarrollo

### 6.1 Producción de Biogás

La energía que se puede obtener de la biomasa proviene de la luz solar que, mediante el proceso de fotosíntesis, es utilizada por las plantas verdes mediante reacciones químicas en las células, las que toman  $\text{CO}_2$  del aire y lo transforman en sustancias orgánicas, según una reacción del tipo:  $\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O} \rightarrow (\text{H-COH}) + \text{O}_2$ . [1]. En estos procesos de conversión, la energía solar se transforma en energía química que se acumula en diferentes compuestos orgánicos (polisacáridos, grasas), y luego es incorporada y transformada por el ser humano en bienes de consumo.

Desde el punto de vista energético resulta conveniente dividir la biomasa en dos grandes grupos:

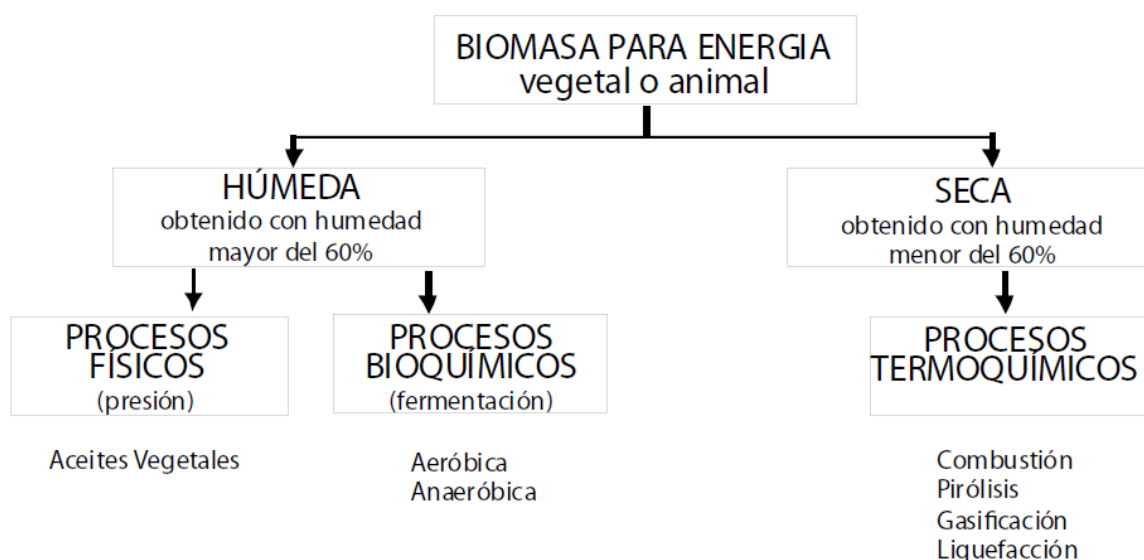


Figura 1. Tipos de biomasa – Fuente [1]

El alcance del presente trabajo se centra en el aprovechamiento de la Biomasa Húmeda, particularmente la obtenida mediante Procesos Bioquímicos de fermentación anaeróbica. Para ello, se utilizan generalmente residuos animales o vegetales de baja relación carbono / nitrógeno, y se realiza en un recipiente cerrado llamado digestor que da origen a la producción de un gas combustible denominado biogás. Adicionalmente, la biomasa degradada que queda como subproducto del proceso de producción del biogás, puede utilizarse como fertilizante para cultivos agrícolas.

El biogás, constituido básicamente por metano ( $\text{CH}_4$ ) y dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), es un combustible que puede ser empleado de la misma forma que el gas natural. También puede comprimirse para su uso en vehículos de transporte, debiéndose eliminar primero su contenido de  $\text{CO}_2$  y otros gases que contiene en menor proporción.

## Ventajas de la digestión anaeróbica

Cuando los residuos orgánicos se someten a una fermentación aeróbica, se generan productos como  $\text{CO}_2$  y  $\text{H}_2\text{O}$ . Gran parte de la energía se pierde y se libera a la atmosfera. En cambio, en los procesos anaeróbicos las pérdidas de energía son aproximadamente veinte veces menores que en los aeróbicos. A su vez los residuos orgánicos se transforman en productos con valor agregado, como lo es el biogás, que es una fuente de Energía Renovable. La producción y utilización de biogás de procesos anaeróbicos proporciona beneficios ambientales y socioeconómicos, tanto como para los agricultores involucrados, y para la sociedad en su conjunto. La utilización de la cadena de valor interna de la producción de biogás mejora las economías locales, resguarda puestos de trabajo en zonas rurales y aumenta el poder adquisitivo regional [2].

Como beneficios para la sociedad se identifican: fuente de energía renovable y de utilización flexible, reducción de GEI evitando la producción de gases de calentamiento global, reduciendo emisiones de  $\text{CO}_2$  para alcanzar los compromisos asumidos a nivel internacional. También contribuye a la reducción de dependencia de combustibles fósiles y consecuentemente la reducción de importaciones. Reduce el volumen de residuos orgánicos y el agua para su tratamiento en lagunas de estabilización y es una fuente de empleo. Para los productores vacunos que implementan procesos de digestión anaeróbica, se agregan los beneficios de obtención de fertilizante de alta calidad, generando un circuito cerrado de nutrientes. El proceso de obtención de biogás es apto para diversos compuestos orgánicos, reduce olores de residuos, aporta al bienestar animal y aumenta el peso de ganado, con su consecuente aumento de producción.

## Composición del biogás

El biogás es una mezcla constituida por metano  $\text{CH}_4$  en una proporción que oscila entre un 65% a un 70% y  $\text{CO}_2$ , conteniendo también pequeñas proporciones de otros gases como hidrógeno, nitrógeno y sulfuro de hidrógeno. Sus características se resumen en la Tabla 1 [3]

| Composición del Biogás                       |                 |
|----------------------------------------------|-----------------|
| Sustancia                                    | Proporción      |
| Metano ( $\text{CH}_4$ )                     | 65-70% (v/v)    |
| Dióxido de Carbono ( $\text{CO}_2$ )         | 20 - 30% (v/v)  |
| Hidrógeno ( $\text{H}_2$ )                   | 4-8% (v/v)      |
| Nitrógeno ( $\text{N}_2$ )                   | 1-2%(v/v)       |
| Agua ( $\text{H}_2\text{O}$ )                | $\leq 0,3\%$    |
| Acido Sulfídrico ( $\text{H}_2\text{SO}_4$ ) | $\leq 0,90$ ppm |

Tabla 1. Composición del biogás – Fuente [3]

**Poder calorífico Inferior:** El poder calorífico del biogás aumenta con la proporción de metano. Para facilitar una comparativa, a continuación, se contrasta el poder calorífico del biogás con los respectivos de gas natural y el propano:

- Biogás ( $\text{CH}_4$  (65%) –  $\text{CO}_2$  (35%)): 6,5 a 7,0 kWh/ m<sup>3</sup> (térmicos) [10]
- Gas natural: 10 kWh/ m<sup>3</sup>
- Propano: 26 kWh/ m<sup>3</sup>

### **Etapas del proceso anaeróbico**

El proceso anaeróbico es complejo y está integrado por múltiples reacciones, muchas de las cuales ocurren en forma simultánea, involucrando diferentes tipos de microorganismos. El proceso bioquímico consta de cuatro etapas [4]:

**1) Hidrólisis:** la biomasa está formada por polímeros orgánicos, macromoléculas orgánicas (lípidos, proteínas, carbohidratos). Por medio de enzimas segregadas por los microorganismos (amilasas, proteasas, lipasas) son hidrolizadas para dar moléculas de menor peso molecular (ácidos grasos de cadena larga, glicerol, péptidos, aminoácidos, oligosacáridos). La velocidad de la hidrólisis depende de tamaño de las partículas y del porcentaje de materiales lignocelulósicos.

**2) Acidogénesis (fermentación):** las bacterias generadoras de ácido (fermentativas) convierten los productos de la etapa anterior en ácidos carboxílicos de cadena corta, de bajo peso molecular (ácidos acéticos, propanoico, butanoico). Además, se forman subproductos como alcoholes, amoníaco, dióxido de carbono, ácido sulfhídrico, hidrogeno.

**3) Acetogénesis:** por medio de las bacterias acetogenicas, los ácidos carboxílicos de bajo peso molecular y otros productos formados en la etapa anterior se transforman en ácido acético,  $\text{CO}_2$  y  $\text{H}_2$ .

**4) Metanogénesis:** las bacterias productoras de metano (metanogénicas) transforman el ácido acético y otros productos de las etapas anteriores en  $\text{CH}_4$  y  $\text{CO}_2$ .

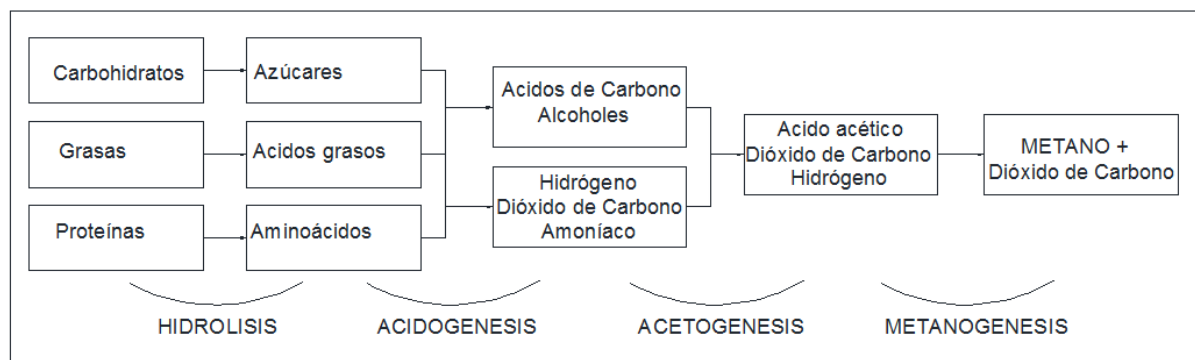


Figura 2. Etapas de la digestión anaeróbica en un biodigestor, con producción de biogás y biofertilizante. Fuente [2]

## Factores determinantes para la producción de biogás

Los microorganismos presentes en el proceso de producción de biogás, especialmente los metanogénicos, son altamente susceptibles a los cambios de las condiciones ambientales. El desempeño de un sistema anaeróbico se evalúa en función de la tasa de producción de metano, dado que la metanogénesis se considera un paso limitante del proceso. Debido a esto, la biotecnología anaeróbica requiere de un cuidadoso monitoreo de las condiciones como son: temperatura, PH, tipo de materias primas, tiempo de retención hidráulica y homogeneidad del digestor [4][5], las cuales se describen en ANEXO 1.

### 6.1.1 Producción de biogás desde feedlots

Los feedlots son sistemas de producción de ganado mediante la alimentación intensiva en corrales reducidos (alta densidad), donde se generan condiciones para que los animales ingieran una dieta controlada, en base mayormente a granos, y sus desplazamientos sean limitados, a los efectos de disminuir el gasto energético de los animales y aumentar la eficiencia de engorde.

La producción de biogás en feedlots se logra mediante a la digestión anaeróbica del estiércol vacuno, el cual puede colectarse con altos niveles de eficiencia desde los corrales de engorde en función de las facilidades que se dispongan en la instalación para este objetivo.

La eficiencia de una planta de digestión anaeróbica destinada a la producción de biogás desde un feedlot está sujeta a la adaptación de las instalaciones del establecimiento y de sus prácticas de recolección y tratamiento del estiércol húmedo. El sistema de gestión de estiércol debe orientarse a maximizar la recolección y la retención de nutrientes y disminuir los elementos con potencial contaminante del sustrato<sup>1</sup>. También se debe minimizar la

<sup>1</sup> Jabones, detergentes, productos químicos [4]

incorporación de líquido adicional, como el efluente que se genera con las lluvias, a los efectos de no alterar la proporción necesaria de Materia Sólida del estiércol para ingresar al digestor [10]. A continuación, se describen las adaptaciones mínimas necesarias en un feedlot y cuestiones de mantenimiento y operación para optimizar la colección de estiércol:

- *Plata de hormigón en los corrales:* Con pendiente hacia una calle central también de hormigón. Este piso permite que el estiércol sea recolectado libre de tierra, piedras u otros elementos inorgánicos que pueden afectar el correcto funcionamiento del digestor. Además, permite una limpieza intensiva de los corrales, incluso con agregado de agua, disminuyendo el riesgo de infiltraciones en la tierra por fisuras en el piso consolidado. Esta solución constructiva se reconoce también como loza sanitaria, la cual permite lograr una eficiencia de recolección de hasta 95% de estiércol.



Figura 3. Esquema de losa sanitaria de hormigón para Feedlots

La utilización de plateas de hormigón en los corrales evita el anegamiento y la formación de barro en épocas lluviosas. La presencia de barro, especialmente en la zona de los comederos, disminuye el consumo de alimento y la eficiencia de engorde. Aunque estas condiciones no se presentan cotidianamente con corrales de tierra, evitarlas sistemáticamente permite acortar el ciclo de engorde entre un 8 % y un 12 %, según las observaciones realizadas en el establecimiento La Micaela, en Carlos Tejedor, Provincia de Buenos Aires, donde se aplicaron este tipo de soluciones [8][9]. Existen actualmente proveedores locales que ofrecen losetas prefabricadas de pisos de hormigón para uso exclusivo en feedlots.

Otro beneficio de utilizar piso de hormigón en los corrales de feedlots es la posibilidad de incrementar la densidad de animales por metro cuadrado. Los feedlots en Argentina se caracterizan por tener corrales con piso de tierra compactada con un área de entre 10 y 15 m<sup>2</sup> por animal, aunque algunos documentos sugieren que esta superficie debería ser de entre

20 y 30 m<sup>2</sup>. Diversos casos muestran que la instalación de pisos de hormigón permite reducir el área hasta un mínimo de **5 m<sup>2</sup>** por cabeza [8].

- *Limpieza frecuente de los corrales:* La recolección de los residuos debe realizarse diariamente para evitar que el estiércol depositado en el corral comience a descomponerse fuera del biodigestor.
- *Sistema de limpieza:* Para minimizar el uso de agua, los corrales deben limpiarse utilizando cargadores con pala frontal o autocargadores con cepillos raspadores frontales que arrastren el estiércol húmedo hacia la calle central. Como parte de este proceso pueden utilizarse aspersores que limpien los restos de materia orgánica de la platea de hormigón.
- *Arrastre de los residuos hacia la cámara de pretratamiento:* El efluente de los corrales acumulado en la calle central (estiércol y excremento líquido) puede ser arrastrado con una pala cargadora hacia la cámara de recepción, agitación y carga del digestor, también de hormigón.



Figura 4. Operación de arrastre de sustrato orgánico hacia cámara de pretratamiento – Fuente [8]

En la Figura 5 se muestra la distribución espacial o Layout de un feedlot en el cual se ha implementado el proceso de biodigestión anaeróbica para tratamiento de estiércol y producción de biogás con generación de EE e inyección a la Red de Distribución. Las indicaciones se corresponden con:

- 1 – Corrales de bovinos
- 2 – Cámara de recolección de estiércol
- 3 – Biodigestor
- 4 – Sala de máquinas (purificación de gas y generador eléctrico)
- 5 – Laguna de efluente biodegradado o digerido (biofertilizante)

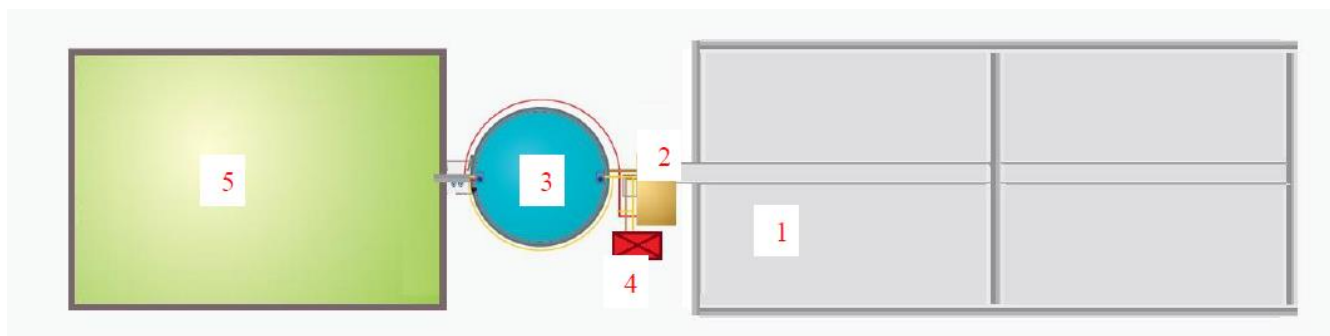


Figura 5. Layout de Feedlot con proceso de producción de biogás y Energía Eléctrica – Fuente [8]

La configuración del Layout de la Figura 5 responde a un establecimiento que realiza la recolección de residuos de 500 animales. Cuenta con 4 corrales de hormigón, dispuestos en espejo, con una dimensión de 12,5 m. de ancho por 30 m. de largo cada uno, permitiendo albergar cada corral a 125 animales de 250 kg promedio, total 500 animales en engorde bajo el sistema, con esto la densidad es de 3 m<sup>2</sup> por cabeza de ganado.[8] Posee un solo biodigestor de 460 m<sup>3</sup> logrado en una base circular de 15 m de diámetro.

El digerido resultante se dispone en una laguna aislada del suelo mediante una membrana para evitar la pérdida de agua por filtración de manera que sea posible tomarla con la estiercolera para distribución en los campos como fertilizante Biol.

### Identificación de tecnología de biodigestor para producción de biogás desde feedlots

Con el objetivo de identificar las tecnologías para producción de biogás que mejor se adapten a la aplicación en feedlots se confeccionó una matriz de selección. La misma permite comparar las aptitudes y requerimientos de cada tecnología, contrastando las características técnicas, quedando para un siguiente análisis las cuestiones económicas. La descripción de funcionamiento y características principales de cada tipo de digestor indicado en la tabla 2 se encuentra en ANEXO 2

| MATRIZ SELECCIÓN DE TECNOLOGÍA PARA PRODUCCIÓN DE BIOGAS - BAJA y MEDIANA ESCALA |                                                                  |                 |                   |                           |            |                         |       |                      |              |                    |                |          |                |                       |
|----------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------|-----------------|-------------------|---------------------------|------------|-------------------------|-------|----------------------|--------------|--------------------|----------------|----------|----------------|-----------------------|
|                                                                                  | Tipo de Biodigestor                                              | %MS del Residuo | Producción Biogás | Alimentación del Digestor | TRH (días) | Apto Mezcla de residuos | Temp. | Eficiencia Digestión | % CH4        | Agitación mecánica | Requiere Calor | Apto CHP | Pot. Eléctrica | Almacenamiento de Gas |
| 1                                                                                | Biodigestores en batch                                           | 2,5-8%          | Intermitente      | 15 a 30 días              | 15 a 30    | Si                      | P     | 87%                  | 68,5 - 76    | No                 | No             | No       | N/A            | Domo Rígido           |
| 2                                                                                | Biodigestores tubulares, o taiwaneses, o flexibles               | 11-13%          | Semicontinua      | Diaria                    | >15        | Si                      | P ó M | 68-72%               | 68%          | No                 | No             | Si       | N/A            | Domo Flexible         |
| 3                                                                                | Biodigestores chinos o rígidos                                   |                 | Semicontinua      | Diaria                    |            | Si                      | P     |                      |              | No                 | No             | No       | N/A            | Domo Rígido           |
| 4                                                                                | Biodigestores de laguna cubierta de media-baja tecnología        | 0.5 - 3%        | Continua          | Diaria                    | 40 - 60    | No óptima               | P     | <30%                 | 40-80 (f(t)) | No                 | No             | Si       | 2 MW a 10 MW   | Domo Flexible         |
| 5                                                                                | Biodigestores de mezcla completa de media tecnología             | 3 - 10%         | Semicontinua      | Diaria                    | 15 a 30    | Si                      | P ó M | 42%                  | 50%          | Si                 | No             | Si       | 20 kW a 100 kW | Domo Flexible         |
| 6                                                                                | Biodigestores de mezcla completa de alta tecnología              | 3 - 10%         | Continua          | Diaria                    | 15 a 20    | Si                      | M ó T | 50%                  | 58           | Si                 | Si             | Si       | 50 kW a 2.5 MW | Domo flexible         |
| 7                                                                                | Biodigestores para efluentes líquidos con altas cargas orgánicas | > 3%            | Continua          | Diaria                    | 1 a 3      | No óptima               | M ó T | 73 - 86%             | 78%          | No                 | Si             | Si       | 500 kW a 10 MW | Domo flexible         |
| 8                                                                                | Biodigestores secos sin manejo del sustrato                      | >18%            | Batch             | 2 a 3 días                | 20 a 40    | Si                      | M ó T | 71.60%               | 59%          | No                 | Si             | Si       | 800 kW a 10 MW | Domo Flexible         |

Tabla 2. Matriz de selección de Tecnología – Fuente: Elaboración Propia en base a [3][4][6][7]

Para la producción de biogás desde estiércol en feedlots, se identifican las tecnologías de biodigestores de mezcla completa, las cuales permiten una producción continua o semicontinua de biogás. También, estas tecnologías tienen la capacidad de almacenar biogás en su domo flexible, con lo que permitirá administrar su utilización durante el día, y con ello la inyección de energía eléctrica a la red de distribución. Se observa que la proporción de materia sólida del estiércol de feedlots (15 al 50%)<sup>4</sup> se encuentra próxima al rango que requieren este tipo de biodigestores, permitiendo llegar a la proporción adecuada mediante el agregado de agua. Los digestores de mezcla completa se destacan por su flexibilidad y su alto grado de utilización en el parque de generación, en un amplio rango de potencias. Son sistemas que permiten implementar controles para mejorar la eficiencia y calidad de producción de biogás, como lo es el aprovechamiento del calor de las unidades de Cogeneración Eléctrica Térmica<sup>5</sup>, o bien del acrónimo en inglés CHP.



Figura 6. Vista de digestor con sistema de agitación y ventilador de aire para membranas –  
Fuente [8]

En Argentina la mayor parte de las existencias bovinas en feedlots están constituidas por vacas y vaquillonas que llegan a pesar entre 320 a 400 kg finales. Para la estimación de la capacidad de producción de biogás de estos sistemas, se considera un peso final promedio de 320 kg por animal y una disponibilidad de 22,4 kg de estiércol húmedo diario por animal [37]. Para el cálculo, se aplica una tasa de recolección de estiércol del 95% suponiendo la implementación de pisos de hormigón armado. Con los datos mencionados arriba, se dimensiona la producción diaria de biogás en base a distintas capacidades de feedlots, las cuales se detallan en la Tabla 3

<sup>4</sup> Las proporciones de materia sólida de los diferentes sustratos se presentan en ANEXO 1

<sup>5</sup> Sistema que permite aprovechar el calor de la refrigeración del motor del generador eléctrico para calefaccionar el biodigestor, aumentando con ello la eficiencia de producción de biogás.

| Capacidad<br>(Nro. de cabezas) | ExH<br>(kg /día) | ExH recolec.<br>(kg/día) | ExS recolec.<br>(kg/día) | SV<br>(kg/día) | SV<br>(Tn/día) | Biogás<br>(m³/día) |
|--------------------------------|------------------|--------------------------|--------------------------|----------------|----------------|--------------------|
| 100                            | 2240,0           | 2128,0                   | 170,2                    | 136,2          | 0,1            | 47,7               |
| 500                            | 11200,0          | 10640,0                  | 851,2                    | 681,0          | 0,7            | 238,3              |
| 1.000                          | 22400,0          | 21280,0                  | 1702,4                   | 1361,9         | 1,4            | 476,7              |
| 1.500                          | 33600,0          | 31920,0                  | 2553,6                   | 2042,9         | 2,0            | 715,0              |
| 2.000                          | 44800,0          | 42560,0                  | 3404,8                   | 2723,8         | 2,7            | 953,3              |
| 2.500                          | 56000,0          | 53200,0                  | 4256,0                   | 3404,8         | 3,4            | 1191,7             |
| 5.000                          | 112000,0         | 106400,0                 | 8512,0                   | 6809,6         | 6,8            | 2383,4             |
| 10.000                         | 224000,0         | 212800,0                 | 17024,0                  | 13619,2        | 13,6           | 4766,7             |
| 15.000                         | 336000,0         | 319200,0                 | 25536,0                  | 20428,8        | 20,4           | 7150,1             |

Tabla 3. Estimación de potencial de producción de biogás a partir de excretas vacunas – Fuente [37]

### 6.1.2 Producción de energía eléctrica desde biogás en feedlots

El proceso para obtención de energía eléctrica desde biogás se realiza a través de motores de combustión interna, los cuales poseen un generador eléctrico sincrónico acoplado. Si bien, tanto los motores a nafta como diésel pueden ser adaptados para operar con biogás, lo óptimo es utilizar motores fabricados específicamente para biogás. Actualmente existen fabricantes reconocidos que ofrecen soluciones estándar para biogás, como los incorporados en el ANEXO 4. Estos motores se los denomina Biogás-Otto, ya que su operación se basa en los principios del ciclo Otto.

Para generadores menores de 150 kW se utilizan comúnmente motores diésel o de nafta adaptados para operar con biogás, con una eficiencia de hasta un 35%. Cuando la potencia supera los 150 kW, se utilizan motores diseñados y fabricados para trabajar específicamente con biogás, con mezcladores de gas configurados que permiten obtener una alta densidad de potencia a velocidad constante.[6] La eficiencia de equipos preparados para uso de biogás se incrementa al 42%.

En los procesos de digestión anaeróbica existe un rango de temperatura para el cual aumenta se la eficiencia de producción de biogás, tanto por el aumento volumen de producción como por la disminución del tiempo de retención del sustrato en el biodigestor. Para lograr aumentar y mantener la temperatura en los biodigestores existen las denominadas unidades Cogeneración Eléctrica Térmica (CHP). En la Figura 7 se muestra una imagen de en la cual pueden identificarse los puntos de conexión del circuito de agua que refrigerará al motor y del cual se aprovechará la energía térmica para otros usos, entre ellos el control de

temperatura del biodigestor. En ANEXO 4 se presenta una ficha técnica de una unidad CHP de un proveedor de referencia. La implementación de unidades CHP permite utilizar de manera más eficiente la energía del biogás, aprovechando hasta el 80% del PCI<sup>6</sup>. Con esto, además de la producción de energía eléctrica, permite la utilización de la energía térmica del circuito de refrigeración del motor para mantener el rango eficiente de temperatura al biodigestor, quedando también energía térmica disponible para utilizar en otros procesos que la requieran, como pueden ser circuitos de calefacción, instalaciones o bien, procesos que requieran calor en polos industriales.

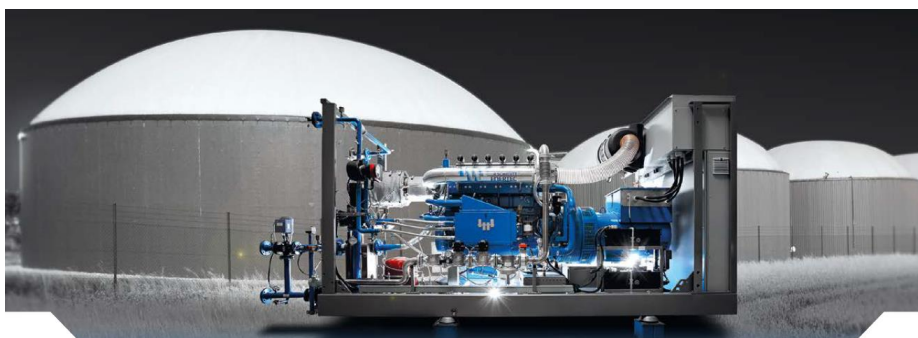


Figura 7. Unidad CHP para uso en biodigestores para producción de EE mediante de biogás

En la Figura 8 se muestra la combinación de aprovechamientos energéticos, con la indicación de un balance de energía orientativo que se logra en el proceso.

---

<sup>6</sup> Poder Poder Calorífico Inferior, es la cantidad de calor aprovechable de un combustible, del cual se elimina la entalpía de evaporación del agua que contiene.

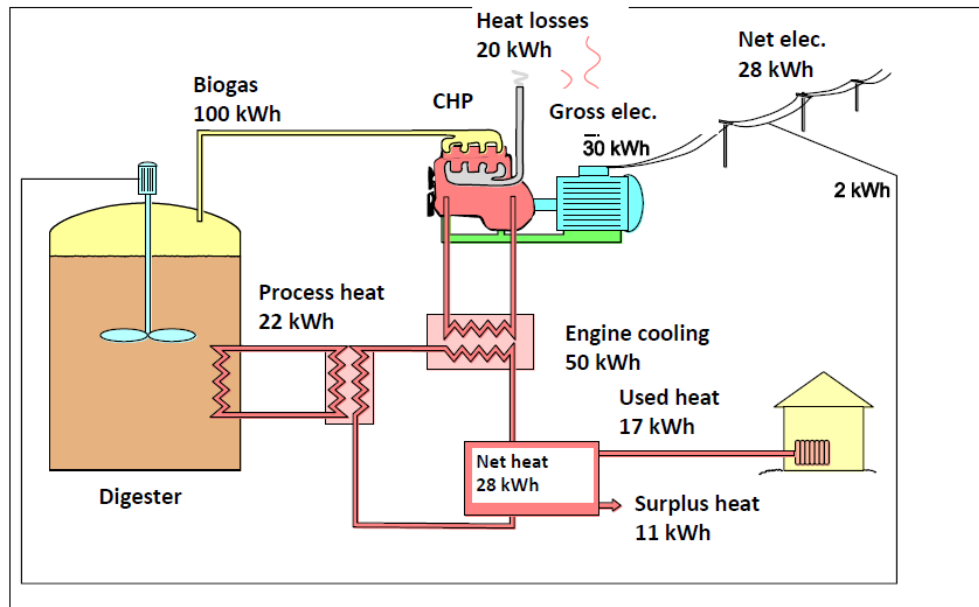


Figura 8. Balance de Producción de Energía mediante Biogás con unidad CHP – Fuente [13]

Actualmente las unidades CHP dedicadas a biogás logran hasta un 42% de eficiencia en generación eléctrica. Con esto, se puede representar el flujo de energía en el proceso de generación eléctrica y cogeneración térmica con las siguientes proporciones [6]

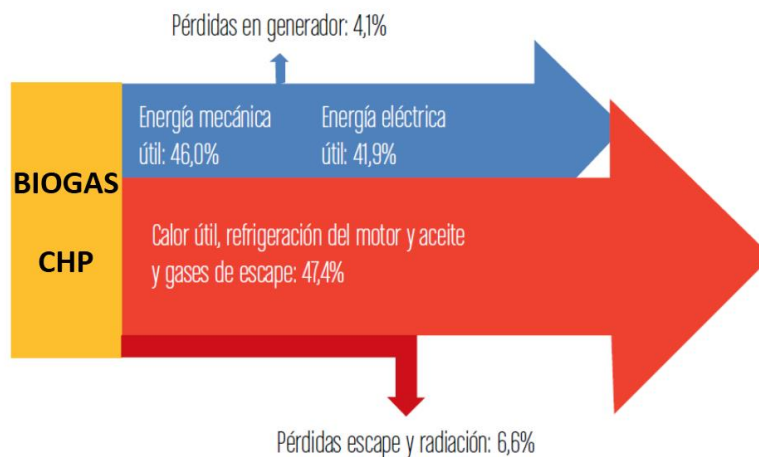


Figura 9. Resumen de Eficiencias involucradas en proceso de Generación de Energía Eléctrica desde unidad CHP alimentadas mediante biogás - Fuente[6]

Como se menciona anteriormente, la producción de biogás, además de clasificarse como recurso renovable, tiene la capacidad de almacenar la energía de forma diaria para gestionar su utilización. Esta capacidad de almacenaje de la planta tiene directa relación con la capacidad del domo del biodigestor y a la vez, gracias a la tecnología seleccionada de mezclado completo se trata de un proceso de producción continua. Con esto, desde el aspecto de Gestión de la Energía, se podría optar por unidades de generación de distintas potencias eléctricas para una misma producción diaria de biogás en función del servicio que se prestará a la Red de Distribución Eléctrica. De esta manera, a modo de ejemplo, un feedlot de 2500 cabezas, con una capacidad diaria de producción de biogás de 1191.7 m<sup>3</sup>/día, podría operar las 24 hs del día a potencia constante de 104 kW, o bien administrar el despacho de su energía y lograr la inyección de 500 kW durante 5 hs al día, las cuales podrían coordinarse en el Horario Pico.

También se agrega la información referida a la energía eléctrica anual factible de generar en cada caso, contemplando una disponibilidad del 80% de planta, atendiendo a paradas para mantenimiento de biodigestor, del generador y posibles interrupciones en la carga de sustrato al momento de rotación de ganado.

Para las estimaciones de energía eléctrica se utiliza un factor de conversión de:

**1m<sup>3</sup> de biogás = 2,10 kWh de Energía Eléctrica** [6]

El mismo tiene relación con el PCI del biogás, el cual, al disponer de un aproximadamente 65% de CH<sub>4</sub>, y teniendo en cuenta una eficiencia del equipo de generación en base a motor de combustión interna del orden del 40%.

| Capacidad (cabezas) | Biogás (m <sup>3</sup> /día) | EE diaria (kWh) | EE anual (kWh) | kW op PRV (24 hs/día) | kW PR (18 hs/día) | kW P (5 hs/día) |
|---------------------|------------------------------|-----------------|----------------|-----------------------|-------------------|-----------------|
| 100                 | 47.7                         | 100.17          | 30652.02       | 4.2                   | 5.6               | 20.034          |
| 500                 | 238.3                        | 500.43          | 153131.58      | 20.9                  | 27.8              | 100.086         |
| 1000                | 476.7                        | 1001.07         | 306327.42      | 41.7                  | 55.6              | 200.214         |
| 1500                | 715                          | 1501.5          | 459459         | 62.6                  | 83.4              | 300.3           |
| 2000                | 953.3                        | 2001.93         | 612590.58      | 83.4                  | 111.2             | 400.386         |
| 2500                | 1191.7                       | 2502.57         | 765786.42      | 104.3                 | 139.0             | 500.514         |
| 5000                | 2383.4                       | 5005.14         | 1531572.84     | 208.5                 | 278.1             | 1001.028        |
| 7500                | 3575.1                       | 7507.71         | 2297359.26     | 312.8                 | 417.1             | 1501.542        |
| 10000               | 4766.7                       | 10010.07        | 3063081.42     | 417.1                 | 556.1             | 2002.014        |
| 12500               | 5958.375                     | 12512.5875      | 3828851.775    | 521.4                 | 695.1             | 2502.5175       |
| 15000               | 7150.1                       | 15015.21        | 4594654.26     | 625.6                 | 834.2             | 3003.042        |

Tabla 4. Estimación de potencial de producción Energía e inyección de Potencia en feedlots – Elaboración propia

A partir de las capacidades, potencias y energías detalladas en la Tabla 4, se establecen los límites de las escalas adoptadas para la producción de energía eléctrica, resultando entonces:

- **Baja escala:** feedlot de hasta 2500 cabezas, con posibilidad de aporte Potencia firme las 24 hs de hasta 100 kW.
- **Media escala** Establecimiento de más de 2500 cabezas, con la posibilidad de aporte de Potencia firme las 24 hs desde 100-500 kW.
- **Gran escala:** Establecimiento de más de 12500 cabezas.

Las escalas establecidas responden tanto a las características de las tecnologías identificadas para los procesos de producción de biogás planteadas en la Tabla 4 como también a las condiciones regulatorias que se presentan en el apartado siguiente. En relación a esto último, las grandes escalas se corresponden con centrales de generación a partir de biogás, con potencias desde 500kW a 2.5MW. Este tipo de centrales operan directamente en el MEM y fueron instaladas en Argentina mediante el programa Renovar, contando al momento del presente estudio con 8 plantas operativas que aportan unos 17.22 MW al SADI.[43]

### 6.1.3 Conclusiones del Capítulo

El biogás puede obtenerse mediante procesos de Digestión Anaeróbica que se realizan en biodigestores. La producción de biogás en feedlots de baja y mediana escala puede lograrse de forma constante y con alto grado de eficiencia mediante la implementación de biodigestores de mezcla completa de alta tecnología, los cuales permiten generar energía eléctrica de forma constante para inyectar a la red eléctrica.

Las unidades generadoras a través de biogás tienen un factor de disponibilidad alto, en el orden del 80%, similar a las Centrales Térmicas, lo cual permitiría autoabastecer un establecimiento bovino e inyectar los excedentes a la red de distribución. Además, ofrece de manera inherente un sistema de almacenamiento energético que posibilita administrar el despacho de energía eléctrica a la Red de Distribución en función de la demanda.

La producción de biogás permite otros aprovechamientos energéticos que pueden contribuir a la rentabilidad del proyecto y brindar autonomía energética al usuario, como el almacenamiento de gas para su uso en épocas invernales o el uso del calor remanente del circuito de refrigeración de la unidad CHP para procesos productivos que lo requieran y puedan acoplarse.



Figura 10. Vista panorámica de Feedlot “La Micaela” ubicado en la localidad de Carlos Tejedor - Provincia de Buenos Aires.

## **6.2 Marco Regulatorio**

En el siguiente apartado se presentan y analizan cuestiones regulatorias relacionadas con la actividad de producción de biogás para inyección de Energía Eléctrica a la Red de Distribución desde feedlots. Se abordan los marcos regulatorios existentes en materia energética y ambiental vinculados con la generación de energía eléctrica de fuentes renovables. Se busca identificar los mecanismos existentes que condicionan la incorporación de sistemas de generación de energía eléctrica a partir de biogás en un feedlot.

La producción de biogás es de jurisdicción provincial. La generación eléctrica interconectada y los sistemas de transmisión en AT de comercio interprovincial corresponden a la Nación. La distribución de electricidad queda reservada a la jurisdicción de cada una de las Provincias, salvo en el Área Metropolitana de Buenos Aires en que la distribución es competencia de la Secretaría de Energía de la Nación. Como se trata de proyectos de generación de biogás para la producción de Energía Eléctrica se encuentran dentro de la competencia del ENRE.

El marco regulatorio general del sector eléctrico está definido por la Ley nacional 24.065. La ley nacional 26.190 y su modificación 27.191 definen el biogás como una fuente de energía renovable. No obstante, no existe una normativa nacional específica destinada a impulsar la participación del biogás en la matriz energética. Otra normativa relevante para la escala de potencia bajo análisis es la Ley Nacional de Generación Distribuida 27.424, a la que las provincias deben adherir para su implementación.

Los sistemas de producción de biogás, dada su capacidad de acumulación de energía, permiten que un feedlot, con una capacidad de vacunos, inyecte energía eléctrica de forma continua a una potencia constante las 24 horas del día, o bien inyecte la misma cantidad de energía eléctrica, pero a mayor potencia de forma administrada, en un período de tiempo menor. La posibilidad de administrar el despacho de energía eléctrica desde un mismo establecimiento posibilita que este sistema de energía renovable sea adecuado tanto para el Mercado a Término de Energías Renovables, creado por la ley 27.191, como para el mercado de la Generación Distribuida, que establece la Ley 27.424.

### **6.2.1 Régimen de fomento nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinadas a la producción de energía eléctrica**

El Régimen de fomento nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinadas a la producción de energía eléctrica fue creado por la Ley 26.190 de 2006, que actualizó y amplió a todas las fuentes renovables los estímulos establecidos por la anterior

Ley 25.019 de 1998, circunscripta a la energía de fuentes eólica y solar. La Ley 26.190 define como fuentes de energía renovable a aquellas que no emplean combustibles fósiles, incluyendo la energía eólica, solar, geotérmica, mareomotriz, hidráulica de hasta 30 MW de potencia, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración y biogás. Esta Ley declaró de interés nacional la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables con destino a la prestación de un servicio público, como así también la investigación para el desarrollo tecnológico y la fabricación de equipos con esa finalidad. Estableció como objetivo aumentar la contribución de las fuentes renovables a la matriz eléctrica hasta alcanzar el 8% del consumo de energía eléctrica nacional en un plazo de 10 años a partir de la puesta en vigencia del régimen. Estableció un conjunto de beneficios impositivos para las nuevas inversiones relacionadas con la producción de energía eléctrica de fuentes renovables y una remuneración adicional a pagar por 15 años por cada kWh inyectado al MEM o al servicio público. También planteó otros beneficios económicos como la devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado (IVA) correspondiente a los bienes nuevos amortizables o, alternativamente, la amortización acelerada del Impuesto a las Ganancias; y a la exclusión de la base imponible del Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta. El Estado también se comprometía a otorgar facilidades fiscales por parte de las jurisdicciones provinciales y municipales. Se creó el Fondo Fiduciario de Energías Renovables, instrumento destinado a recaudar recursos para subsidiar la compra de energía eléctrica producida por fuentes renovables amparadas por este régimen.

A fines de 2017, mediante la **Ley 27.191**, se redefinió este Régimen de fomento, estableciendo como objetivo una contribución de las fuentes de energía renovables del 8% del consumo de energía eléctrica nacional al 31 de diciembre de 2017 y un 20% al 31 de diciembre de 2025. La definición de “fuentes renovables de energía” fue reformulada para incluir el concepto de sustentabilidad: *“Son las fuentes renovables de energía no fósiles idóneas para ser aprovechadas de forma sustentable en el corto, mediano y largo plazo: energía eólica, solar térmica, solar fotovoltaica, geotérmica, mareomotriz, undimotriz, de las corrientes marinas, hidráulica, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración, biogás y biocombustibles, con excepción de los usos previstos en la ley 26.093”*. Se amplió el límite de potencia para los proyectos de centrales hidroeléctricas hasta 50 MW.

Además, esta ley amplió los beneficios impositivos y estableció que los beneficiarios que acrediten entre un 30% y un 60% de inversión en componentes de integración nacional en las instalaciones electromecánicas (excluida la obra civil) tendrían derecho a percibir un certificado fiscal para ser aplicado al pago de impuestos nacionales, por un valor equivalente al 20% del componente nacional acreditado.

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

Además, para estimular las inversiones y la producción de energías renovables, la nueva ley estableció la obligatoriedad de consumo de energía de fuentes renovables para los denominados Grandes Usuarios<sup>7</sup>. Estos Grandes Usuarios deben abastecerse con un mínimo de 8% de energía renovable en 2017, un 12% en 2019, un 16% en 2021, un 18% en 2023 y 20% en 2025. De no cumplirlo, quedarían sujetos a una penalidad equivalente al Costo Variable de Producción de la energía eléctrica correspondiente a la generación cuya fuente de combustible sea gasoil de origen importado, calculado como el promedio ponderado de los 12 meses del año calendario anterior a la fecha de incumplimiento. Con esta medida se apunta a que los grandes consumos contraten volúmenes de energía renovable directamente en el mercado, ya sea de generadores independientes, a través de comercializadores o por medio de la ejecución de proyectos propios.

Los Usuarios alcanzados pueden cumplir con su obligación a través de:

- a) La contratación individual de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables;
- b) La autogeneración o cogeneración de fuentes renovables;
- c) La participación en el mecanismo de compras conjuntas desarrollado por CAMMESA.

En cuanto al cumplimiento por contratación individual, la reglamentación establece que los contratos de abastecimiento de energía eléctrica celebrados por los Grandes Usuarios directamente con un generador una distribuidora o un comercializador serán libremente negociados entre las partes, tomando en cuenta las características de los proyectos de inversión.

Quienes optan por este mecanismo de cumplimiento del objetivo de contribución, así como quienes decidan cumplir dicho objetivo mediante la autogeneración o cogeneración de fuentes renovables deben manifestar su voluntad ante la Secretaría de Energía a fin de quedar excluidos del mecanismo de compra conjunta que desarrolla CAMMESA. Los sujetos que no manifiesten expresamente tal la decisión quedan automáticamente incluidos en el mecanismo de Compra Conjunta de energía eléctrica con CAMMESA.

Los Grandes Usuarios que den cumplimiento a su obligación, mediante autogeneración o cogeneración de energía eléctrica de fuentes renovables deben hacerlo en el marco del

---

<sup>7</sup> Grandes Usuarios: usuarios del sistema eléctrico con demanda mayor 300 kW

Anexo 12 de Los Procedimientos [23] para la programación de la operación, el despacho de cargas y el cálculo de precios, la Resolución 269/08 o a través de proyectos de autogeneración o cogeneración de energía eléctrica a partir de fuentes renovables con instalaciones no interconectadas al SADI.

Mediante la Res. 281/2017 del ex Ministerio de Energía y Minería se crea el Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable (**MATER**), por el que los Grandes Usuarios del MEM pueden cumplir con los objetivos de cobertura de sus consumos de energía eléctrica por contratación individual, por cogeneración o autogeneración de energía eléctrica de fuente renovable, estableciendo un marco jurídico para el desarrollo de este nuevo mercado. Sin embargo, no fue hasta la **Res. 370/2022** que la Secretaría de Energía habilitó el “mecanismo de comercialización de energía eléctrica de fuente renovable para distribuidores”, generando un marco para la comercialización de energía eléctrica de fuentes renovables entre Agentes Distribuidores del MEM o Prestadores del Servicio Público de Distribución con Agentes Generadores, Autogeneradores, Cogeneradores en el marco de las transacciones económicas del MEM.

El mecanismo planteado por la Res. 370 permite que los Agentes Distribuidores del MEM o Prestadores del Servicio Público de Distribución suscriban contratos de Mercado a Término para satisfacer la demanda de sus GUDIs con consumos mayores o iguales a 300 kW. Con esta resolución, la distribuidora puede proponer a cada GUDI la comprar energía de fuente renovable, generando mayor demanda de nuevos proyectos y el impulso de la penetración de energías renovables en todo el país. Esto significa que las PyMEs que eligen permanecer dentro del ámbito de las distribuidoras y no demandan una cantidad de energía atractiva para los generadores en el MATER pueden acceder a energía renovable con el mecanismo establecido y cumplir con el 20% de la demanda requerida por la Ley 27.191. Con anterioridad a esta resolución, la única forma en que estas firmas podían cumplir con esta ley era a través de la Compra Conjunta.

En el marco de lo abordado en el presente trabajo, la Res SE 370/22 permite que los feedlots con capacidad para inyectar energía en el MEM celebren contratos de tipo MATER. No obstante, debe analizarse la factibilidad económica de este tipo de emprendimientos considerando sus escalas de producción, dado que los precios de Compra Conjunta con los que, en primera instancia, deberían competir los feedlots pueden no ser suficientes para solventar los costos asociados a una planta de biogás y generación de EE. A modo de referencia, en mayo de 2022, el costo medio de Compra Conjunta fue de 70 u\$/MWh, mientras que el precio medio adjudicado en el MATER fue de 60 u\$/MWh. Estos precios tienen relación con los reconocidos en el programa Renovar.

La Provincia de Buenos Aires se adhirió a la ley 26.190 y su modificación 27.191 mediante la Ley Provincial 14.838/2016, reglamentada a través del Decreto 1.293/2018, que designa al Ministerio de Infraestructura y Servicios Públicos como Autoridad de Aplicación. Este decreto crea el registro único de proyectos de Energías Renovables de la provincia. Mediante la misma ley provincial se generan beneficios fiscales para estos proyectos, eximiéndolos por 15 años del pago de:

- i) Impuesto inmobiliario de los inmuebles o parte de los mismos que se encuentren afectados a la instalación de centrales de generación de energía eléctrica a partir del aprovechamiento de fuentes renovables.
- ii) Impuesto de Sellos de aquellos actos o contratos específicos de la actividad de generación de energía eléctrica a partir del aprovechamiento de fuentes renovables.
- iii) Impuesto sobre los Ingresos Brutos, por la actividad de generación de energía eléctrica a partir del aprovechamiento de fuentes renovables.

#### **6.2.2 Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública**

En noviembre de 2017 se sanciona la Ley 27.424, de Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública. Esta ley fija las políticas y establece las condiciones jurídicas y contractuales para que los usuarios de la red de distribución generen energía eléctrica de origen renovable para su autoconsumo y eventual inyección de excedentes a la red. Además, establece la obligación de los prestadores del servicio público de distribución de facilitar esta inyección, asegurando el libre acceso a la red de distribución, sin perjuicio de las facultades propias de las provincias. Los objetivos generales del Régimen de Fomento a la Generación Distribuida son:

- Reducción de pérdidas en el sistema interconectado
- Reducción de costos para el sistema eléctrico en su conjunto
- Protección ambiental y de los derechos de los usuarios
- Alcanzar la instalación de un total de 1.000 MW de capacidad para el 2030 a partir de la instalación equipos de generación distribuida (Objetivo incorporado en el Decreto Reglamentario 986/2018)

Los principales actores que contempla el Régimen son:

- Los usuarios-generadores: usuario del servicio público de distribución eléctrica que disponga de equipamiento de generación de energía de fuentes renovables y reúna los requisitos técnicos para inyectar a dicha red los excedentes del autoconsumo.
- La Distribuidora: responsable de abastecer la demanda eléctrica de usuarios finales en su zona de competencia
- La Autoridad de Aplicación, que entre sus principales responsabilidades tiene: establecer las normas técnicas y administrativas necesarias para la aprobación de proyectos de generación distribuida, establecer el valor de la tarifa de inyección y aplicar los beneficios promocionales.

En cuanto a la compensación de la energía inyectada a la red por parte de los usuarios generadores, el Régimen establece que el mecanismo será de tipo *balance neto de facturación*. El usuario-generador recibirá una tarifa de inyección por cada kilowatt-hora que entregue a la red de distribución. El precio de la tarifa de inyección será establecido por la reglamentación de manera acorde al Precio Estacional correspondiente a cada tipo de usuario que deben pagar los distribuidores en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) conforme el artículo 36 de la ley 24.065 y sus reglamentaciones. Cada distribuidor efectúa el cálculo de compensación y administra la remuneración por la energía inyectada a la red producto de la generación distribuida. El distribuidor reflejará en la facturación que usualmente emite por el servicio de energía eléctrica prestado al usuario-generador, tanto el volumen de la energía demandada como el de la energía inyectada por el usuario-generador a la red, y los precios correspondientes a cada uno por kilowatt-hora. El valor a pagar por el usuario-generador es el resultante del cálculo neto entre el valor monetario de la energía demandada y el de la energía inyectada antes de impuestos.

Para los casos en que exista un excedente monetario por los kilowatt-hora inyectados a favor del usuario-generador, el mismo configurará un crédito para la facturación de los periodos siguientes. De persistir dicho crédito, el usuario-generador podrá solicitar al distribuidor la retribución del saldo favorable que pudiera haberse acumulado en un plazo a determinar por la reglamentación, que no será superior a seis (6) meses. El régimen establece que no podrán efectuarse cargos impositivos adicionales sobre la energía aportada al sistema por parte del usuario-generador, reconociendo esto último como un beneficio para incentivar la participación.

El Régimen también establece que todo usuario de la red de distribución tiene derecho a instalar equipamiento para la generación distribuida de energía eléctrica a partir de fuentes renovables hasta una potencia equivalente a la que éste tiene contratada con el distribuidor para su demanda. El usuario de la red de distribución que requiera instalar una potencia mayor a la que tenga contratada para su demanda deberá solicitar una autorización especial ante el distribuidor, conforme lo defina la reglamentación de la presente. La máxima potencia que se puede instalar a través del Régimen de Generación Distribuida es 2 MW. A continuación, se detalla la categorización de los Usuarios-Generadores, establecida mediante Res 324/2018:

- UG pequeño: Equipo de GD hasta 3 kW, en baja tensión.
- UG mediano: Equipo de GD > 3 kW y hasta 300 kW, en baja y media tensión.
- UG mayor: Equipo de GD > 300 kW y hasta 2 MW, en baja y media tensión

La Ley 27.424 es de alcance nacional, pero las provincias deben adherir para su implementación. Al año 2022 han adherido trece provincias, algunas de las cuales ya tenían anteriormente legislación sobre la materia, pero no todas estaban reglamentadas. Otras provincias continúan con regímenes propios, como es el caso de Entre Ríos, Jujuy, Misiones, Salta, San Luis y Santa Fe. La Provincia de Buenos Aires lo hizo de forma parcial en mayo de 2022, mediante la Ley provincial 15.325, adhiriendo a los beneficios promocionales, impositivos, fiscales y de financiamiento establecidos en el Régimen nacional y estableciendo beneficios promocionales adicionales.

A julio 2022 son 916 los Usuarios Generadores con un total de 15.370 kW de Potencia Instalada y existen 420 Usuarios-Generadores tramitando la habilitación de unos 6.758 kW de potencia. En la Tabla 5 se detallan la participación de cada una de las provincias.[47]

|              | Usuarios-Generadores<br>[Cantidad] | Potencia<br>Usuarios-Generadores [kW] | Trámites en curso<br>[Cantidad] | Potencia<br>Trámites en curso [kW] |
|--------------|------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------|------------------------------------|
| CÓRDOBA      | 510                                | 7.923,7                               | 133                             | 2.138                              |
| BUENOS AIRES | 233                                | 3.530,6                               | 158                             | 1.330,2                            |
| CABA         | 68                                 | 1.097,8                               | 28                              | 237,2                              |
| MENDOZA      | 36                                 | 1.017,                                | 10                              | 296,5                              |
| LA PAMPA     | 20                                 | 374,3                                 | 17                              | 118                                |
| SAN JUAN     | 18                                 | 943,9                                 | 33                              | 565,1                              |
| RÍO NEGRO    | 8                                  | 86,3                                  | 7                               | 111,5                              |
| CHACO        | 7                                  | 155,8                                 | 4                               | 13,8                               |
| CHUBUT       | 7                                  | 69,7                                  | 5                               | 108,4                              |
| LA RIOJA     | 4                                  | 118,9                                 | 13                              | 702                                |
| CORRIENTES   | 3                                  | 34,1                                  | 3                               | 802,1                              |
| CATAMARCA    | 2                                  | 16,8                                  | 1                               | 80                                 |
| NEUQUÉN      | -                                  | -                                     | 8                               | 255,6                              |
| <b>TOTAL</b> | <b>916</b>                         | <b>15.370</b>                         | <b>420</b>                      | <b>6.758</b>                       |

Tabla 5. Usuarios Generadores habilitados y en trámite en el marco de la Ley 27.2424 a Julio 2022 – Fuente [47]

Sin embargo, mientras existe una mayor cantidad de usuarios generadores de tipo residencial, la mayor cantidad de potencia es alcanzada por los usuarios Comerciales e Industriales (Figura 11).

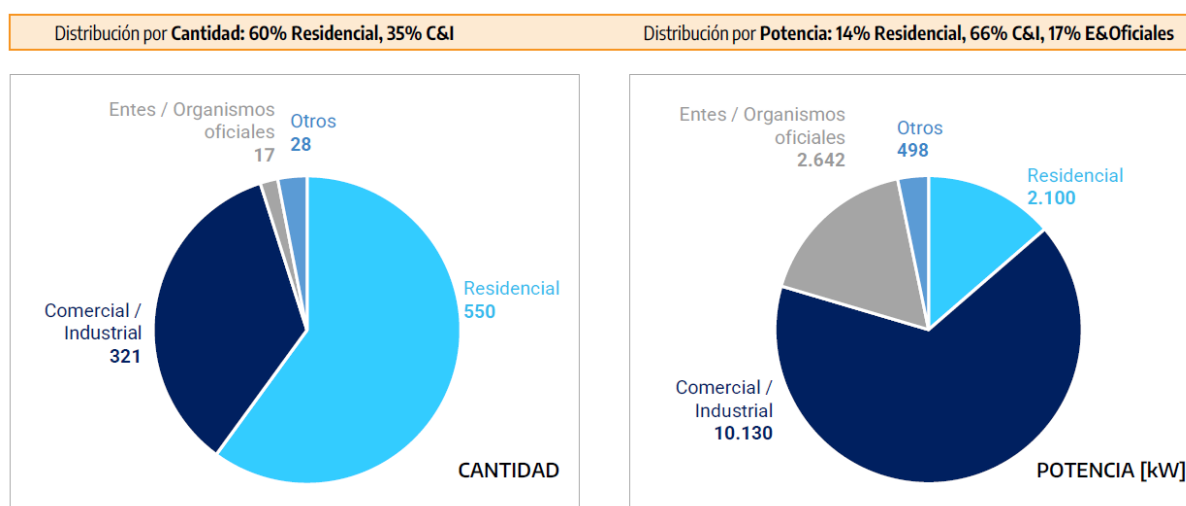


Figura 11. Distribución de implementación de Generación Distribuida por tipo de usuario y potencia instalada a Julio 2022 – Fuente [47]

La Ley 27.424 crea el fondo fiduciario público denominado Fondo para la Generación Distribuida de Energías Renovables (FODIS) que tiene por objeto la aplicación de los bienes fideicomitidos al otorgamiento de préstamos, incentivos, garantías, la realización de aportes de capital y adquisición de otros instrumentos financieros, todos ellos destinados a la implementación de sistemas de GD a partir de fuentes renovables.

En relación con la promoción del Régimen de GD, existen artículos en la Ley 27.424 que plantean la posibilidad de implementar incentivos y beneficios especiales. El artículo 27, por ejemplo, indica expresamente que el FODIS debe instrumentar un “Precio Adicional Incentivo” a la energía generada a partir de fuentes renovables, independientemente de la tarifa de inyección establecida en la Ley. El artículo 28 establece la asignación de un Crédito Fiscal de actualización recurrente que, al momento del presente estudio, se encontraba en \$45/W para los Usuarios- Generadores con equipos de Generación Distribuida con conexión a la red de distribución. El monto máximo por otorgar por este beneficio a cada Usuario-Generador es de \$3.000.000 (Disposición 40/2021 de la Secretaría de Energía).

En cuanto a los beneficios establecidos en la Provincia de Buenos Aires por la Ley 15.325, se encuentran la exención por el término de doce años a contar desde la reglamentación, prorrogables por igual término del pago de los siguientes impuestos:

- Impuesto a los Ingresos Brutos a los usuarios generadores por la inyección de los excedentes de energía renovables a la red de distribución.
- Impuesto de Sellos a los contratos que suscriban los usuarios con los distribuidores en el marco del desarrollo de las actividades de generación distribuida renovable.

Los aprovechamientos energéticos en feedlots en la Provincia de Buenos Aires podrían encuadrar en el Régimen de Generación Distribuida. Las principales limitaciones regulatorias que se identifican son:

- Reconocimiento de energía a Precio Estacional (PEST) mediante el sistema Balance Neto de Facturación a la nueva figura de *usuario-generador*. El PEST se encuentra por debajo de los costos operativos reales del MEM [42]. Esto puede condicionar la viabilidad económica de la producción biogás en feedlots por sus costos de inversión y operativos. Estos se analizan en más detalle en la sección 6.3.
- El Régimen plantea que los aportes de energía a la red son una situación eventual, con lo que deja un vacío regulatorio para aquellos sistemas de generación en establecimientos productivos con bajos consumos energéticos y gran capacidad de aportar sus excedentes a la red, como pueden ser los feedlots. En la sección 6.3 se realiza un balance energético en el que se calcula los excedentes de energía factibles de inyectar a la red para un caso testigo.
- Límite de capacidad de potencia a inyectar por la potencia contratada. Como se indica en capítulo 6.1.2, los feedlots requieren una baja demanda de potencia eléctrica, por lo que la potencia posible de inyectar a la red puede diferir sensiblemente de la potencia contratada por el usuario. Si bien la Ley 27.424 plantea en el artículo 4 que se puede solicitar una autorización especial para inyectar mayor potencia que la contratada, esta situación no genera una condición clara para su desarrollo.
- La limitación en cuanto al máximo beneficio económico a otorgar mediante el Crédito Fiscal también presenta una limitación para las escalas de generación que pueden ofrecer los feedlots, dado que las potencias a instalar alcanzan su máximo rápidamente por el límite establecido del beneficio. En este aspecto se identifica también que la reglamentación se orienta hacia aprovechamientos de menores potencias en generación distribuida típicos de la tecnología solar-fotovoltaica.

### 6.2.3 Marco regulatorio ambiental

El artículo 41 de la Constitución Nacional reconoce y garantiza el derecho de todo habitante de la Nación a gozar de un ambiente sano, equilibrado y apto para el desarrollo humano. Este derecho es a su vez un deber, es decir para el goce de este derecho se indica un deber correlativo: el de proteger a su vez al medio ambiente.

La normativa existente a nivel nacional que vincula las actividades productivas con el cuidado del ambiente es la Ley 25.675, Ley General del Ambiente. Esta ley no es exclusiva para las actividades ganaderas intensivas y, por consiguiente, carece de pautas específicas. Establece la obligación de realizar un estudio de impacto ambiental, aunque no define los aspectos técnicos a relevar.

En el ámbito de la Provincia de Buenos Aires, se sancionó en el año 1995 la Ley 11.723, reconocida como Ley General del ambiente de la Provincia de Buenos Aires. Tiene como objetivo la protección, conservación, mejoramiento y restauración de los recursos naturales y del ambiente en general. También la provincia cuenta con la Ley 14.867, promulgada en 2016, que regula la actividad de engorde intensivo a corral de bovinos, denominados feedlots, aunque sin establecer condiciones específicas sobre los efluentes que genera esta actividad. En el Artículo 5 se establece la realización de un Plan Integral de Gestión de Residuos, de plagas o vectores, de excretas, de residuos peligrosos y de animales muertos, aunque no se especifica el tipo de plan ni los parámetros de control que debería asociarse.

Entre las cuestiones reglamentadas mediante la Ley 14.867 se destaca la obligatoriedad de realizar un estudio de impacto ambiental, como también el cumplimiento de una distancia mínima para funcionar respecto de la planta urbana, suburbana o rural con asentamiento de población agrupada más cercana. Esta distancia mínima la define la Autoridad de Aplicación mediante el uso de los parámetros técnicos incorporados a un algoritmo.

Dado que la Ley 14.867 no aborda de manera específica los parámetros de vuelco admitidos para la actividad de los feedlots, se debe recurrir a la normativa aplicable vigente en la Provincia de Buenos Aires, comenzando desde la Ley 5.965/58 que establece los principios fundamentales para la protección de las fuentes de provisión de agua y los cursos receptores de agua y la atmósfera. La misma prohíbe la descarga de efluentes a la atmósfera o a cualquier cuerpo de agua superficial o subterránea que signifique la degradación de su calidad. En su decreto reglamentario 2009/60 se describen los criterios de vuelco, basados en la capacidad asimilativa del curso de agua receptor. Este decreto fue reemplazado por el 3970/90, donde se establecen dos valores de concentración de sustancias flotantes que pueden cambiar el aspecto natural del cuerpo receptor, 50 mg/L y 150 mg/L.

En el año 1999, la provincia de Buenos Aires promulgó la Ley 12.257, que crea el Código de Aguas y el ente autárquico Autoridad del Agua (ADA), que vela por su cumplimiento y el de las leyes que lo modifiquen. En el código se establece el régimen de protección,

conservación y manejo de los recursos hídricos de la provincia de Buenos Aires. Más tarde, la resolución 336/2003, promulgada por ADA, estableció los parámetros de descarga de efluentes líquidos en cuerpos de agua superficial y colectoras cloacales, mar abierto, y absorción por el suelo. La definición de los límites admisibles de estos parámetros presenta ciertas debilidades ya que se establece de manera general para todo tipo de efluentes (inorgánico u orgánico), sin considerar las características específicas de los residuos generados en las diferentes industrias. Este concepto resulta importante, dado que, según la especiación química, variará el impacto ecológico del vertido. Además, los valores límites se consideran en unidades de concentración y no en masa, es decir, no se tiene en cuenta el caudal de descarga, ni el caudal del río al momento de la descarga. Este aspecto sugiere que los ríos, arroyos o lagunas responden de la misma forma ante mismos parámetros de vuelco. Los niveles de descarga en cursos superficiales de agua indicados en la Res. 336/2003 no responden a los niveles guías de los parámetros de calidad de agua del cuerpo receptor, como tampoco a su capacidad asimilativa, tal como lo establece el decreto 2009/60 y su modificación 3970/90, aún vigentes. Sucede algo semejante con los límites admisibles de descarga en suelos, ya que no se conocen los criterios sobre los cuales se establecieron los niveles de vuelco, no se tiene en cuenta la capacidad de adsorción del suelo ni la de absorción por la vegetación.

Si se comparan las reglamentaciones vigentes aplicables en la Provincia de Buenos Aires, Ley 5.965 y sus decretos, y la Ley 12.257 y sus decretos y normativas derivadas, entre ellos la Res. 336/03, se identifica la divergencia de criterios establecidos entre ellas para definir niveles de vuelco. La primera tiene en cuenta la calidad del agua del cuerpo receptor y su capacidad asimilativa. En este caso el nivel de vuelco será determinado aplicando herramientas como modelos para establecer la descarga máxima total diaria implementando un criterio similar al utilizado por la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos (USEPA 1997), a partir de un proceso de análisis de los efectos ambientales locales. Además, esta ley brinda pautas para el diseño de tratamiento. La normativa más reciente a través de la Res. 336/03 (ADA), si bien menciona tener en cuenta la Ley 5.965, establece valores fijos de límites admisibles de los parámetros de vuelco con los cuales evalúa y no da pautas para el nivel de tratamiento que se espera. Esta diferencia de criterios puede llevar a dictaminar diferentes fallos según se interprete cada caso según la Res. 336/03 (ADA) o bien siguiendo el criterio establecido por el decreto reglamentario 2009/ 60 de la Ley 5.965.

El resto de la legislación disponible sobre manejo de efluentes y su disposición a nivel nacional y de la PBA se refiere casi exclusivamente a aquellos de origen industrial. De este modo, la actividad de feedlot no es alcanzada de forma específica, por lo que las

contradicciones señaladas adquieren una relevancia aún más grande, ya que componen la única forma regulatoria sobre la actividad, de manera indirecta, pero alcanzándola.

Por consiguiente, la divergencia de criterios de normativas aplicables y la falta de parámetros específicos admitidos de vuelcos en la actividad de feedlots, no genera una condición clara de requisito a cumplir, el cual pueda alcanzarse mediante la implementación de procesos de biodigestión anaeróbica y producción de biogás, sin generar con ello incentivo para su implementación, independientemente de las ventajas que el mismo ofrece en este aspecto.

Si bien la producción de biogás se encuentra dentro del alcance de la Ley 27.191 como una fuente renovable de energía, uno de los subproductos de este proceso es el digerido, y su uso se encuentra regulado por la secretaría de gobierno y ambiente de la Nación.

El digerido es un material con contenido de nutrientes como nitrógeno, fósforo y potasio (NPK), cuya concentración difiere en función de la materia prima que le da origen. En el marco de las Leyes 25.612, 25.675 y 27.191 y mediante la **Res 19/2019** de la Secretaría de Gobierno de Ambiente y Desarrollo Sustentable se aprueba la Norma Técnica para la aplicación agrícola de digerido proveniente de plantas de digestión anaeróbica. Los objetivos de la norma se orientan a fijar los criterios generales y establecer los requisitos mínimos que debe cumplir el digerido proveniente de una planta de digestión anaeróbica a efectos de asegurar que su aplicación agrícola sea sustentable. También busca promover la valorización agronómica del digerido debido a su contenido de nutrientes y otras propiedades intrínsecas que lo hacen potencialmente benéfico para suelos y cultivos, protegiendo la salud de las personas, animales y el ambiente. En el ANEXO 3 se describen las aplicaciones del digerido como fertilizante agroecológico.

#### **6.2.4 Conclusiones**

Para la comercialización de Energía Eléctrica generada a partir biogás en feedlots sería posible aplicar tanto los mecanismos contemplados por la Ley 27.424 de Generación Distribuida como los establecidos en la Ley 27.191 y, particularmente, por la Res. Secretaría Energía 370/22 para realizar contratos en el MATER. Esto último sería factible gracias a la posibilidad que brindan los sistemas de digestión anaeróbica de administrar el despacho de la energía acumulada en el biogás. Sin embargo, estos mecanismos presentan algunas limitaciones que podrían condicionar la implementación de estos sistemas ya sea por falta de viabilidad económica y por la incertidumbre a la inversión ante vacíos regulatorios.

En materia de regulación ambiental, existe divergencia de criterios entre las normativas vigentes en la provincia de Buenos Aires, quedando sin definir de manera específica los parámetros de vuelco de la cría de animales en feedlots. Esto no solo debilita la regulación del tratamiento que se realiza de los efluentes y sus posibles impactos ambientales, sino también los incentivos para que los feedlots instalen biodigestores para el tratamiento de sus efluentes y la producción de biogás.

### **6.3 Análisis de la viabilidad económica de un sistema de Generación Eléctrica a partir de biogás en feedlots.**

Para analizar la viabilidad económica de instalar una planta de Generación Eléctrica a partir de biogás en un feedlot se plantea un caso testigo con una capacidad productiva de 2500 cabezas. Esta capacidad se encuentra en el límite entre la baja y mediana escala establecida en la sección 6.1.2. Este tamaño, sumado a aspectos de la tecnología, brinda una flexibilidad al sistema que le permitiría participar como usuario-generador en el marco de la Ley 27.424 de Generación Distribuida, o bien comercializar la energía en el MATER bajo la Res SE 370/2022. Por las cuestiones mencionadas anteriormente, el caso de feedlot de 2500 cabezas se identifica como representativo para el alcance del presente estudio.

El análisis se plantea con una primera etapa en la que se reconocen los consumos energéticos del caso testigo y se realiza un balance energético. Luego se identifican los costos de inversión para las escalas de plantas de biogás a instalar en feedlots y sus facilidades. Luego se dimensionan los costos evitados por autoconsumo de energía, tanto de electricidad como de gas. Finalmente se realizan dos análisis de viabilidad económica para el caso testigo; uno para evaluar los resultados de la venta de Energía Eléctrica en el MATER y otros para evaluar la venta mediante el régimen de Generación Distribuida. El objetivo es identificar cuál de los regímenes se adecua mejor para la comercialización de Energía Eléctrica desde biogás en feedlots de baja y mediana escala.

En la Tabla 6 se detallan los consumos energéticos del caso testigo. Dadas las características del aprovechamiento energético, también se diferencian mediante códigos de colores los consumos energéticos posibles de sustituir, correspondiendo verde al consumo de electricidad y amarillo para gas. También se presentan celdas de color naranja donde se indica la energía térmica a utilizar desde la unidad CHP para el control de temperatura del biodigestor. En el presente estudio, no se toman en cuenta los posibles ahorros energéticos por trigeneración, tales como los que se muestran en la Figura 8. Con esto, quedará un margen de energía en forma de calor pendiente de aprovechar, en el orden del 28% de la energía térmica residual del proceso de conversión biogás-electricidad [13].

En el balance de la Tabla 6 se contemplan las cargas y consumos de la instalación para producción de biogás y generación de energía eléctrica, discriminando el consumo propio de lo requerido para producción de biogás y generación eléctrica.

| Potencia Instalada y Consumo Energético en Feedlot de capacidad 2500 cabezas + Producción de Biogás y EE |                                                                   |          |                      |          |          |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------|----------|----------------------|----------|----------|
| ITEM                                                                                                     | DESCRIPCION                                                       | CANTIDAD | Pot. Instalada<br>kW | CONSUMO  |          |
|                                                                                                          |                                                                   |          |                      | kWh/año  | kWh/año  |
| <b>1</b>                                                                                                 | <b>INSTALACIONES PERSONAL</b>                                     |          |                      |          |          |
| 1.1                                                                                                      | Casa peón                                                         | 1        | 5                    | 2400     |          |
| 1.1.1                                                                                                    | Agua caliente (50 litros/día)                                     |          |                      |          | 2150     |
| 1.1.2                                                                                                    | Calefacción/Acondicionamiento de aire 1 AA FC - Inverter 3,5 kWth |          | 1                    | 540      |          |
| 1.1.3                                                                                                    | Cocina                                                            |          |                      |          | 2080     |
| 1.2                                                                                                      | Oficina y vestuario                                               | 1        | 10                   | 3600     |          |
| 1.2.1                                                                                                    | Agua caliente (250 litros/día)                                    |          |                      |          | 2950     |
| 1.2.2                                                                                                    | Calefacción/Acondicionamiento de aire 3 AA FC - Inverter 6,5 kWth |          | 3                    | 3000     |          |
| 1.2.3                                                                                                    | Cocina                                                            |          |                      |          | 1760     |
| <b>2</b>                                                                                                 | <b>INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN</b>                                |          |                      |          |          |
| 2.1                                                                                                      | Ventilación engorde                                               | 3        | 1.5                  | 6570     |          |
| 2.2                                                                                                      | Planta Alimento Balanceado                                        | 1        | 8.0                  | 5000     |          |
| 2.3                                                                                                      | Aireador de Silo 1                                                | 1        | 1.5                  | 6570     |          |
| 2.4                                                                                                      | Aireador de Silo 2                                                | 1        | 1.5                  | 6570     |          |
| 2.5                                                                                                      | Aireador de Silo 3                                                | 1        | 1.5                  | 6570     |          |
| 2.6                                                                                                      | Aireador de Silo 4                                                | 1        | 1.5                  | 6570     |          |
| 2.7                                                                                                      | Compresor (10 kW)                                                 | 1        | 6.0                  | 3750     |          |
| 2.8                                                                                                      | Hidrolavadora industrial (1x1,5 kW)                               | 1        | 1.5                  | 1800     |          |
| 2.9                                                                                                      | Iluminación general de los galpones (4x0,5 kW)                    | 4        | 2.0                  | 6570     |          |
| 2.10                                                                                                     | Bomba para alimentación de bebederos (30m3/día)                   | 1        | 5.0                  | 1825     |          |
| 2.11                                                                                                     | Chimangos para granos (4x1,5 kW)                                  | 4        | 6.0                  | 2400     |          |
| <b>3</b>                                                                                                 | <b>PLANTA DE BIOGÁS</b>                                           |          |                      |          |          |
| 3.1                                                                                                      | Bomba rototrituradora en cámara de alimentación (1x1,5 kW)        | 1        | 1.5                  | 4500     |          |
| 3.2                                                                                                      | Agitador vertical de cámara de ventilación                        | 1        | 1.50                 | 4500     |          |
| 3.3                                                                                                      | Bombas para carga de los biodigestores (2x1,5 kW)                 | 2        | 3.00                 | 60       |          |
| 3.4                                                                                                      | Agitadores horizontal para biodigestores (4x0,4 kW)               | 6        | 2.40                 | 9855     |          |
| 3.5                                                                                                      | Sistema de calefacción de los biodigestores [kWh/año]             | 1        |                      |          | 197683.2 |
| 3.6                                                                                                      | Bombas para descarga de los biodigestores (2x1,5 kW)              | 2        | 3.00                 | 60       |          |
| 3.7                                                                                                      | Sistema de acondicionamiento de biogás (2 kW)                     | 1        | 2.00                 | 8760     |          |
| 3.8                                                                                                      | Bomba de agua caliente para sistema de calefacción (1,5 kW)       | 1        | 1.50                 | 6570     |          |
| Potencia Eléctrica Instalada [kW]                                                                        |                                                                   |          | <b>69.90</b>         |          |          |
| Máxima potencia simultánea con Planta Biogás [kW]                                                        |                                                                   |          | <b>27.96</b>         |          |          |
| Energía térmica requerida para control de temperatura de biodigestor (kWh/año)                           |                                                                   |          |                      | 197683.2 |          |
| Energía disponible para Trigeneración (kWh/año)                                                          |                                                                   |          |                      | 251596.8 |          |
| Consumo Gas Envasado reemplazable por Biogás (kWh/año)                                                   |                                                                   |          |                      | 8940     |          |
| Cantidad de Biogás (m3/año) para reemplazo de consumo de Gas Envasado                                    |                                                                   |          |                      | 1375     |          |
| Autoconsumo Electricidad (kWhe/año)                                                                      |                                                                   |          |                      | 63735.00 |          |
| Consumo Eléctrico por Producción de Electricidad (kWhe/año)                                              |                                                                   |          |                      | 34305.00 |          |

\* Considerando un PCI de 6,5 kWh/m3 y una eficiencia de transferencia de 0,85

Tabla 6. Potencia instalada y consumo energético de caso testigo con Planta de Biodigestión y Generación Eléctrica – Elaboración propia

Se destaca que el aprovechamiento de los residuos de un Feedlot para producción de biogás y generación de energía eléctrica permite autoabastecer de forma permanente los consumos energéticos del personal y de las instalaciones de producción. A esto, se agrega que el proceso de producción de biogás en sí mismo es un tratamiento de efluentes, lo cual aporta favorablemente a cuestiones ambientales, importantes para los productores en ocasiones reclamados por las afectaciones que generan sus procesos productivos [9]. Como subproducto se obtiene digerido o biofertilizante que puede ser aprovechado por los mismos productores si cultivan su propio forraje u otros productos agrícolas o puede ser comercializado localmente. Este análisis no dará crédito a esta posible fuente de ingresos.

### **6.3.1 Costos de Inversión para la producción de Energía Eléctrica desde Biogás en Feedlots**

En las plantas de producción de biogás para generación de energía eléctrica se identifican tres subsistemas relevantes que determinan el costo de la inversión: el biodigestor, el motor generador o unidad CHP y el sistema de colección de estiércol. Tal como se describió en la 6.1, existen diversos tipos de biodigestores y se seleccionó la tecnología de Mezcla Completa de alta tecnología porque ofrece mayor flexibilidad. Esta tecnología se distingue por disponer de agitadores y de un sistema de carga de estiércol continua o semicontinua. También, los biodigestores que cuentan con unidad CHP poseen cañerías para el intercambio del calor aportado por la unidad generadora. Vale destacar que si bien este tipo de biodigestores es el más presente en el mercado y existen empresas que los ofrecen desde una ingeniería básica, para la mayoría de los casos se trata de un proyecto ah-hoc, requiriendo entonces adaptaciones en función de las condiciones de uso y la elaboración de ingeniería de detalle asociada para su construcción, como también la provisión de componentes.

En ocasiones, dependiendo del tipo de desecho que se procesa, los costos de las adecuaciones en la instalación para colección del desecho podrían ser representativos. Para la colección de estiércol en feedlots se realizan lozas sanitarias de hormigón con pendientes que colectan el material orgánico degradable con mayor eficiencia, mejorando con ello la producción de biogás en relación con la cantidad de cabezas de ganado.

Los análisis económicos del presente trabajo se realizan para plantas de producción de Energía Eléctrica en base a biogás suponiendo un costo unitario de inversión de **5250 US\$/kW** instalado (Tabla 7). El costo identificado se reconoce como un valor conservador, dado que existen estudios que adoptan costos de inversión hasta un 20% menor [10] para plantas de biogás de potencia de 1MW.

| <b>Costos asociados a la inversión para plantas de Biogás y GE</b> |                             |                          |
|--------------------------------------------------------------------|-----------------------------|--------------------------|
| <b>Detalle de ítem</b>                                             | <b>Total sin IVA (U\$D)</b> | <b>Participación (%)</b> |
| <b>Proyecto ejecutivo de Ingeniería</b>                            | 397.965,99                  | 8                        |
| <b>Provisión de equipamiento electromecánico importado</b>         | 435.652,43                  | 8                        |
| <b>Provisión de equipamiento electromecánico nacional</b>          | 373.457,82                  | 8                        |
| <b>Transporte internacional</b>                                    | 35.011,67                   | 1                        |
| <b>Transporte nacional</b>                                         | 17.505,84                   | 0                        |
| <b>Montaje Electromecánico</b>                                     | 578.518,96                  | 11                       |
| <b>Obra Civil</b>                                                  | 2.278.092,70                | 43                       |
| <b>Motogenerador</b>                                               | 842.030,68                  | 16                       |
| <b>Sistema de interconexión con subestación y línea</b>            | 151.717,24                  | 3                        |
| <b>Puesta en Marcha</b>                                            | 140.046,68                  | 3                        |
| <b>Costo por MW instalado</b>                                      | <b>5.250.000,00</b>         | 100                      |
| <b>Disponibilidad</b>                                              | 79,80%                      | -                        |
| <b>Disponibilidad total por MWh disponible</b>                     | 6.579.137,29                | -                        |
| <b>Inversión Nacional</b>                                          | -                           | <b>75</b>                |

Tabla 7. Costos de inversión de una planta de Biogás con Generación Eléctrica – Fuente [29]

### 6.3.2 Costo evitado por autoconsumo de gas para caso testigo

En un feedlot con una capacidad de 2.500 cabezas de ganado la producción anual de biogás se estima en 343.200 m<sup>3</sup> y el autoconsumo requerido en 1.375 m<sup>3</sup> anuales. De esta forma, aun considerando un factor de disponibilidad del biodigestor del 80%, el autoconsumo de biogás representa tan solo el 0,4 % de la capacidad de producción anual del establecimiento. No obstante, este desplazamiento del consumo de gas Butano-Propano implica un ahorro de costos energéticos para el establecimiento.

El cálculo de estos ahorros supone la utilización cilindros de gas butano-propano de 45 kg, por ausencia de servicio de gas natural por red. El ahorro de este producto permite que el feedlot se independice de la compra de garrafas de gas y supone que los artefactos convertibles a biogás son la cocina y el termotanque para agua caliente (Tabla 8). Para calefacción de oficinas, vestuarios y casa de peón se consideran equipos de aire acondicionado de alta eficiencia, los cuales forman parte del balance del consumo eléctrico.

| <b>Análisis de ahorro de Gas Envasado</b> |        |
|-------------------------------------------|--------|
| Ahorro Energético en GAS envasado kWh     | 8940   |
| PCI Gas envasado [Kcal/kg]                | 11000  |
| PCI Gas envasado [kWh/kg]                 | 12.79  |
| Gas envasado ahorrado [kg]                | 699    |
| Cantidad cilindros 45kg                   | 16     |
| Costo cilindros                           | 8500   |
| Ahorro anual AR\$                         | 132030 |
| Ahorro anual U\$D (cambio a 140 AR\$)     | 943    |

Tabla 8. Costo evitado en Gas para caso testigo – Elaboración propia

### 6.3.3 Costo evitado por autoconsumo de energía eléctrica para caso testigo

Respecto al servicio eléctrico, se calcula el ahorro de consumo energético de forma mensual y se extrapola a un año considerando un factor de planta de 80% para aproximarse de mejor manera a los gastos que permanecerán en la tarifa eléctrica. Luego se calcula la energía residual, posible de vender, descontando la energía a consumir indicada en la Tabla 6, obteniendo el balance neto. En la Tabla 9 se resumen los valores asociados a los distintos cargos de la tarifa eléctrica compensada, obteniendo los costos evitados mensuales y anuales.

El cargo variable anual por disponibilidad de planta de biogás contempla los costos de la energía que deberá consumirse mientras la planta se encuentra en mantenimiento o parada por cuestiones inherentes al proceso.

La potencia a contratarse se establece en función de los consumos propios y no en relación a la capacidad de inyección en la red. Se valorizan los beneficios desde la compensación que se lograría en base a un Precio Estabilizado<sup>8</sup> de agosto 2022, dolarizándolo luego con la tasa de cambio de esa fecha.

<sup>8</sup> Precio que pagan la energía las Distribuidoras en el MEM.

| <b>Análisis de Ahorro de Energía Eléctrica - Tarifa EDEN Agosto-2022</b> |             | Cambio<br>[AR\$/U\$D] | 140          |
|--------------------------------------------------------------------------|-------------|-----------------------|--------------|
| T2MT - Suministros en Media Tensión                                      | Precio      | Cantidad              | Subtotales   |
| Cargo fijo                                                               | \$ 2,585.24 | 1                     | \$ 2,585.24  |
| Cargo por potencia en Pico                                               | \$ 447.03   | 8.388                 | \$ 3,749.69  |
| Cargo por potencia Fuera de Pico                                         | \$ 328.15   | 19.572                | \$ 6,422.55  |
| Cargo Variable por Energía demandada en Pico                             | \$ 12.3110  | 1593.4                | \$ 19,616.04 |
| Cargo Variable por Energía demandada Fuera de Pico                       | \$ 12.3560  | 3717.9                | \$ 45,938.06 |
| Ahorro sin impuestos MENSUAL                                             |             |                       | \$ 65,554    |
| Ahorro con impuestos (+40%) MENSUAL                                      |             |                       | \$ 91,776    |
| Ahorro con impuestos U\$D MENSUAL                                        |             |                       | \$ 656       |
| Ahorro con impuestos U\$D ANUAL con Factor de Planta de 0,80             |             |                       | \$ 6,293     |
| Cargos fijo + Pot sin impuesto MENSUAL                                   |             |                       | \$ 12,757    |
| Cargos fijo + Pot con impuesto (+40%) MENSUAL                            |             |                       | \$ 17,860    |
| Cargo fijo + Pot con impuestos U\$D MENSUAL                              |             |                       | \$ 128       |
| Cargo fijo + Pot con impuestos U\$D ANUAL                                |             |                       | \$ 1,531     |
| Cargo Variable Anual por Disponibilidad de Planta de Biogás U\$D         |             |                       | \$ 1,573     |
| Cargo total de Anual Facturación Eléctrica U\$D                          |             |                       | \$ 3,104     |

Tabla 9. Análisis de ahorro y facturación eléctrica para caso testigo – Elaboración propia en base a cuadro tarifario indicado en ANEXO 6

### 6.3.4 Análisis de viabilidad para caso testigo en el marco de la Generación Distribuida

En base a las condiciones establecidas en la Ley 27.424 de Generación Distribuida, se analizan a continuación indicadores para evaluar la viabilidad económica del caso testigo. Para este análisis se contemplan los consumos de gas y energía eléctrica para autoconsumo y la posibilidad de vender el excedente a la red. Los ingresos de la venta de electricidad a la red se estiman a partir del esquema de balance neto de facturación que se proyecta sobre el caso testigo. Los beneficios surgen de la inyección de los excedentes de energía eléctrica y compensación a valor de Precio Estabilizado, actualizado al mes de agosto 2022.

Se contempla también el crédito fiscal que establece la Ley 27.424, equivalente \$45/W con un monto máximo para cada Usuario-Generador de \$3.000.000 (Disposición 40/2021 de la Secretaría de Energía). El monto de este beneficio para el caso testigo sería de \$ 4.725.000, resultado de multiplicar la potencia estimada del generador (105.000 W) por el crédito fiscal otorgado (\$45/W), pero como supera el máximo establecido, su monto final es \$ 3.000.000. Esto equivale a **USD 21.430** que se computan en el primer año, dado que se trata de un beneficio único que no es alcanzado por el Impuesto a las Ganancias.

En la Tabla 10, se detallan los principales valores para el dimensionamiento de los beneficios por la venta de excedentes de energía eléctrica a la red, en el marco de la reglamentación actual de la Ley 27.242 de Generación Distribuida

| <b>Análisis de Beneficios por venta de Energía en el marco de Ley 27424 - Balance Neto de Facturación</b> |              |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------|
| Capacidad (cabezas)                                                                                       | 2500         |
| Biogás [m3/día]                                                                                           | 1191.7       |
| EE diaria [kWh]                                                                                           | 2503         |
| kW op 24 hs/día                                                                                           | 104.3        |
| EE anual (kWh) con Factor de Planta 0.8 [kWh]                                                             | 720740.16    |
| EE anual requerida para autoconsumo [kWh]*                                                                | 78432.0      |
| EE anual disponible para inyectar a la Red [kWh]                                                          | 642308.2     |
| Compensación por aporte de energía PEST (Ago 2022 Sin Sub) [\$ /kWh]*                                     | \$ 12.31     |
| Balance Neto de compensación anual con PEST [\$]                                                          | \$ 7,907,456 |
| Tasa de cambio agosto 2022 [AR\$/USD]                                                                     | 140          |
| Beneficios por venta de Energía luego de Balance Neto [USD]                                               | \$ 56,482    |

Tabla 10. Cómputo de Beneficios por inyección de energía eléctrica a la Red de Caso testigo (\* se adopta precio de energía en horario pico)

Luego, en la Tabla 11 se resumen las consideraciones y resultados del análisis de viabilidad económica mediante los indicadores VAN, TIR y Payback [38] que se resultan para el caso testigo en el marco de la Generación Distribuida.

| <b>Tabla resumen de supuestos para Caso Testigo - GD en PBA</b> |                     |
|-----------------------------------------------------------------|---------------------|
| Inversión Planta de BIOGAS 105 kW                               | \$ 548,625          |
| Venta de Energía Eléctrica anual Tarifa plena [u\$d/año]        | \$ 56,482           |
| Ahorro anual consumo eléctrico [u\$d/año]                       | \$ 6,293            |
| Ahorro anual consumo GAS [u\$d/año]                             | \$ 943              |
| Beneficios Fiscales Ley 27.424 [u\$d/unica vez]                 | \$ 21,430           |
| Costos anuales O&M totales                                      | \$ 27,232           |
| Costo anual Facturación Eléctrica                               | \$ 3,104            |
| Costo anual de O&M u\$d (salarios+administracion)               | \$ 14,070           |
| Costo anual de O&M u\$d (Mant. de digestores)                   | \$ 5,200            |
| Costo anual de O&M u\$d (Mant. de generadores)                  | \$ 4,857            |
| Moneda                                                          | USD                 |
| Inflación                                                       | No aplicada         |
| Amortización [años]                                             | 10                  |
| Tasa descuento (u\$d)                                           | 10%                 |
| <b>VAN 10 años</b>                                              | <b>-304,949.21</b>  |
| <b>TIR 10 años</b>                                              | <b>-6.1%</b>        |
| <b>Payback</b>                                                  | <b>&gt; 10 años</b> |

Tabla 11. Resumen de supuestos para análisis de viabilidad económica de caso testigo en Generación Distribuida – Elaboración Propia

Los indicadores de sensibilidad económica no son favorables con las condiciones aplicadas para el caso testigo analizado, por lo que se puede concluir que para un establecimiento de feedlot de 2.500 cabezas de capacidad no resulta viable económicamente la instalación de un sistema de producción de biogás y generación eléctrica con inyección de excedentes a la red en el marco de la Generación Distribuida. La Tabla 12 detalla los valores y resultados desde el cual se realizaron los cálculos de los indicadores de viabilidad económica.

| CR Caso Testigo - 100 % capital propio - Amortización 10 años - Beneficios según Ley nacional 27.424 |            |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Inversión                                                                                            | \$ 548,625 | 0         | 1         | 2         | 3         | 4         | 5         | 6         | 7         | 8         | 9         | 10        |
| <b>Ingresos</b>                                                                                      |            |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |
| Venta Exedentes a Red - GD                                                                           |            | \$ 56,482 | \$ 56,482 | \$ 56,482 | \$ 56,482 | \$ 56,482 | \$ 56,482 | \$ 56,482 | \$ 56,482 | \$ 56,482 | \$ 56,482 | \$ 56,482 |
| Ahorro consumo Eléctrico                                                                             |            | \$ 6,293  | \$ 6,293  | \$ 6,293  | \$ 6,293  | \$ 6,293  | \$ 6,293  | \$ 6,293  | \$ 6,293  | \$ 6,293  | \$ 6,293  | \$ 6,293  |
| Ahorro consumo GAS                                                                                   |            | \$ 943    | \$ 943    | \$ 943    | \$ 943    | \$ 943    | \$ 943    | \$ 943    | \$ 943    | \$ 943    | \$ 943    | \$ 943    |
| Crédito Fiscal Ley 27.424                                                                            |            | \$ 21,430 |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |
| <b>Egresos</b>                                                                                       |            |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |
| Costos O&M anuales                                                                                   |            | \$ 27,232 | \$ 27,232 | \$ 27,232 | \$ 27,232 | \$ 27,232 | \$ 27,232 | \$ 27,232 | \$ 27,232 | \$ 27,232 | \$ 27,232 | \$ 27,232 |
| <b>Margen Operativo</b>                                                                              |            | 57917     | 36487     | 36487     | 36487     | 36487     | 36487     | 36487     | 36487     | 36487     | 36487     | 36487     |
| <b>Margen Bruto</b>                                                                                  |            | 57,917    | 36,487    | 36,487    | 36,487    | 36,487    | 36,487    | 36,487    | 36,487    | 36,487    | 36,487    | 36,487    |
| <b>Amortización</b>                                                                                  |            | 54,863    | 54,863    | 54,863    | 54,863    | 54,863    | 54,863    | 54,863    | 54,863    | 54,863    | 54,863    | 54,863    |
| <b>Impuesto Ganancias (N/A)</b>                                                                      | 0.35       |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |
| <b>Margen neto</b>                                                                                   |            | 57,917    | 36,487    | 36,487    | 36,487    | 36,487    | 36,487    | 36,487    | 36,487    | 36,487    | 36,487    | 36,487    |
| <b>Flujo Neto Efectivo o Caja</b>                                                                    | -548625    | 57,917    | 36,487    | 36,487    | 36,487    | 36,487    | 36,487    | 36,487    | 36,487    | 36,487    | 36,487    | 36,487    |

Tabla 12. Cuadro de Resultados de caso testigo Generación Distribuida – Elaboración Propia

### 6.3.5 Análisis de viabilidad para caso testigo en el marco del MATER

A continuación, se calculan los potenciales beneficios a obtener mediante la aplicación del caso testigo mediante la venta de Energía Eléctrica en el Mercado a Término de Energías Renovables (MATER).

El Mercado a Término de Energías Renovables permite que los Grandes Usuarios alcancen la cuota de consumo de energía renovable establecida por la ley 27.191. Existe también un Mecanismo de Compra Conjunta para los Grandes Usuarios que no suscriben a contratos MATER administrado por CAMMESA en base al precio medio que esta entidad paga por la electricidad generada de fuentes renovables. La Figura 12, presenta la evolución de los Costos Medios del Mecanismo de Compra Conjunta para los Grandes Usuarios que no realizaron contratos MATER y los Precios negociados en el MATER, a los efectos de adoptar un Precio real de comercialización de energía eléctrica a comercializar en el MATER.

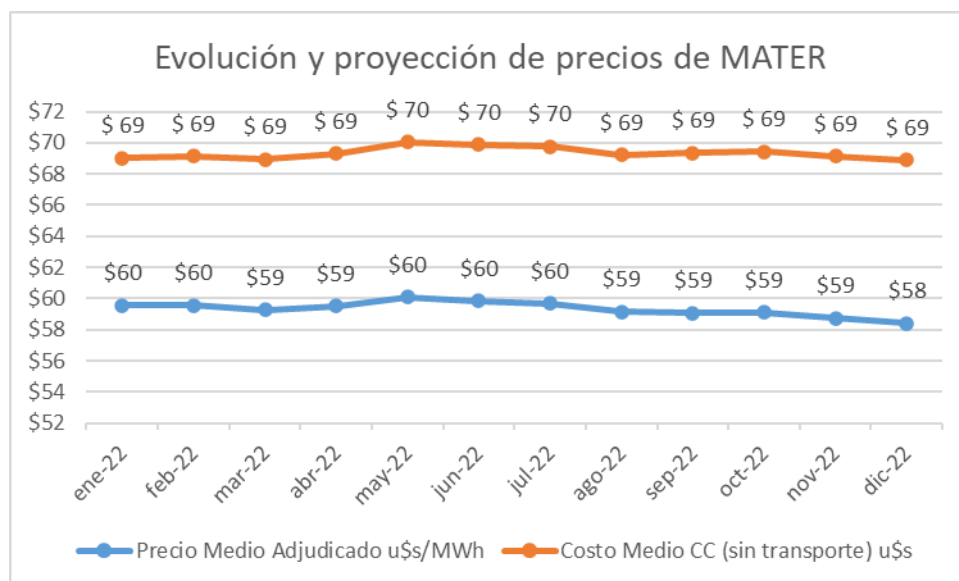


Figura 12. Evolución de precios adjudicados en MATER y de mecanismo de Compra conjunta con proyección a Diciembre 2022 – Fuente CAMMESA [43].

Se identifica que en agosto de 2022 el Precio Medio adjudicado en el MATER fue de 59 U\$D/MWh, mientras que los Costos Medios del Mecanismo de Compra Conjunta para el Gran Usuario que no contrató en el MATER fue de 69 U\$D/MWh.<sup>9</sup>

Se adopta entonces un precio factible de comercializar en el MATER de **65 U\$D/MWh**. Este precio se aplicará al análisis de viabilidad económica del caso testigo en el marco de la venta de Energía Eléctrica al MEM. La Ley 27.191 establece un precio máximo de comercialización de las energías renovables mediante el Mecanismo de Compra Conjunta de 113 U\$D/MWh, el cual, para el contexto evaluado no resulta un precio factible de venta, ya que tanto el Precio Medio adjudicado en el MATER como el Costo Medio de Compra Conjunta se encuentran sensiblemente debajo del mismo.

En el aspecto técnico, la alternativa de inyectar en el MEM resulta factible gracias a la flexibilidad de la tecnología planteada para la generación eléctrica a partir de biogás, que permite administrar el despacho de energía diaria y, de esta forma, inyectar la potencia mínima requerida por el MEM de 500 kW establecida por Ley 24.065. Para el esquema planteado, necesariamente deberá contemplarse el costo diferencial de inversión de la instalación de un generador eléctrico de 500 kW. La estimación del diferencial de costo del generador de 500 kW se realiza en base a la proporción que el mismo representa del total de la inversión de la planta, del orden del 16%, que se presenta en Tabla 13.

<sup>9</sup> En agosto de 2022 existe una diferencia de 10 U\$D/MWh a favor de los Grandes Usuarios que lograron realizar un contrato MATER, lo que alienta su celebración ya que, además, ofrecen mayor previsibilidad de costos y estabilidad de ingresos para los Generadores.

| Estimación de diferencia de precio por Generador de 500 kW |            |
|------------------------------------------------------------|------------|
| Precio Gen 500 kW (16% de 5250 u\$/kW)                     | \$ 420,000 |
| Precio Gen 100 kW (16% de 5250 u\$/kW)                     | \$ 88,200  |
| Diferencia por cambio de Generador a 500 kW                | \$ 331,800 |

Tabla 13. Inversión diferencial para generador de 500 kW para vender EE en MEM – Elaboración propia

Para que la unidad de generación de 500 kW opere solo durante las horas a convenir, en función de la energía diaria producida y almacenada en el biogás, se debe contemplar la instalación de un equipo de generación de menor tamaño que alimente la demanda de energía eléctrica del establecimiento, dado que la potencia requerida para autoconsumo es sensiblemente menor, alrededor de 27,9 kW. La incorporación de otro generador de menor potencia se justifica para evitar operar de forma continua un generador de 500 kW muy por debajo de su potencia nominal. La operación de generadores de este tipo en potencias por debajo del 30% de su potencia nominal durante un período mayor a 30 minutos, aumenta la necesidad de mantenimiento y disminuye su vida útil [20].

Finalmente, el costo de la instalación se incrementará en U\$D 331.800, por la diferencia del Grupo Generador Principal, cambiando de 105 kW a 500 kW, y el agregado del costo de un Generador para Autoconsumo de 50 kW, que representa un costo de U\$D 42.000. Con esto, el costo de inversión para vender energía eléctrica en el MEM a través del MATER asciende de U\$D 548,625 a **U\$D 922,425**. Este costo de inversión se adoptará para realizar los estudios de viabilidad económica.

Se consideran también para el análisis de viabilidad económica los beneficios fiscales establecidos por la Ley 27.191, como también los aplicables de la reglamentación local Ley Provincial 14.838. En cuanto a los beneficios fiscales de la Ley 27.191, se contempla el Crédito Fiscal del 20% sobre las inversiones de origen nacional, excluidas la obra civil. Para el caso testigo, se calcula el crédito fiscal con los montos detallados en la tabla a continuación:

| <b>Ley 27.191 - Crédito fiscal del 20% sobre inversiones de origen nacional excluida la obra civil</b> |                     |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------|
| Inversión nacional [U\$D]                                                                              | \$ 411,468.75       |
| Inversión civil [U\$D]                                                                                 | \$ 235,908.75       |
| Monto para aplicar beneficio [U\$D]                                                                    | \$ 175,560.00       |
| Beneficio en Crédito Fiscal [U\$D]                                                                     | <b>\$ 35,112.00</b> |

Tabla 14. Cálculo de crédito fiscal aplicable según Ley 27.191 – Elaboración propia

Los beneficios fiscales de la Ley Provincial 14.838 establecen la eximición por 15 años de:

- iv) Impuesto inmobiliario de aquellos inmuebles o parte de los mismos que se encuentren afectados a la instalación de centrales de generación de energía eléctrica a partir del aprovechamiento de fuentes renovables.
- v) Impuesto de Sellos de aquellos actos o contratos específicos de la actividad de generación de energía eléctrica a partir del aprovechamiento de fuentes renovables.
- vi) Impuesto sobre los Ingresos Brutos, por la actividad de generación de energía eléctrica a partir del aprovechamiento de fuentes renovables.

Se supone que las instalaciones de una planta de biogás, incluyendo las lagunas de almacenamiento de digerido que esta produce, para un establecimiento de 2500 cabezas demanda un predio de aproximadamente 9 hectáreas. Los Ingresos Brutos de la provincia de Buenos Aires se encuentran en 3,5% del monto facturado, por lo que para el presente estudio se consideran **USD 5000/año**. En la Tabla 15, se detallan los principales ítems para el cálculo de los beneficios por la venta de excedentes de energía eléctrica a la Red, en el marco de la del MATER, gracias a la Res. 370/2022.

| <b>Análisis de Beneficios por venta de Energía MATER Ley 27191 -<br/>Res SE 370/2022</b> |           |
|------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| Capacidad (cabezas)                                                                      | 2500      |
| Biogás [m3/día]                                                                          | 1191.7    |
| EE diaria [kWh]                                                                          | 2503      |
| kW op 5 hs/día                                                                           | 500.5     |
| EE anual (kWh) con Factor de Planta 0.8 [kWh]                                            | 720740.16 |
| EE anual requerida para autoconsumo [kWh]*                                               | 78432.0   |
| EE anual disponible para comercializar en MATER [MWh]                                    | 642.3     |
| Precio medio adjudicado MATER agosto - 2022 [u\$/MWh]                                    | \$ 65.00  |
| Beneficios por venta de EE en MATER [u\$/año]                                            | \$ 41,750 |

Tabla 15. Cómputo de beneficios por venta de energía eléctrica en MATER – Elaboración propia

Luego, en Tabla 16 se resumen las consideraciones y resultados del análisis de viabilidad económica, evaluando los indicadores VAN, TIR y Payback [38] que resultan para el caso testigo, en el marco del MATER.

| <b>Tabla Resumen Caso Testigo - Venta energía en MATER (Res 370)</b> |                     |
|----------------------------------------------------------------------|---------------------|
| Inversión Planta de BIOGAS 105 kW (Gen 500 kW)                       | \$ 922,425          |
| Venta de Energía Eléctrica anual [u\$d]                              | \$ 41,750           |
| Ahorro consumo eléctrico                                             | \$ 6,293            |
| Ahorro consumo GAS                                                   | \$ 943              |
| Beneficios fiscales Ley 14.838                                       | \$ 5,000            |
| Beneficio Crédito Fiscal Ley 27.191 [u\$d/unica vez]                 | \$ 59,035           |
| Costos O&M anuales                                                   | \$ 38,629           |
| Costo anual Facturación Eléctrica                                    | \$ 3,104            |
| Costo anual de O&M u\$d (salarios+aministracion)                     | \$ 14,070           |
| Costo anual de O&M u\$d (Mant. de digestores)                        | \$ 5,200            |
| Costo anual de O&M u\$d (Mant. de generadores)                       | \$ 16,255           |
| Moneda                                                               | U\$D                |
| Inflación                                                            | No aplicada         |
| Amortización [años]                                                  | 10                  |
| <b>Tasa descuento</b>                                                | <b>10%</b>          |
| <b>VAN 10 años</b>                                                   | <b>-594,303.61</b>  |
| <b>TIR 10 años</b>                                                   | <b>-10.0%</b>       |
| <b>Payback</b>                                                       | <b>&gt; 10 años</b> |

Tabla 16. Resumen de supuestos para análisis de viabilidad económica de caso testigo en MATER – Elaboración Propia

Se puede concluir que para un establecimiento feedlot de 2500 cabezas de capacidad no resulta viable económicamente la instalación de un sistema de producción de biogás y generación eléctrica con inyección de excedentes a la Red para su comercialización en el MATER con un precio de venta de 65 U\$D/MWh. A continuación, en Tabla 17, se detalla el cuadro de resultados desde el cual se realizaron los cálculos de los indicadores de sensibilidad económica.

| CR Caso Testigo - 100 % capital propio |    |         | - Amortización 10 años - Beneficios según Ley nacional 27.191 (MATER) y Ley 14.838 |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |
|----------------------------------------|----|---------|------------------------------------------------------------------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Inversión                              | \$ | 922,425 | 0                                                                                  | 1         | 2         | 3         | 4         | 5         | 6         | 7         | 8         | 9         | 10        |
| Ingresos                               |    |         |                                                                                    |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |
| Venta de EE MATER (65 u\$d/MWh)        |    |         |                                                                                    | \$ 41,750 | \$ 41,750 | \$ 41,750 | \$ 41,750 | \$ 41,750 | \$ 41,750 | \$ 41,750 | \$ 41,750 | \$ 41,750 | \$ 41,750 |
| Ahorro consumo Eléctrico               |    |         |                                                                                    | \$ 6,293  | \$ 6,293  | \$ 6,293  | \$ 6,293  | \$ 6,293  | \$ 6,293  | \$ 6,293  | \$ 6,293  | \$ 6,293  | \$ 6,293  |
| Ahorro consumo GAS                     |    |         |                                                                                    | \$ 943    | \$ 14,600 | \$ 14,600 | \$ 14,600 | \$ 14,600 | \$ 14,600 | \$ 14,600 | \$ 14,600 | \$ 14,600 | \$ 14,600 |
| Beneficios fiscales Ley 14.838         |    |         |                                                                                    | \$ 5,000  | \$ 5,000  | \$ 5,000  | \$ 5,000  | \$ 5,000  | \$ 5,000  | \$ 5,000  | \$ 5,000  | \$ 5,000  | \$ 5,000  |
| Credito fiscal Ley 27.191              |    |         |                                                                                    | \$ 59,035 |           |           |           |           |           |           |           |           |           |
| Egresos                                |    |         |                                                                                    |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |
| Costo fijo anual                       |    |         |                                                                                    | \$ 38,629 | \$ 38,629 | \$ 38,629 | \$ 38,629 | \$ 38,629 | \$ 38,629 | \$ 38,629 | \$ 38,629 | \$ 38,629 | \$ 38,629 |
| Margen Operativo                       |    |         |                                                                                    | 74392     | 29014     | 29014     | 29014     | 29014     | 29014     | 29014     | 29014     | 29014     | 29014     |
| Margen Bruto                           |    |         |                                                                                    | 74,392    | 29,014    | 29,014    | 29,014    | 29,014    | 29,014    | 29,014    | 29,014    | 29,014    | 29,014    |
| Amortización                           |    |         |                                                                                    | 92,243    | 92,243    | 92,243    | 92,243    | 92,243    | 92,243    | 92,243    | 92,243    | 92,243    | 92,243    |
| Impuesto Ganacias                      |    |         | 0.35                                                                               | - 17,672  | - 17,672  | - 17,672  | - 17,672  | - 17,672  | - 17,672  | - 17,672  | - 17,672  | - 17,672  | - 17,672  |
| Margen neto                            |    |         |                                                                                    | 92,065    | 46,687    | 46,687    | 46,687    | 46,687    | 46,687    | 46,687    | 46,687    | 46,687    | 46,687    |
| Flujo Neto Efectivo o Caia             |    |         | - 922,425                                                                          | 92,065    | 46,687    | 46,687    | 46,687    | 46,687    | 46,687    | 46,687    | 46,687    | 46,687    | 46,687    |

Tabla 17. Cuadro de Resultados de caso testigo en MATER – Elaboración Propia

### 6.3.6 Análisis de casos extrapolados para evaluación de sensibilidad económica.

En el presente apartado se realizan extrapolaciones de la TIR, utilizando este indicador como medición de la sensibilidad económica. El objetivo es identificar el comportamiento de la TIR ante variaciones en la escala del feedlot, o sea en el número de cabezas de ganado. Para la extrapolación se mantuvieron las condiciones generales referidas a: 100% de inversión propia, período de amortización 10 años, tasa de descuento de 10%.

| Capacidad | TIR GD | TIR MATER |
|-----------|--------|-----------|
| 1000      | -6.7%  | -14.4%    |
| 1500      | -6.7%  | -10.9%    |
| 2000      | -7.2%  | -8.5%     |
| 2500      | -7.4%  | -10.0%    |
| 3000      | -7.5%  | -5.4%     |
| 3500      | -7.5%  | -4.3%     |
| 4000      | -7.6%  | -3.5%     |

Tabla 18. Extrapolación de TIR desde caso testigo para GD y MATER – Elaboración propia

De la Tabla 18 puede observarse:

- Las diferentes capacidades de feedlots que encuadran en el marco de la Ley 27.424 de Generación Distribuída muestran un comportamiento estable a lo largo del rango estudiado, reconociendo una mejor TIR a escalas menores debido a la mayor incidencia del beneficio fiscal otorgado.
- Para los casos de establecimientos que opten por vender la energía eléctrica en el MATER, habilitados a través de la RES SE 370/2022, se observa para estos casos una variación sensible en las distintas escalas, empeorando el indicador TIR para las escalas menores y mejorando para las escalas mayores. Esto se debe a que la relación de inversión en función de la capacidad de producción de biogás se incrementa para escalas menores, debido a la necesidad de adquirir un generador de 500 kW para encuadrar en las condiciones del MEM. Luego, en capacidades mayores al caso testigo, a la vez que resulta menor la incidencia de la adquisición del generador de 500 kW, también los mayores volúmenes de energía comercializados a precio de MATER (65 u\$D/MWh) aportan mayores ingresos. Vale resaltar que aún en la mayor escala estudiada de 4000 cabezas el indicador TIR es menor a 0, por lo que no permite considerarse como un mecanismo que promueva el desarrollo del sector.

- Independientemente de la viabilidad económica analizada para los feedlots en el MATER, se verificó que la energía capaz de producir anualmente, incluso en la menor escala extrapolada, resulta suficiente para el cumplimiento de la cuota del 20% establecida en la Ley 27.191 para un GUDI, con potencia media de 300 kW. Esto permitiría a los GUDIs contemplar como opción de contratación a los feedlots para cumplir con la cuota de Energía Renovable estipulada mediante la Ley 27.191.

### **6.3.7 Conclusiones del capítulo**

La producción de biogás desde feedlots de baja y mediana escala permite autoabastecer de energía al establecimiento, suplantando en gran medida los servicios de electricidad y gas. A su vez, la producción de energía eléctrica desde feedlots, al tratarse de una industria con poca intensidad energética, genera importantes excedentes de energía para inyectar a la red. Respecto al caso testigo estudiado, los excedentes de energía eléctrica se encuentran en el orden del 70% de su capacidad de generación.

Los indicadores de viabilidad económica no generan valores favorables para el caso testigo, tanto para la opción de comercialización de energía eléctrica en el MATER como a través del régimen de Generación Distribuida, con las condiciones actuales de los regímenes. Se observa entre los dos regímenes evaluados, que surgen mejores valores para el caso de Generación Distribuida respecto a MATER. Esto se atribuye a que, para comercializar en MATER, se debe contemplar la adquisición de generadores de 500 kW mínimo, un costo que incide en mayor medida en los establecimientos de menor escala. También, la diferencia a favor del régimen de Generación Distribuida se relaciona con los bajos valores de comercialización de energía en el MATER, dado que en el mismo predominan las tecnologías eólica y solar con menores costos de operación. En este sentido, los valores de tarifa plena derivados de la segmentación de subsidios desde agosto de 2022 plantea un escenario más favorable para proyectar inversiones tanto para auto consumo energético, como para la venta de excedentes a la red. Aun así, las compensaciones de tarifa plena adoptada para la Generación Distribuida, no resultan suficientes para lograr la viabilidad económica de proyectos de biogás con inyección de energía eléctrica desde feedlots, por lo que para promocionar su desarrollo deberán implementarse beneficios de promoción.

## 6.4 Análisis de beneficios y propuestas para promocionar e incentivar el sector

La operación de los sistemas eléctricos demanda de una gran coordinación entre los diferentes actores que intervienen, ya que la energía eléctrica se produce y consume de forma simultánea (tiempo real). En Argentina, dada la extensión del territorio y la alta dispersión de aprovechamientos energéticos, la energía eléctrica generalmente recorre largas distancias desde el lugar de generación hasta el punto de consumo<sup>10</sup>, a costa de eficiencia en el proceso. A su vez la demanda de Energía Eléctrica es variable a lo largo del día, la semana y las estaciones del año. El flujo de energía eléctrica, o bien el flujo de potencia tal como se utiliza en la especialidad, sólo obedece a las leyes eléctricas de la física [18]. Estas generan desafíos operativos, tanto desde las unidades de generación como en las redes de transmisión y distribución, para lograr que la calidad de producto eléctrico esté dentro de parámetros normalizados y puedan ser intercambiados de forma estable y comercializado sin penalizaciones.

Los principales parámetros eléctricos que debe cumplir un suministro eléctrico son el nivel de tensión y la frecuencia [15]. Existen otros parámetros que se limitan y controlan, como ser el ángulo, la presencia de armónicas, la forma de onda y la distorsión armónica. En el ámbito del MEM, estos parámetros los define CAMMESA en el manual de Procedimientos Técnicos [23]. En el marco de la Generación Distribuida, los parámetros eléctricos se establecen en la normativa de aplicación de la Asociación Electrotécnica Argentina [17].

El objetivo de la presente sección es describir los beneficios técnicos y económicos que podrían derivarse de inyectar a la red EE generada en una planta de biogás alimentada con efluentes de un feedlot de 2.500 cabezas de ganado, continuando de esta forma con el estudio del caso tipo analizado previamente. A partir de la evaluación de estos beneficios se proponen incentivos para promover el crecimiento del sector bioenergético.

Como se mencionó en la sección 6.3, la producción de biogás en feedlots ofrece excedentes de energía con capacidad de inyectarse a la Red de Distribución. Esto se presenta dado que los procesos de producción vacunos en feedlots tienen bajos requerimientos energéticos, por lo que la generación para autoconsumo se supera rápidamente, quedando más del 70% de la energía producida disponible para entregar a la red.

El aporte de potencia a la red de distribución desde el caso testigo tiene su aprovechamiento en primera instancia a nivel local, suministrando EE a los usuarios conectados al mismo alimentador de MT al cual se inyectará energía eléctrica. Si la Potencia de inyección supera lo requerido por los usuarios vinculados al mismo alimentador donde se

---

<sup>10</sup> A modo de ejemplo se puede citar los aprovechamientos hidroeléctricos de la cuenca del Comahue donde se genera la EE y el GBA, con distancia aproximada de 1500 km.

aporta la energía, el suministro podría extenderse a la barra de distribución aguas arriba, situada generalmente en la Estación de Rebaje de la red de distribución. En la Figura 13 se esquematiza la vinculación a la red de la planta de biogás testigo, planteada en el Norte de la PBA, en el ámbito de la Distribuidora EDEN, particularmente en la ET de Baradero. Este gráfico muestra cómo la EE generada en la planta podría alcanzar tanto a usuarios vinculados al mismo alimentador de MT como aportar energía a la barra de MT de la ET, permitiendo con esto una mayor cantidad de usuarios alimentados por la fuente de energía planteada.

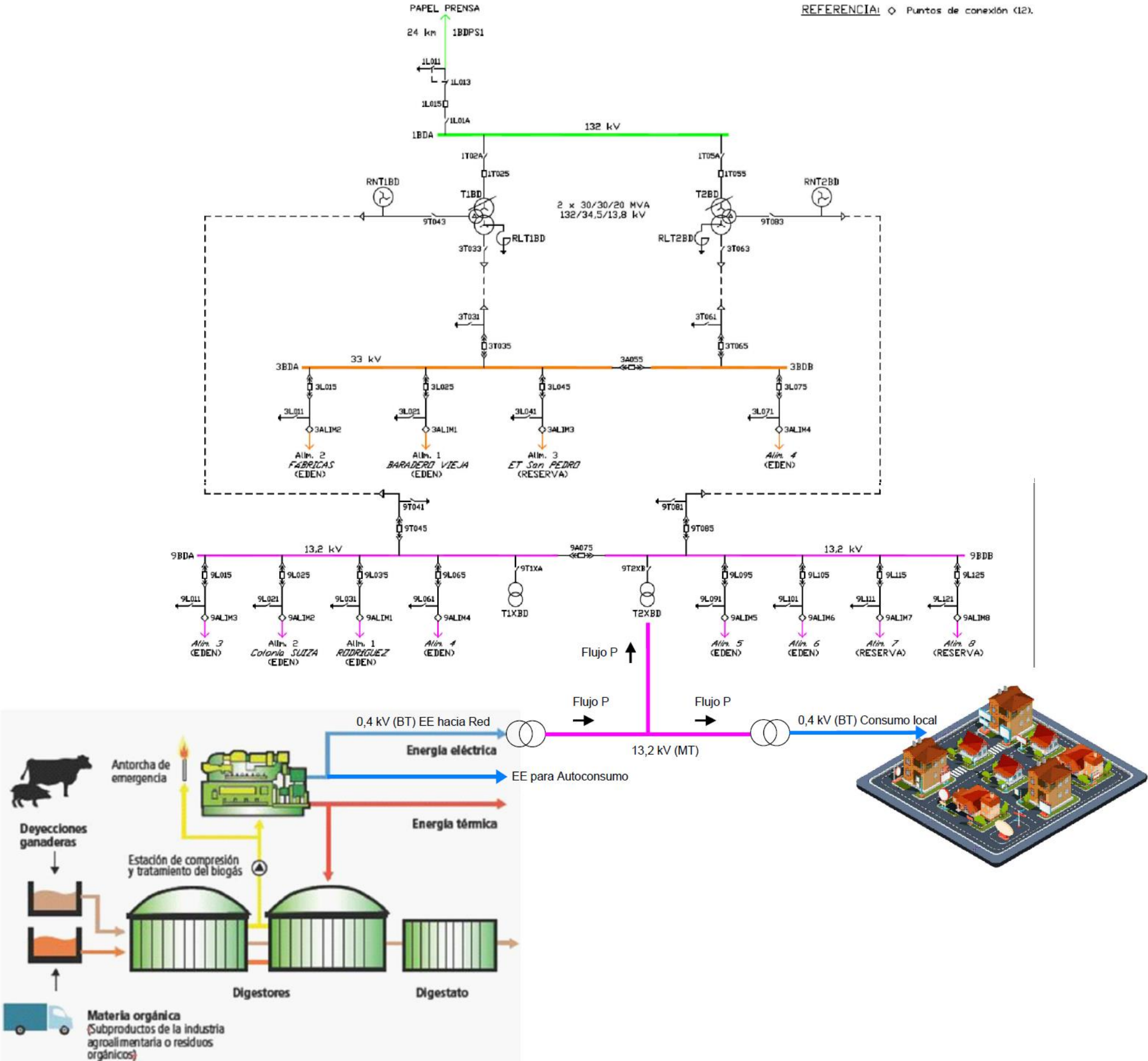


Figura 13. Esquema de vinculación de generación eléctrica desde planta testigo de biogás alimentada con efluentes de un feedlot a una red de distribución – Fuente: elaboración propia en base a información de ET provista por TRANSBA

Para la generación de electricidad en una planta de biogás, como la planteada en el presente estudio, se utilizan motores de combustión interna con generadores sincrónicos en Baja Tensión. Luego, dado que la distribución eléctrica se encuentra en una zona rural, se eleva el nivel de tensión mediante un transformador trifásico para inyectar la energía eléctrica al alimentador de Media Tensión (13,2 kV o 33 kV) de la red de distribución local.

El aporte de potencia firme de una planta de biogás se diferencia de otros Recursos Energéticos Distribuidos, como la energía solar o energía eólica, porque puede inyectar energía a la red de manera constante o administrar su despacho.

A continuación, se presentan los potenciales beneficios económicos asociados a la producción de biogás desde un feedlot y la generación de Energía Eléctrica con inyección a la Red, según los actores que podrían percibirlos:

***Estado Nacional- CAMMESA:***

- Costos evitados en Transporte y Distribución Troncal.
- Desplazamientos de combustibles fósiles utilizados en generación eléctrica.
- Disminución de emisiones de CO<sub>2</sub>

***Distribuidora de Servicio Eléctrico:***

- Costos Evitados por Energía No Suministrada.
- Mejoramiento de calidad de producto eléctrico

A continuación, se describen cada uno de los beneficios con el objetivo de obtener una valoración de sus costos evitados por la inyección de energía eléctrica desde feedlots.

#### **6.4.1 Costos evitados en Transporte y Distribución Troncal**

La generación de Energía Eléctrica mediante la producción de biogás en feedlots en la Provincia de Buenos Aires se puede lograr desde zonas rurales, donde las longitudes de las redes de Distribución de MT son de grandes dimensiones. En este sentido, el aporte de energía estudiado no compensa los costos asociados a la distribución de la energía eléctrica, pero compensa completamente los costos de Transmisión en 500 kV (TRANSENER) y Distribución Troncal de 132 kV (TRANSBA).

Los costos evitados en transporte y distribución troncal son los asociados al costo de transporte. Por otra parte, se evitan también los costos referidos a pérdidas técnicas.

Los costos del transporte y distribución troncal se encuentran en **4 USD/MWh** [28]. Este valor representa los costos operativos de las redes de Extra Alta Tensión y Alta Tensión mencionadas y surge de los cargos dolarizados referidos al transporte informados por CAMMESA.

Las pérdidas en el SADI se pueden dividir en dos categorías generales; pérdidas técnicas y No técnicas. Esta última se refiere a la electricidad entregada, pero no pagada por los usuarios (robo, fraude, electricidad no contabilizada y problemas de gestión). Este tipo de pérdidas no se mejoran con la implementación de la tecnología planteada por lo que quedan fuera del análisis. Las pérdidas técnicas se dan en las líneas de transmisión y distribución, y se dividen en fijas y variables [25]:

*Pérdidas Técnicas Fijas:* causadas por deficiencias físicas, tales como la histéresis, pérdidas en el núcleo de los transformadores y el efecto corona en las líneas de transmisión. Estas pérdidas son proporcionales al voltaje e independientes del flujo de electricidad. Debido a que el voltaje varía relativamente poco respecto de su valor nominal, estas pérdidas son tratadas como una constante que depende principalmente de la calidad de la línea. Estos tipos de pérdidas representan entre 20% y 40% del total de las pérdidas técnicas [25]

*Pérdidas Técnicas Variables:* Causadas por el flujo de corriente en las líneas, cables y transformadores de la red. Se trata de pérdidas relacionadas con el transporte de la energía eléctrica y son proporcionales a la resistencia de los conductores y a la corriente que circula por dichos conductores. Estas pérdidas también se conocen como las relacionadas al efecto Joule. La Potencia Activa disipada en las líneas de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica responde a la relación siguiente [26]:

$$P = I^2 \cdot R$$

El flujo de corriente **I** puede variar en una misma línea a lo largo del día, respondiendo a la curva de demanda. La resistencia **R** de los conductores depende principalmente de las secciones de conductores y sus longitudes. Si bien **R** varía con la temperatura, se puede adoptar como un parámetro fijo que depende de la extensión y características de la Red de Transmisión o Distribución [26]. En el balance neto entre pérdidas técnicas fijas y variables se observa que las líneas de mayor voltaje tienden a producir pérdidas menores [25].

El SADI es un sistema con una configuración mayormente radial en su red de Transmisión y Distribución Troncal en 500 y 132 kV. Con esto, dada la extensión del territorio nacional y la ubicación de los recursos que se aprovechan para la producción de Energía Eléctrica, existen grandes distancias entre oferta y demanda, lo que conlleva pérdidas técnicas del orden de **2 USD/MWh** [28].

Puede resumirse que los costos evitados en el transporte de energía eléctrica gracias a la incorporación de generación distribuida desde feedlots se encuentran en **6 USD/MWh** [28]. Vale destacar que este costo evitado puede aplicarse también a otras tecnologías de GD, como los paneles fotovoltaicos de aplicación domiciliaria, comercial o industrial.

#### **6.4.2 Desplazamiento de combustibles fósiles utilizados en generación eléctrica.**

En Argentina, el orden de despacho de las unidades de generación se encuentra supeditada a la competencia por el Costo Marginal de producción, por lo tanto, quien ofrece la energía eléctrica más económica tendrá prioridad para conectarse e inyectar en la red. CAMMESA es quien programa y establece el orden de despacho de las unidades generadoras en el MEM. El precio de la energía del MEM se determina en base al Costo Variable de Producción (CVP) con gas natural de las unidades generadoras disponibles, aunque las mismas no estén generando con dicho combustible (RES SE N° 240/03). A junio 2022 este costo se encuentra en **8,36 USD/MWh**. El costo adicional por el consumo de combustibles líquidos se traslada por fuera del precio de mercado sancionado, como sobrecosto transitorio de despacho.

Actualmente existen restricciones operativas y estructurales que obligan a la operación de máquinas generadoras con independencia de la competitividad de su costo marginal, estableciendo una relación bilateral entre la demanda afectada por la restricción y las máquinas que pueden abastecerla en las condiciones existentes. El abastecimiento de esta demanda a través de generación obligada<sup>1</sup> queda fuera de la competencia global del MEM, limitándose a una competencia reducida al número de Generadores que existen dentro del área o región afectada por la restricción. Según se indica en la RES SE 246/2002, para cada una de estas restricciones “r” que establece un sobrecosto, el organismo encargado de despacho (CAMMESA) debe determinar en cada hora “h” las máquinas “q” que resultan forzadas y calcular el correspondiente sobrecosto de la energía producida, adicionándole el sobrecosto asociado al combustible líquido consumido y, de haberse producido, el correspondiente costo de arranque y parada.

---

<sup>1</sup> La generación obligada en el MEM es la debida a requerimientos de calidad (por ejemplo, control de tensión), la misma debe contratarse mediante acuerdos. Si no existe acuerdo previo, se trata de generación forzada.

La energía eléctrica generada por una planta biogás en feedlots se inyectaría a la red como potencia firme y situada próxima a la demanda. Se supone a los fines de este análisis que eliminaría las restricciones de las redes de transporte y distribución troncal, desplazando la generación de energía de fuentes térmicas. De esta manera, se evitaría el consumo de combustibles líquidos para la producción de energía eléctrica, entre los que se destaca el consumo de gasoil (33,3%) y fuel oil (13,8%) (Figura 14), con un precio de 795 u\$/ton y 1.025 u\$/m<sup>3</sup>, respectivamente [42].

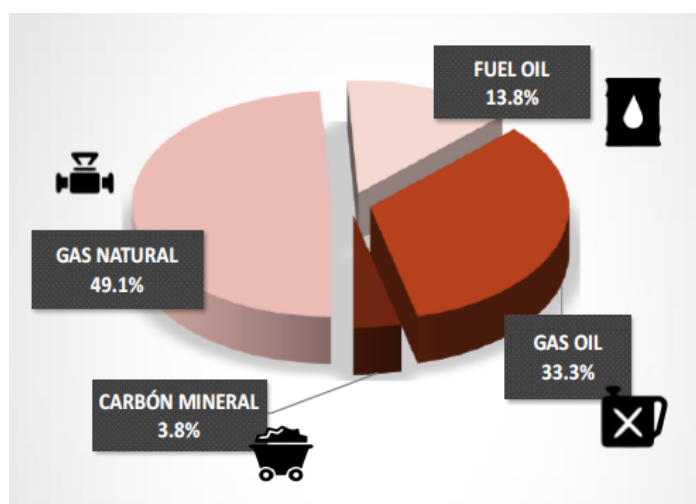


Figura 14. Participación de combustibles fósiles en la matriz de generación eléctrica Argentina en Junio 2022 – Fuente: CAMMESA [42]

En el presente estudio se reconoce al gasoil como el combustible fósil desplazado por la producción de energía eléctrica generada a partir de biogás en feedlots, ya que es el más utilizado en las unidades generadoras que asisten al SADI ante restricciones operativas y estructurales. La Generación Distribuida de potencia firme lograda desde feedlots podría responder a la demanda local, evitando entonces gastos de combustibles que se encuentran en **172 U\$D/MWh**, contemplando unidades generadoras con un 46% de eficiencia (Tabla 19).

| Conversión gasoil-EE contemplando Efic. 46% en la generación |        |
|--------------------------------------------------------------|--------|
| PCI gasoil [kCal/litro]                                      | 8619   |
| kWh/litro                                                    | 10.03  |
| Conversión gasoil-EE [kWh/litro]( contemplando Efic. 46%)    | 4.6138 |
| Costo de gasoil del MEM a Junio 2022 [u\$/ m <sup>3</sup> ]  | 795    |
| Costo referencia Generación EE por Gasoil u\$/MWh            | 172    |

Tabla 19. Conversión de unidad de volumen de gasoil a energía eléctrica

### 6.4.3 Emisiones GEI Evitadas

Cuando se produce biogás a partir de estiércol en feedlots, las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) se evitan en dos aspectos. En primer lugar, por el reemplazo de fuentes de energía en base a combustibles fósiles y, en segundo lugar, por las emisiones de CH<sub>4</sub> evitadas por la degradación de los compuestos orgánicos en ambientes cerrados y controlados [32]. La combustión de biogás libera el CO<sub>2</sub> capturado durante la degradación anaeróbica del balance actual de la biosfera<sup>1</sup>, por lo tanto, se considera neutral en cuanto al impacto de calentamiento global.

Los GEI permiten ingresar la radiación en el espectro visible y ultravioleta (emitida por el sol) y absorber parte de la radiación infrarroja (emitida por la Tierra). La concentración de GEI en la atmósfera debido a actividades antropogénicas genera un cambio en el balance energético del planeta: la atmósfera aumenta la capacidad de atrapar el calor emitido por la tierra, con el consecuente calentamiento global. 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. En la Tabla 20 se presentan los mismos para diferentes gases.

| Fuente Potencial de Calentamiento Global       |                                                                                       |                                                     |                                                                     |
|------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------|
| Gas                                            | Fuente emisora                                                                        | Pesistencia de las moléculas en la atmósfera (años) | Potencia de Calentamiento Global (PCG) Horizonte de tiempo 100 años |
| <b>Dióxido de Carbono (CO<sub>2</sub>)</b>     | Quema de combustibles fósiles, cambios en el uso del suelo, producción de cemento     | Variable                                            | 1                                                                   |
| <b>Metano (CH<sub>4</sub>)</b>                 | Quema de combustibles fósiles, agricultura, ganadería, manejo de residuos             | 12 ± 3                                              | 21                                                                  |
| <b>Oxido Nitroso (N<sub>2</sub>O)</b>          | Quema de combustibles fósiles, agricultura, ganadería, cambios en el uso de la tierra | 120                                                 | 310                                                                 |
| <b>Perfluorocarbonatos (PFC)</b>               | Producción de aluminio, solventes y productos contra incendios                        | 2600 - 50000                                        | 6500 - 9200                                                         |
| <b>Hidrofluorocarbonos (HFC)</b>               | Refrigeración y aire acondicionado                                                    | 1,5 - 264                                           | 140 - 11700                                                         |
| <b>Hexafluoruro de Azufre (SF<sub>6</sub>)</b> | Aislantes térmicos                                                                    | 3200                                                | 23900                                                               |

Tabla 20. Potencial de calentamiento global de gases emitidos a la atmósfera – Fuente [35]

Para la estimación del ahorro por evitar emisiones de CO<sub>2</sub>eq se utiliza el factor de emisión de 0,013 kgCO<sub>2</sub>e/kWhe, obtenido por el estudio de valorización de externalidades de biomasa seca y biogás de la Secretaría de Energía [29]. Este factor permite calcular las emisiones evitadas para luego compararlas con las emisiones del SADI [43]. Si bien, en la sección 6.4.2 se plantea el uso de biogás desplaza el gasoil en la generación de electricidad,

<sup>1</sup> Distinto a los combustibles fósiles que pertenecen a otros balances de la biósfera.

en el presente análisis de emisiones se realizará una comparación con el factor de emisiones totales del SADI, a los efectos de tomar un escenario conservador.

Para facilitar la comparación de emisiones de CO<sub>2</sub>eq con otras fuentes de energía se agrega la tabla desarrollada por la Secretaría de Energía, a la cual se puede incorporar el factor de emisión desde biogás 0,013 kgCO<sub>2</sub>eq/kWh a 0,026 tCO<sub>2</sub>/dam<sup>3</sup><sup>1</sup>, trasladando unidades y adoptando la relación que se presenta en 6.1.2, donde se plantea 1 m<sup>3</sup> biogás es capaz de producir 2,10 kWh.

| Factores de Emisión GEI            |                                    |                     |                                  |                     |
|------------------------------------|------------------------------------|---------------------|----------------------------------|---------------------|
| Biogás                             | Gas Natural                        | Fuel Oil            | Gasoil                           | Carbón              |
| tCO <sub>2</sub> /dam <sup>3</sup> | tCO <sub>2</sub> /dam <sup>3</sup> | tCO <sub>2</sub> /t | tCO <sub>2</sub> /m <sup>3</sup> | tCO <sub>2</sub> /t |
| 0,026                              | 1.95                               | 3.17                | 2.70                             | 2.34                |

Tabla 21. Tabla con factores de emisión de principales fuentes agregando biogás – Elaboración propia en base a [48]

Para obtener las emisiones evitadas de CO<sub>2</sub>, las mismas se calculan en base al caso testigo, identificando en primera instancia las TonCO<sub>2</sub>eq generadas por la producción de Energía Eléctrica mediante biogás para luego obtener la diferencia respecto a las TonCO<sub>2</sub>eq emitidas en el SADI, las cuales a junio 2022 se sitúan en 0,55 TonCO<sub>2</sub>eq/MWh [43].

Por otro lado, se realiza un cómputo para estimar las emisiones de CH<sub>4</sub> evitadas por la degradación de los desechos orgánicos del feedlot del caso testigo.

<sup>1</sup> Partiendo de 1 dam<sup>3</sup> = 2000 kWh, luego 2000 kWh/dam<sup>3</sup> \* 0,000013 tCO<sub>2</sub>/kWh = 0,026 tCO<sub>2</sub>/dam<sup>3</sup>

|                                                                                                                                          |                |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------|
| <b>Emisiones CO2 por producción de EE mediante biogás en Feedlots</b>                                                                    |                |
| Producción diaria biogás [m3]                                                                                                            | 1191.70        |
| Producción de biogás anual [m3] con factor de planta 0.8                                                                                 | 343209.60      |
| Energía eléctrica bruta anual [kWh]                                                                                                      | 720740.16      |
| Consumo operativo de planta biogás anual [kWh]                                                                                           | 34305.00       |
| Energía eléctrica neta [kWh]                                                                                                             | 686435.16      |
| Factor de emisión biogás [kgCO2/kWh]                                                                                                     | 0.01           |
| Emisiones por producción de EE mediante biogás [kgCO2eq/año]                                                                             | 8923.66        |
| <b>Emisiones por producción de EE mediante biogás [TonCO2eq/año]</b>                                                                     | <b>8.92</b>    |
| <b>Emisión de CO2 en SADI</b>                                                                                                            |                |
| Factor de emisión total del SADI [TonCO2/MWh]                                                                                            | 0.30           |
| Energía eléctrica a reemplazar [MWh]                                                                                                     | 686.44         |
| Emisiones evitadas del SADI por caso testigo [TonCO2eq/año]                                                                              | 206            |
| <b>Emisiones evitadas por producción de EE mediante biogás [TonCO2eq/año]</b>                                                            | <b>197.01</b>  |
| <b>Emisiones evitadas por captura de metano de residuos de feedlot</b>                                                                   |                |
| Producción de biogás anual [m3]                                                                                                          | 343209.6       |
| Proporción de CH4                                                                                                                        | 0.65           |
| Esitmación de CH4 anual [m3]                                                                                                             | 223086.24      |
| Densidad CH4 [kg/m3]                                                                                                                     | 0.657          |
| CH4 anual [kg/año]                                                                                                                       | 339552.88      |
| CH4 anual [Ton/año]                                                                                                                      | 339.55         |
| Relación Toneladas equivalentes CH4 a CO2                                                                                                | 21             |
| <b>Toneladas equivalentes CO2 evitadas por captura de metano [TonCO2eq/año]</b>                                                          | <b>7130.61</b> |
| <b>Total de emisiones de evitadas de CO2 por producción de biogás y generación de EE desde feedlots para caso testigo [TonCO2eq/año]</b> | <b>7327.62</b> |

Tabla 22. Cálculo de emisiones evitadas de GEI por la implementación de caso testigo

En Tabla 22, se muestra el total de TonCO<sub>2</sub>eq evitadas, de las cuales la mayoría corresponden al tratamiento de los residuos. Aun así, respecto a las emisiones evitadas en el SADI, puede observarse que para la misma energía producida en el sistema, contemplando el parque térmico y otras fuentes de generación, el biogás genera aproximadamente sólo un 4,5% del CO<sub>2</sub>eq de lo que se emite el SADI, reconociendo entonces un sensible ahorro de las emisiones.

Uno de los mecanismos que introduce el Protocolo de Kioto (PK) [35] para reducir las emisiones de GEI es el mecanismo de desarrollo sustentable. A través de dicho mecanismo, se promueven proyectos de reducción de emisiones GEI a cambio de reducciones de emisiones certificadas. Los certificados de reducción de emisiones (CER) obtenidos de estos proyectos pueden ser comercializados libremente como commodities y utilizados por los países del Anexo I del Protocolo de Kioto para dar cumplimiento a las obligaciones asumidas en el mismo. Cada certificado de reducción de emisión equivale a una tonelada de CO<sub>2</sub> equivalente que se evita liberar a la atmósfera. A los efectos de valorizar el posible beneficio económico mediante la certificación y comercialización de toneladas de CO<sub>2</sub>eq evitado por producción de energía eléctrica a través de biogás, se toma el valor del certificado de reducción de emisiones del mercado de Londres, el cual a junio 2022 se encuentra en 84,5

EUR<sup>1</sup> (88,6 U\$D). O sea que el caso testigo estaría generando un beneficio económico de **17.455 U\$D/año** o **25,42 U\$D/MWh<sup>2</sup>**. Este beneficio económico se plantea a modo de referencia, teniendo en cuenta que el proceso de certificación del CO<sub>2</sub> conlleva un costo no contemplado en el presente análisis.

#### 6.4.4 Costos evitados de Energía No Suministrada

La Energía No Suministrada es la más costosa de las Energías, dado que, si bien los cuadros tarifarios reconocen montos de compensación, resulta complejo dimensionar la afectación a los usuarios dependientes de la misma, ya que la energía eléctrica es uno de los principales servicios energéticos para distintas actividades: higiene, alimentación, comunicaciones, iluminación, producción y hasta supervivencia entre otros.

Para la zona norte de la Provincia de Buenos Aires, el Organismo de Control de Energía Eléctrica de la Provincia de Buenos Aires (OCEBA) establece un monto a reconocer por la Energía No Suministrada (ENS) hacia los usuarios, proporcional a una categoría tarifaria determinada de acuerdo al informe de la Revisión Tarifaria Integral (RTI). Su valor, para cada rango de categoría tarifaria en que se define, está asociado al costo variable de la energía de dicha categoría [24]

- Costo ENS T1 =  $10 \times Cv1\_T1R$
- Costo ENS T2 y T3 =  $46 \times Cvp\_T3BT$

Luego, según el cuadro tarifario utilizado de agosto 2022 los costos resultan en:

- Costo ENS T1 :  $10 \times 19,9536 = 199,536 \text{ \$/kWh}$
- Costo ENS T2 y T3 :  $46 \times 14,6944 = 675,942 \text{ \$/kWh}$

En el presente estudio, la ENS se relaciona con los indicadores que evalúan la performance global de la calidad de servicio prestado por los distribuidores y la evolución de la misma en los sucesivos períodos de control, conforme a las definiciones dadas normativa internacional IEEE 1366 son:

- SAIFI: Índice de frecuencia media de interrupción del sistema (System Average Interruption Frequency Index). En un período determinado, representa la cantidad promedio de cortes de servicio por usuario.

---

<sup>1</sup> <https://carboncredits.com/carbon-prices-today>

<sup>2</sup> Surge del cociente entre el beneficio en USD anual estimado y la energía neta anual en MWh capaz de producirse por la planta de biogás del caso testigo.

- SAIDI: Índice de duración media de interrupción del sistema (System Average Interruption Duration Index). En un período determinado, representa el tiempo promedio en horas de cortes de servicio por usuario.

En la Provincia de Buenos Aires, el OCEBA monitorea el comportamiento de estos indicadores de calidad de servicio en las Distribuidoras (Tabla 23).

| Indicador | Distribuidora | 2° Sem 2018<br>(35°) | 1° Sem 2019<br>(36°) | 2° Sem 2019<br>(37°) | 1° Sem 2020<br>(38°) | 2° Sem 2020<br>(39°) | 1° Sem 2021<br>(40°) |
|-----------|---------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| SAIFI     | EDEN          | 4.7                  | 5.7                  | 3.3                  | 3.7                  | 3.6                  | 4.8                  |
|           | EDEA          | 4.2                  | 5.8                  | 4.6                  | 5.2                  | 3.6                  | 4.9                  |
|           | EDES          | 3.1                  | 6.0                  | 3.7                  | 5.4                  | 4.0                  | 6.4                  |
|           | EDELAP        | 6.7                  | 5.9                  | 6.7                  | 5.8                  | 5.3                  | 4.9                  |
| SAIDI     | EDEN          | 11.8                 | 15.2                 | 9.0                  | 9.2                  | 7.6                  | 10.6                 |
|           | EDEA          | 7.6                  | 10.9                 | 8.4                  | 9.4                  | 7.4                  | 9.4                  |
|           | EDES          | 5.9                  | 9.9                  | 5.6                  | 7.6                  | 4.9                  | 7.7                  |
|           | EDELAP        | 10.5                 | 9.7                  | 14.1                 | 10.1                 | 11.7                 | 8.8                  |

Los periodos de control van de 1° de diciembre a 1° de junio, de modo que el 1° semestre de 2019 va del 12/12/2018 al 1°/06/2019

Los indices incluyen todas las interrupciones > 3 min, tanto propias como externas

Todos los semestre tienen casos de fuerza mayor pendientes de resolución que, eventualmente, podrían modificar el valor de los índices consignados

Tabla 23. Indicadores de Calidad de Servicio: Fuente OCEBA

Para realizar una estimación de los costos evitados de una Distribuidora por disminución de Energía No Suministrada gracias a la incorporación de Generación Distribuida a través de biogás desde feedlots se computa la energía que el feedlot testigo puede aportar a los usuarios vinculados al mismo alimentador de MT, tomando para ello de referencia a la distribuidora EDEN del norte de la PBA.

La cantidad de horas de ENS estimadas para este análisis (51 hs) surge de los datos de calidad de servicio de la distribuidora EDEN (Tabla 23). La cantidad de usuarios vinculados al alimentador y tipo de usuarios se planteó en base a una extrapolación de los datos de la misma distribuidora (ANEXO 6).

| Tiempo Estimado de ENS por semestre [horas]        | 51               |              |
|----------------------------------------------------|------------------|--------------|
| Tipo de usuario beneficiado                        | T1               | T2 ó T3      |
| Costo de ENS por tipo de usuario [\$/kWh]          | 199.536          | 675.942      |
| Cantidad estimada de usuarios al alimentador*      | 12               | 2            |
| Potencia promedio de usuario [kW]                  | 5                | 20           |
| Potencia estado de suministrar por tipo de usuario | 60               | 40           |
| ENS por tipo de usuario por semestre [kWh]         | 3060             | 2040         |
| Costo evitado de ENS semestral por tipo de usuario | \$ 610,580       | \$ 1,378,922 |
| Costos semestrales de ENS evitables para Dist.     | \$ 1,989,502     |              |
| <b>Costo ponderado evitable de ENS [AR\$/kWh]</b>  | <b>\$ 390.10</b> |              |
| Costo anual de ENS evitable para Dist. [AR\$]      | \$ 3,979,004     |              |
| Tasa de cambio a fecha de cuadro tarifario         | 140              |              |
| Costos evitados por ENS anuales para Dist. [USD]   | \$ 28,421        |              |

Tabla 24. Estimación de costos evitados semestrales de ENS para Distribuidora EDEN por el aporte de un caso testigo de GEB-Feedlot de 100 kW

Se observa que los costos evitados por ENS para la distribuidora EDEN debido al aporte de energía eléctrica de un caso testigo podrían alcanzar los **USD 28.421 anuales** o bien, a modo de referencia **2,79 USD/kWh**. Este último costo evitado por unidad de energía, refleja la fuerte penalización que existe para evitar la ENS.

Para un mejor aprovechamiento de la inyección de GD desde feedlots, u otros Recursos Energéticos Distribuidos, se requerirán instalar en las redes de Distribución dispositivos y sistemas de control que permitan aislar la falla causante de la interrupción del servicio de la manera más selectiva posible. Esto es a los efectos que el alimentador de MT permanezca operativo en la extensión necesaria para permitir la continuidad de servicio, siempre que no existan fallas que lo condicionen.

#### 6.4.5 Mejoramiento calidad de producto eléctrico, nivel de tensión local

Las Distribuidoras de energía eléctrica son responsables de suministrar el producto eléctrico dentro de los rangos establecidos por la autoridad competente que, en el caso de la Provincia de Buenos Aires, es OCEBA [24]. La calidad del producto eléctrico se evalúa de forma local, principalmente, por el nivel de tensión brindado al usuario y por otros parámetros, como la presencia de armónicos. El OCEBA establece las variaciones máximas admitidas en distintos niveles de tensión (Alta, Media o Baja tensión) y distingue a los suministros de zonas rurales, con un margen mayor atendiendo a la dificultad técnica de caídas de tensión en las redes de las distribuidoras.

|                                                                        |          |
|------------------------------------------------------------------------|----------|
| Alta tensión                                                           | ± 7,0 %  |
| Media tensión                                                          | ± 8,0 %  |
| Baja tensión                                                           | ± 8,0 %  |
| Para las zonas Rurales se admitirá, en el punto de suministro, hasta : | ± 12,0 % |

Tabla 25. Variaciones de tensión admisibles en la Provincia de Buenos Aires reglamentadas por OCEBA – fuente [24]

Para el caso de incumplimientos en los niveles de tensión, las sanciones se calculan en base a la valorización de la totalidad de la energía suministrada en condiciones de calidad deteriorada, de acuerdo a lo especificado en la siguiente tabla:

Suministros Rurales

| VARIACION DE TENSION (%) | VALORIZACION DE LA ENERGIA (% sobre CENS) |
|--------------------------|-------------------------------------------|
| $12 < \Delta U < 14$     | 2,25%                                     |
| $14 < \Delta U < 16$     | 20,12%                                    |
| $16 < \Delta U < 18$     | 55,21%                                    |
| $\Delta U > 18$          | 100,00%                                   |

Tabla 26. Límites admisibles de variación de tensión para zonas rurales de la Provincia de Buenos Aires – Fuente [24]

Existen tablas que establecen las sanciones para suministros en los diferentes niveles de tensión, para el alcance del presente se adopta lo indicado en la Tabla 26 correspondiente a la zona rural<sup>1</sup>, reconociendo a este tipo de zona como posible área de influencia de los sistemas de biogás en feedlots.

Respecto a las sanciones, una vez que el OCEBA las dictamina, se extienden desde el período de medición hasta que el distribuidor demuestre en forma fehaciente, mediante la realización de un nuevo registro, que el inconveniente ha sido solucionado. En el ANEXO 7 se muestran penalizaciones a distribuidoras de la Provincia de Buenos Aires, donde se observa que entre los años 2015 y 2019 se aplicaron penalizaciones por la baja calidad del producto eléctrico en la Provincia de Buenos Aires por **\$ 37.334.774**, vinculadas esencialmente con la degradación del nivel de tensión.

La inyección de Generación Distribuida desde feedlots puede colaborar en aumentar el nivel local de tensión en la red a la cual está conectado y así mejorar la calidad del producto eléctrico [19]. Esto depende de distintos factores como el consumo variable, la relación de potencia inyectada al alimentador de MT respecto a las cargas vinculadas al mismo, longitud del alimentador de MT, topología de la red de distribución (mayormente radial) y grado de penetración de Generación Distribuida al mismo alimentador.

Para valorizar los costos evitados de la Distribuidora por mejoramiento en el nivel de tensión local, se deberían modelar los flujos de carga desde cada punto de inyección, con el alcance de la red de distribución. Para ello se deben contemplar las variables mencionadas arriba y los parámetros eléctricos de la red, a los efectos de determinar el porcentual de mejora del nivel de tensión en los puntos próximos a la inyección de energía desde el feedlot. Este tipo de análisis, denominado flujo de carga o flujo de potencia, resulta necesario también para verificar que la variación de los niveles de tensión se mantendrá dentro de los rangos establecidos en la Tabla 25. Si bien, este análisis no se realiza en la presente tesis, existen

<sup>1</sup> Las sanciones en zonas No rurales en diferentes niveles de tensión son más severas ante menores rangos de caída de tensión.

otros estudios como el citado en la referencia [19], donde se modelan casos similares de inyección de Generación Distribuida, que concluyen que el nivel de tensión mejora gracias al aporte de GD en diferentes nodos de la red de distribución. Desde esta referencia, se reconoce a la inyección Generación Distribuida desde feedlot como un aporte a la calidad de producto eléctrico local.

#### 6.4.6 Propuesta de beneficios promocionales para incentivar el sector

Reconociendo los beneficios presentados en los apartados anteriores respecto al aprovechamiento de residuos en feedlots para la producción de energía eléctrica con inyección a la red e identificando las limitaciones que generan los precios de compensación de energía contemplados, ya sea en el marco de Generación Distribuida como en el MATER, a continuación se plantea una propuesta de beneficios promocionales para los feedlots de baja y mediana escala en la Provincia de Buenos Aires.

En primera instancia se propone que los beneficios promocionales se apliquen en el marco de la Ley 27.424 de Generación Distribuida, por lo que el establecimiento feedlot tendría la figura de usuario-generador. En este marco comercial, el feedlot podría inyectar sus excedentes de Energía Eléctrica a la red de distribución local y ser compensado con el sistema de balance neto de facturación. Si bien los beneficios que se plantean serían diferenciados respecto a otros usuarios-generadores, para la implementación del régimen de Generación Distribuida la Provincia de Buenos Aires debería adherir de forma integral a esta Ley, lo que al momento de este estudio aún se encuentra pendiente.

La elección de este marco regulatorio se basa principalmente en que las instalaciones resultan más económicas que las requeridas para aplicar al MATER, dado que el esquema propone el uso de un generador operando de forma constante, lo que requiere una menor inversión inicial. A su vez, para comercializar en el MATER, el establecimiento debería inscribirse como Agente del Mercado Eléctrico Mayorista, ajustándose a una serie de requerimientos por parte de CAMMESA y la Secretaría de Energía, los cuales en comparación con los requisitos para incorporarse como usuario-generador desde la Distribuidora local, son mayores, a riesgo de desalentar la realización del proyecto [23].

Los beneficios promocionales se plantean en dos aspectos: precio de la compensación de energía y cargos por potencia. El precio de compensación de la energía se propone establecerlo en base a los costos evitados referidos a:

- ***Perdidas evitadas en Transporte y Distribución Troncal***, presentadas en la sección 6.4.1, que representan **6 u\$s/MWh**
- ***Costo de combustible fósil desplazado*** planteado en la sección 6.4.2 en torno a **172 u\$d/MWh**.

Desde los costos evitados mencionados, se propone la construcción de un Precio Incentivo de Promoción (PIP), quedando el mismo como resultado de la sumatoria:

$$\text{PIP} = 6 \text{ u}\$/\text{MWh} + 172 \text{ u}\$/\text{MWh} = \mathbf{178 \text{ u}\$/\text{MWh}}$$

El Precio Incentivo de Promoción se propone en el marco del Art. 27 de la Ley 27.424 y podría financiarse mediante el FODIS creado por la misma Ley. Este Precio Incentivo de Promoción puede compararse con el Costo Marginal Medio del MEM a junio de 2022 que se encuentra en 190,9 u\$/MWh, quedando incluso menor al valor medio operativo de las unidades generadoras que participan en este mercado.

Por otra parte, también se plantea el agregado de un beneficio promocional referido a los costos de contratación de potencia para los usuarios-generadores de feedlots. En este sentido se propone que la Distribuidora bonifique el 100% de los cargos de contratación de potencia para los feedlots, quedando también con esto subsanado el aspecto económico del vacío regulatorio identificado en la sección 6.2.2, relacionado con la potencia posible de inyectar desde Generación Distribuida<sup>1</sup>. La bonificación de los cargos de potencia por parte de la distribuidora se plantea desde la identificación de los costos evitados de las penalizaciones por calidad de servicio (ENS) y calidad de producto (nivel de tensión). Esta propuesta se basa también en que la Generación lograda desde feedlots es de potencia firme y aporta energía desde una fuente de generación renovable con alto factor disponibilidad. Si bien podrían existir eventuales limitaciones en las instalaciones de la distribuidora en cuanto a estructura, como la capacidad del alimentador de MT, elementos de control, protección y maniobras, estas podrían gestionar los medios necesarios, en conjunto con los organismos provinciales y nacionales de incumbencia, para facilitar la incorporación de los aprovechamientos energéticos propuestos desde feedlots.

En la Tabla 27 se resumen los beneficios identificados y la propuesta de incentivo a implementar en base a los mismos, como también la fuente de financiamiento.

| Beneficios promocionales para producción de EE desde biogás en feedlots de baja y mediana escala |                   |                                                    |                |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------|----------------------------------------------------|----------------|
| Beneficios identificados                                                                         | Valorización      | Incentivo a implementar                            | Financiamiento |
| Perdidas evitadas en Transporte y Distribución Troncal                                           | 6 [U\$D/MWh]      | Precio Incentivo de Promoción de energía inyectada | Estado -FODIS  |
| Costo de combustible fósil desplazado                                                            | 172 [U\$D/MWh]    |                                                    |                |
| Emisiones GEI Evitadas                                                                           | 17.455 [U\$D/año] | Potencial desarrollo                               |                |
| Costos evitados de Energía No Suministrada                                                       | 28.421 [U\$D/año] | Compensación de cargos de potencia                 | Distribuidoras |
| Mejoramiento calidad de producto eléctrico                                                       | No Contabilizado  |                                                    |                |

<sup>1</sup> En Art 4 de la Ley 27.424 se establece que el usuario-generador podrá inyectar como máximo la misma potencia que contrata, para inyectar mayores potencias deberán analizarse los casos particulares.

Tabla 27. Beneficios promocionales para producción de EE desde biogás en feedlots de baja y mediana escala

Con los beneficios de promoción propuestos, se realizan nuevamente los cálculos de viabilidad económica para el caso testigo de un feedlot de 2500 cabezas en el marco de la Ley 27.424, contemplando el Precio Incentivo de Promoción y la bonificación de cargos de potencia.

| <b>Análisis de Beneficios por venta de Energía en el marco de Ley 27424 - Balance Neto de Facturación con Precio Incentivo Promocional (PIP)</b> |               |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------|
| Capacidad (cabezas)                                                                                                                              | 2500          |
| Biogás [m3/día]                                                                                                                                  | 1191.7        |
| EE diaria [kWh]                                                                                                                                  | 2503          |
| kW op 24 hs/día                                                                                                                                  | 104.3         |
| EE anual (kWh) con Factor de Planta 0.8 [kWh]                                                                                                    | 720740.16     |
| EE anual requerida para autoconsumo [kWh]*                                                                                                       | 78432.0       |
| EE anual disponible para inyectar a la Red [kWh]                                                                                                 | 642308.2      |
| Compensación por excedente de energía Precio Promocional [\$/kWh]*                                                                               | \$ 24.92      |
| Balance Neto de compensación anual con Precio Promocional [\$]                                                                                   | \$ 16,006,319 |
| Tasa de cambio Agosto 2022 [AR\$/USD]                                                                                                            | 140           |
| Beneficios por venta de Energía luego de Balance Neto [USD]                                                                                      | \$ 114,331    |

Tabla 28. Cómputo de beneficios por venta de energía eléctrica en GD Precio Incentivo Promocional propuesto – Elaboración propia

Con el beneficio actualizado por los aportes de excedentes de energía eléctrica a la Red de Distribución gracias al Precio Incentivo de Promoción propuesto, se ajustan los datos económicos considerados para el caso testigo, quedando los mismos según lo detallado en la Tabla 29:

| <b>Tabla resumen de supuestos para caso testigo - GD en PBA con Beneficios promocionales propuestos (PIP + Bonificación cargos de potencia)</b> |                  |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------|
| Inversión Planta de BIOGAS 105 kW                                                                                                               | \$ 548,625       |
| Venta de Energía Eléctrica anual PEST [u\$d/año]                                                                                                | \$ 114,331       |
| Ahorro anual consumo eléctrico [u\$d/año]                                                                                                       | \$ 6,293         |
| Ahorro anual consumo GAS [u\$d/año]                                                                                                             | \$ 943           |
| Beneficios Fiscales Ley 27.424 [u\$d/unica vez]                                                                                                 | \$ 27,270        |
| Costos anuales O&M totales                                                                                                                      | \$ 28,548        |
| Costo anual Facturación Eléctrica                                                                                                               | \$ 1,573         |
| Costo anual de O&M u\$d (salarios+administracion)                                                                                               | \$ 14,070        |
| Costo anual de O&M u\$d (Mant. de digestores)                                                                                                   | \$ 5,200         |
| Costo anual de O&M u\$d (Mant. de generadores)                                                                                                  | \$ 7,705         |
| Moneda                                                                                                                                          | U\$D             |
| Inflación                                                                                                                                       | No aplicada      |
| Amortización [años]                                                                                                                             | 10               |
| Tasa descuento (u\$d)                                                                                                                           | 10%              |
| <b>VAN 10 años</b>                                                                                                                              | <b>47,727.03</b> |
| <b>TIR 10 años</b>                                                                                                                              | <b>12.1%</b>     |
| <b>Payback</b>                                                                                                                                  | <b>6 años</b>    |

Tabla 29. Resumen de supuestos para análisis de viabilidad económica de caso testigo en GD con Precio Incentivo Promocional propuesto – Elaboración Propia

La incidencia de los beneficios de promoción propuestos puede observarse en los valores de Venta de EE anual y Costo anual de facturación Eléctrica, los cuales se modifican respecto al caso estudiado en el apartado 6.3.4, donde se evaluó el régimen de Generación Distribuida para el caso testigo sin beneficios promocionales. También, como parte del paquete de beneficios promocionales, se propone eliminar para las tecnologías en las escalas propuestas, la eliminación del tope para el Certificado Fiscal, el cual asciende a U\$D 27.270 por única vez. Con esto, los indicadores económicos del caso testigo muestran mejoras ( $VAN > 0$  y  $TIR > 0$ , con un Paybak menor al tiempo de amortización planteado) que permiten concluir que los beneficios de promoción propuestos generan condiciones de viabilidad económica para la escala de proyecto estudiada. A continuación, se agrega el cuadro de resultados para el caso en estudio.

| CR Caso Testigo - 100 % capital propio - Amortización 10 años - con beneficios promocionales propuestos en el marco de Ley 27.424 |         |         |            |            |            |            |            |            |            |            |            |            |            |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------|---------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Inversión                                                                                                                         | \$      | 548,625 | 0          | 1          | 2          | 3          | 4          | 5          | 6          | 7          | 8          | 9          | 10         |
| Ingresos                                                                                                                          |         |         |            |            |            |            |            |            |            |            |            |            |            |
| Venta Exedentes a Red - GD - PIP                                                                                                  |         |         | \$ 114,331 | \$ 114,331 | \$ 114,331 | \$ 114,331 | \$ 114,331 | \$ 114,331 | \$ 114,331 | \$ 114,331 | \$ 114,331 | \$ 114,331 | \$ 114,331 |
| Ahorro consumo Eléctrico                                                                                                          |         |         | \$ 6,293   | \$ 6,293   | \$ 6,293   | \$ 6,293   | \$ 6,293   | \$ 6,293   | \$ 6,293   | \$ 6,293   | \$ 6,293   | \$ 6,293   | \$ 6,293   |
| Ahorro consumo GAS                                                                                                                |         |         | \$ 943     | \$ 943     | \$ 943     | \$ 943     | \$ 943     | \$ 943     | \$ 943     | \$ 943     | \$ 943     | \$ 943     | \$ 943     |
| Crédito Fiscal Ley 27.424                                                                                                         |         |         | \$ 27,270  |            |            |            |            |            |            |            |            |            |            |
| Egresos                                                                                                                           |         |         |            |            |            |            |            |            |            |            |            |            |            |
| Costo fijo anual                                                                                                                  |         |         | \$ 28,548  | \$ 28,548  | \$ 28,548  | \$ 28,548  | \$ 28,548  | \$ 28,548  | \$ 28,548  | \$ 28,548  | \$ 28,548  | \$ 28,548  | \$ 28,548  |
| Margen Operativo                                                                                                                  |         |         | 120289     | 93019      | 93019      | 93019      | 93019      | 93019      | 93019      | 93019      | 93019      | 93019      | 93019      |
| Margen Bruto                                                                                                                      |         |         | 120,289    | 93,019     | 93,019     | 93,019     | 93,019     | 93,019     | 93,019     | 93,019     | 93,019     | 93,019     | 93,019     |
| Amortización                                                                                                                      |         |         | 54,863     | 54,863     | 54,863     | 54,863     | 54,863     | 54,863     | 54,863     | 54,863     | 54,863     | 54,863     | 54,863     |
| Impuesto Ganacias (N/A)                                                                                                           | 0.35    |         |            |            |            |            |            |            |            |            |            |            |            |
| Margen neto                                                                                                                       |         |         | 120,289    | 93,019     | 93,019     | 93,019     | 93,019     | 93,019     | 93,019     | 93,019     | 93,019     | 93,019     | 93,019     |
| Flujo Neto Efectivo o Caja                                                                                                        | -548625 |         | 120,289    | 93,019     | 93,019     | 93,019     | 93,019     | 93,019     | 93,019     | 93,019     | 93,019     | 93,019     | 93,019     |

Tabla 30. Cuadro de Resultados de caso testigo en GD con PIP – Elaboración Propia

## 6.4.7 Elementos para programa de Programa de Política Pública

Los beneficios promocionales propuestos para incentivar la producción de biogás y la generación de energía eléctrica desde feedlots en el marco de la Ley 27.424 incluyen un Precio Incentivo de Promoción y la bonificación del 100% de los cargos de potencia por un periodo de 10 años desde que el feedlot, como usuario-generador, comienza su operación, y alcanza a los establecimientos con una potencia instalada de hasta 10 MW registrados en la Provincia de Buenos Aires.

La potencia límite se dimensionó en base a información provista por la Cámara Argentina de feedlot [40] que muestra que existen 422.849 cabezas de ganado vacuno en la Provincia de Buenos Aires distribuidas en 300 en feedlots con un tamaño promedio de 1.556 cabezas. Este objetivo limitado en potencia pretende motivar la adopción de esta tecnología en estos establecimientos.

Los establecimientos de engorde bovino en corral en la Provincia de Buenos Aires sumaban un total de 1.320.000 cabezas en el año 2015 [41]. Resulta importante destacar que la mayoría de los productores en el país son de menos de 500 cabezas de capacidad instantánea, en el orden del 69% [10]. Se observa una notable disminución de cabezas de lo identificado del año 2015 al 2022, lo que da cuenta de una disminución de la actividad de producción vacuna en feedlots. La causa de esta merma en la producción se atribuye a diversos factores, destacando el alto costo de los granos que se utilizan para engorde en este tipo de establecimiento [45], lo cual, para los productores que poseen campos abiertos, resulta más económico que los animales se alimenten del pastizal. Esta disminución de cabezas en feedlots reduce directamente la posibilidad de generación de biogás desde la producción vacuna, ya que la colección del estiércol sería un proceso ineficiente, contemplando las extensiones de campos donde crecen los animales. También, la reducción de la actividad vacuna en feedlots disminuye la posibilidad de reducir el impacto ambiental por producción

vacuna, debido a las emisiones de CH<sub>4</sub>. A su vez, tampoco sería posible la producción de biofertilizantes (biol y biosol) que suplanten fertilizantes, los cuales requieren un proceso industrial para su elaboración con sus respectivos requerimientos energéticos e impacto ambiental.

El Programa comenzará con la aplicación de beneficios de promoción para establecimientos con más de 500 cabezas. Los feedlots que se encuentran en este rango corresponden al 30% del total de productores, que aportan el 70 % de la producción total de la Provincia, representando alrededor de 326.800 cabezas de capacidad. Con esto, el programa podría estimular el potencial energético de los efluentes de 250.000 cabezas de ganado, alrededor del 75% de la capacidad de producción vacuna en feedlots en la PBA, lo que se traduce en 69.120 MWh/año con una potencia instalada distribuida del orden de los 10 MW. Estos establecimientos estarían aportando energía eléctrica firme las 24 hs, con la posibilidad de administrarse para el despacho eléctrico diario con las Distribuidoras locales, aunque para ello deberían establecerse los marcos regulatorios necesarios, dando lugar a la posibilidad de brindar servicios a la Red desde los feedlots.

El lanzamiento del Programa se propone desde la Subsecretaría Eléctrica de la Secretaría de Energía del Estado Nacional, en el marco de la Ley 27.424. La primera etapa podría alcanzar a la Provincia de Buenos Aires, por ser una de las provincias con mayor producción de vacunos desde feedlots [40], para luego, en base a la experiencia, ampliarse a otras provincias con un amplio potencial de desarrollo del sector, como Córdoba y Santa Fe.

### **Objetivos del Programa**

- a) Incrementar las fuentes de Generación Distribuida, diversificando las tecnologías que aportan energía a la Red de Distribución, particularmente a través la producción de biogás y generación de energía eléctrica con inyección a la Red desde feedlots de la Provincia de Buenos Aires.
- b) Disminuir la emisión de GEI propia de la producción bovina.
- c) Incentivar la industria de producción bovina concentrada, a los efectos de permitir gestionar sus residuos y aprovechar los recursos energéticos.
- d) Mejorar la calidad de Servicio Eléctrico.
- e) Disminuir costos operativos del SADI y las emisiones de CO<sub>2</sub>

### **Estrategias**

- a) Promover la implementación de procesos de digestión anaeróbica en feedlots para la producción de biogás y generación de energía eléctrica con inyección a la Red en la

Provincia de Buenos Aires de baja y mediana escala, mediante la asignación de beneficios promocionales definidos en 6.4.6, en el marco del régimen de GD.

- b) Aplicar los beneficios hasta que se alcance la instalación de una potencia de 10 MW en generación eléctrica desde feedlots en la PBA mediante el Programa.
- c) Mantener los beneficios al establecimiento alcanzado por el programa por una duración de 10 años. Los beneficios por venta de EE se depositarán a la cuenta corriente del usuario generador de forma mensual y en moneda local, a tasa de cambio indicada por el Banco Nación al día anterior a la acreditación.
- d) Eliminar para las tecnologías propuestas en las escalas planteadas el tope de retribución mediante Certificado Fiscal.
- e) Ofrecer líneas de financiamiento de hasta el total de las inversiones requeridas para instalación de la planta de biogás a tasas preferenciales, subsidiadas por el FODIS.
- f) Conformar un comité técnico con profesionales especialistas en lo referido a la producción de biogás para asesoramiento sin costo a los establecimientos que presenten interés en la aplicación al programa. El comité se conformará por personal especialista de los rubros necesarios de las instituciones estatales INTA, INTI, CONICET y CNEA.
- g) Asistir y financiar a las Distribuidoras en las mejoras requeridas para la implementación del Programa en la Provincia de Buenos Aires, articulando con las instituciones y programas locales relacionadas al tema, como lo son para este caso el FREBA y el programa PROINGED.
- h) Generar un marco colaborativo con Universidades Públicas en las que realicen investigación y se dicten carreras de Ingeniería Eléctrica o Electromecánica para la realización de estudios eléctricos, a los efectos de realizar una evaluación previa de los efectos en las redes, por la incorporación de potencia mediante el Programa.
- i) Ante un eventual crecimiento de los aprovechamientos energéticos desde feedlots y la posibilidad de incorporar inyecciones de potencia de otros establecimientos o tecnologías, como podría ser la fotovoltaica, la Distribuidora aplicará el orden de prioridad, siendo el criterio “primero en el tiempo, primero en el derecho”. La estrategia de aplicación de este criterio se plantea como incentivo para acelerar la instalación de nuevas producciones de Generación Distribuida en menor tiempo, a los efectos que el usuario-generador se asegure una porción de capacidad del alimentador de MT al cual inyectará su producción de energía.

### **Indicadores de Desempeño**

- a) Relevar los establecimientos factibles de aplicación al Programa y generar un registro de los emplazamientos que apliquen al mismo, construyendo con estos datos un indicador porcentual de avance del programa.
- b) Construir y mantener indicadores de producción de biogás e inyección a la Red gracias a la incorporación de potencia mediante el Programa
- c) Mantener un indicador de Emisiones Evitadas de GEI logradas gracias a la aplicación del Programa.
- d) Evaluar el comportamiento de calidad de producto y servicio eléctrico de las Distribuidoras donde ingresen inyecciones de Energía Eléctrica a la Red mediante el programa y comparar con otras Distribuidoras donde aún no se implementen, a los efectos de contrastar las posibles mejoras gracias a la aplicación del Programa.

### **6.4.8 Conclusiones del Capítulo**

La inyección de Energía Eléctrica desde la producción de biogás en feedlots presenta diversos beneficios, ya que se pueden evitar costos tanto para el MEM y las Distribuidoras como costos ambientales con impacto en toda la sociedad.

Para las escalas de feedlots analizadas en el presente estudio, entre 500 y 5000 cabezas, los beneficios de promoción planteados generan condiciones adecuadas para que los proyectos resulten viables económicamente por la venta de EE a la red en el marco del régimen de Generación Distribuida. Los beneficios promocionales propuestos surgen de evaluar los costos evitados de su incorporación en la red por lo que no implicaría un mayor gasto para el Estado nacional, aunque el desafío será una redistribución sectorial.

Los elementos para el Programa de Política Pública propuesto se fundamentan desde beneficios concretos identificados de aprovechar un recurso energético distribuido renovable, quedando incluso algunos beneficios, relacionados con el aspecto ambiental, fuera de las compensaciones propuestas. Este programa si bien se plantea inicialmente para la Provincia de Buenos Aires podría extenderse a otras provincias adheridas a la Ley 27.424, como también a otras actividades con generación intensiva de residuos orgánicos, como ser la cría de cerdos, pollos, frigoríficos y tambos.

## **7. Conclusiones finales**

En el presente estudio se identificó que la producción de biogás en feedlots de baja y mediana escala permite obtener energía eléctrica y gas suficiente para su autoabastecimiento y la inyección de alrededor del 70 % de su producción de Energía Eléctrica a la Red de Distribución. El proceso de producción de biogás en feedlots aporta una solución al tratamiento de los residuos orgánicos de esta actividad, disminuyendo el impacto ambiental como la contaminación de cuerpos de agua, emanación de olores y multiplicación de plagas típicas de la actividad. Los costos de inversión asociados a la instalación de plantas de biogás en feedlots condicionan la expansión de estos sistemas de este aprovechamiento energético. Además, los mecanismos existentes para comercializar la energía eléctrica desde feedlots, ya sea desde Generación Distribuida o a través del MATER, no son viables económicamente, dado que su aplicación brinda indicadores económicos desfavorables para las escalas de producción planteadas en el presente estudio. Si bien en Argentina y la Provincia de Buenos Aires se han impulsado regímenes que promocionan las energías renovables y la generación distribuida, la producción de biogás y la generación de Energía Eléctrica en las escalas de producción planteadas no cuentan con condiciones económicas y regulatorias favorables o mínimas que alienten su difusión y la explotación de este recurso.

No obstante, el análisis realizado en el presente estudio, permitió identificar beneficios suficientes que desde aspectos económicos, técnicos y ambientales justifican la promoción de la actividad de producción de biogás desde feedlots de baja y mediana escala. El trabajo propone que estos beneficios se traduzcan en incentivos para la difusión de esta actividad en el marco de un programa de política pública integral. El Programa planteado resulta de un análisis integrador en el ámbito de la Gestión de la Energía, el cual se sustenta por los propios beneficios que genera para la sociedad.

La actividad de producción de biogás de baja y mediana escala desde feedlots con generación de energía eléctrica para inyección a las redes de distribución tiene un alto potencial de desarrollo en la Provincia de Buenos Aires y podría contribuir a descarbonizar la matriz de generación eléctrica, disminuir el impacto ambiental de la producción de carne vacuna y aportar energía eléctrica de forma estable desde la Generación Distribuida, mejorando la calidad de servicio eléctrico local.

En base a los beneficios reconocidos de la producción de biogás y generación de EE desde feedlots de baja y mediana escala se propone, como etapa futura, continuar con el estudio de otras industrias agropecuarias, frigoríficos o tambos, que generen subproductos aprovechables para la producción de biogás con fines eléctricos. Esta propuesta se plantea desde el reconocimiento de subproductos orgánicos de distintas actividades industriales como posibles fuentes de recursos energéticos que se encuentran en el país de forma distribuida.

También queda pendiente la valorización de otros costos evitados e inversiones evitadas. Valorización del digerido, como reemplazo de fertilizantes industrializados que conllevan su traza de carbono. En lo referido a emisiones evitadas, el presente estudio alienta el desarrollo de mercado de reducción de emisiones local.

Para evaluar la ejecución de nuevos proyectos de industrias en las que se obtengan subproductos orgánicos aptos para la producción de biogás se propone realizar estudios de economía ecológica [49]. La economía ecológica entiende que la actividad económica no es una actividad que sólo utilice bienes ambientales o recursos naturales de manera aislada, sino que es una actividad que está precisamente centrada en la utilización de los ecosistemas. Su base de sustentación se fundamenta en aspectos biofísicos fundamentales, como las leyes de la termodinámica y donde la escala de desarrollo de la economía está limitada por el propio ecosistema. Esta forma de análisis resulta relevante, ya que permite contemplar desde las etapas de planificación el aspecto ambiental y económico de los aprovechamientos de biogás dentro de un conjunto de actividades que pueden relacionarse intercambiando recursos, como puede ser energía eléctrica, térmica, digerido para fertilizante, producción de carne vacuna, con el objetivo de promover el desarrollo sustentable.

Por último, para favorecer las condiciones desde el sector industrial, será necesario estudiar las capacidades de la industria local, con el objetivo de promover el desarrollo local necesario para la expansión de la actividad y con ello también mejorar los costos de las instalaciones requeridas. Esto podría lograrse por la propia creación de un mercado que demande productos y servicios relacionados a la producción de biogás para bajas o medianas escalas acompañando por mejoras en los desarrollos de productos.

Para la promoción de la actividad, el Estado, desde sus instituciones relacionadas a la ciencia, técnica, energía e industria, es un actor importante para impulsar el desarrollo tecnológico en las escalas planteadas, lo que demanda el diseño e implementación de políticas públicas que generen condiciones y articulen los mecanismos necesarios para la promoción de esta actividad, y extender los beneficios a otros sustratos residuales de la industria agropecuaria, para escalas de potencias similares

## 8. Referencias

- [1] Energías Renovables- Energía Biomasa, Coordinación de Energías Renovables Dirección Nacional de Promoción Subsecretaría de Energía Eléctrica 2008
- [2] Teodorita Al Seadi, Biogas Handbook (2008), Published by University of Southern Denmark Esbjerg.
- [3] Hilbert A. J., Manual para la producción de biogás, Instituto de Ingeniería Rural, INTA, Castelar.
- [4] Varnero, M. M. T. Manual del Biogás FAO (2011). Chile. Recuperado a partir de <http://www.fao.org/docrep/019/as400s/as400s.pdf>.
- [5] Sarker S, Lamb JJ, Hjelme DR, Lien KM. A Review of the Role of Critical Parameters in the Design and Operation of Biogas Production Plants. Applied Sciences. 2019
- [6] Casanovas, G., Della, F., Reymundo, F., & Serafini, R. (2019). Guía teórico-práctica sobre el biogás y los biodigestores. FAO. Obtenido de [http://www.probiomasa.gob.ar/\\_pdf/GuiaDeBiogasyBiodigestores-19-08-29.pdf](http://www.probiomasa.gob.ar/_pdf/GuiaDeBiogasyBiodigestores-19-08-29.pdf).
- [7] Kossmann, W., Pönitz, U., Hoerz, T., Krämer, P., Klingler, B., Kellner, C., & Euler, H. (1999). Biogas-Application and Product Development. Biogas digest, 2.
- [8] Bragachini, M., Bragachini, M., Méndez, J. M., Mathier, D., Errasquin, L., Alladio, M., & Riedel, J. L. (2014). Informe de la visita al establecimiento “La Micaela” Feedlot en Carlos Tejedor, Provincia de Buenos Aires. Generación de biogás y biofertilizante con estiércol bovino.
- [9] Chomicki, C., & Nogar, G. (2021). Generación en transición. Bioenergía a partir de residuos pecuarios en Argentina. Pampa, (21), e0017. <https://doi.org/10.14409/pampa.2020.21.e0017>
- [10] Castela Caruana M. E., Economía y organización de proyectos de generación de bioenergía en feedlots en Argentina, 1° Edición (2008), CONICET – CEUR, Buenos Aires. Argentina
- [11] Morton, C., & Thompson, R. (2019). Global Potential of Biogas. World Biogas Association (2019)
- [12] CNEA, Síntesis de Mercado Eléctrico Mayorista de la República Argentina, Año XXII, N° 258, Junio 2022.
- [13] Luostarinen, S., Normak, A., & Edström, M. (2011). Overview of biogas technology. Overview of Biogas Technology. Baltic manure WP6 Energy potentials, 47.
- [14] De Energías Renovables, S., & Energética, E. (2019). Introducción a la generación distribuida de energías renovables. Argentina. gob. Recuperado de <https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/introduccion-a-la-generacion-distribuida-de-er.pdf>.
- [15] A. Levy, D. Messina y R. Contreras Lisperguer, “Definiciones del sector eléctrico para la incorporación de las energías renovables variables y la integración regional en América Latina y el Caribe”, Documentos de Proyectos (LC/TS.2021/147), Santiago, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), 2021.
- [16] Lauer, M., Röppischer, P., Thrän, D., Flexible Biogas Plants as Servant for Power Provision Systems with High Shares of Renewables: Contributions to the Reduction of the Residual Load in Germany (2017), 25th European Biomass Conference and Exhibition, Stockholm, Sweden
- [17] AEA 92559-3 Parte 3, Capítulo 1/ Carlos García del Corro, Redes Eléctricas Inteligentes, Sistemas de Generación de Energía mediante Fuentes Renovables, conectadas a la Red de Distribución de Baja Tensión (2018), Asociación Electrotécnica Argentina, CABA.
- [18] Abur, A. (2002). Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica (Doctoral dissertation, Universidad Carlos III).

- [19] Piumetto, M. (2015). Estudio de las influencias y aportes de la Generación Distribuida para controlar y optimizar el funcionamiento de las Redes Eléctricas de Distribución características de la República Argentina.
- [20] Jabeck, B. (2014). The impact of generator set underloading. Caterpillar.
- [21] Strbac, G., Konstantelos, I., & Djapic, P. (2016). Analysis of Integrated Energy Storage Contribution to Security of Supply: Report for Smarter Network Storage Project.
- [22] Heinen, S., Elzinga, D., Kim, S. K., & Ikeda, Y. (2011). Impact of smart grid technologies on peak load to 2050. IEA.
- [23] Los Procedimientos Versión XXVIII PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CÁLCULO DE PRECIOS Recopilación No Oficial de las Resoluciones Ex-SEE 61/92 y sus modificaciones ( 2020 ) CAMMESA
- [24] NORMAS DE CALIDAD DEL SERVICIO PÚBLICO Y SANCIONES, Sub ANEXO D, RESOLUCIÓN MI ySP 419/17, RESOLUCIÓN OCEBA 168/18.
- [25] Jiménez, R. A., Serebrisky, T., & Mercado Díaz, J. E. (2014). Electricidad perdida: dimensionando las pérdidas de electricidad en los sistemas de transmisión y distribución en América Latina y el Caribe.
- [26] Stevenson W. D., Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia, 2ª Edición (1985), McGRAW-HILL, Mexico.
- [27] Wildi, T. Máquinas Eléctricas y Sistemas de Potencia 6ª Edición (2007), Pearson, México.
- [28] Giumelli, L. Marco regulatorio de la generación distribuida. Desafíos regulatorios: cambio de modelo de negocio de las distribuidoras (2021) Instituto de la Energía Eléctrica, Universidad Nacional de San Juan – CONICET.
- [29] FAO. 2020. Valorización de externalidades de proyectos con biomasa seca y biogás. Colección Documentos Técnicos N.º 12. Buenos Aires.
- [30] Barrionuevo J. L., Criterios para determinar el grado de penetración de Energía Eólica a los Sistemas Interconectados, 2016, CEARE, UBA.
- [31] Beljansky, M., L. Katz, P. Alberio y G. Barbarán. 2018. Plataforma Escenarios Energéticos Argentina 2040. CEARE- ITBA
- [32] The role of biogas production from wastewater in reaching climate neutrality (2021) European Biogas Association [www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2021/04](http://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2021/04)
- [33] Herrero, M. A., & Gil, S. B. (2008). Consideraciones ambientales de la intensificación en producción animal. Ecología austral, 18(3), 273-289.
- [34] García, A. R., Fleite, S. N., Ciapparelli, I., Vázquez Pugliese, D., Weigandt, C., & Fabrizio de Iorio, A. (2015). Observaciones, desafíos y oportunidades en el manejo de efluentes de feedlot en la provincia de Buenos Aires, Argentina. Ecología austral, 25(3), 255-262.
- [35] Moreira Muzio, M. (2019). Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero.
- [36] FAO. 2019. Diseño de una estrategia de promoción para el desarrollo de proyectos bioenergéticos, en especial de pequeña escala. Colección Informes Técnicos N.º 3. Buenos Aires. 48 pp. Licencia: CC BY-NC-SA 3.0 IGO.
- [37] Chemes, E. D. (2018). Generación de bio-energía a partir de biomasa residual en feedlot.
- [38] Baca Urbina, G. (2001). Evaluación de proyectos.
- [39] Infocampo 28-Diciembre-2020 Fue pionero en la generación de biogás en Argentina y hoy la planta está vacía <https://www.infocampo.com.ar/fue-el-primero-en-generar-biogas-en-argentina-y-hoy-la-planta-esta-vacia/>
- [40] Caracterización de Establecimientos de Engorde a Corral, SENASA, Marzo 2022.
- [41] Branzini, A., Denaday, F., & Escartín, C. (2019). Estudio de cuencas de biogás. Colección Informes Técnicos (FAO) spa no. 4.
- [42] CAMMESA, Indicadores Principales del MEM, Mayo 2022

- [43] CAMMESA, Informe mensual Junio 2022 – Principales variables del MEM, Junio 2022.
- [44] FAO. 2020. Lecciones aprendidas en proyectos de biomasa y biogás en la Argentina. Colección Informes Técnicos N.º 8. Buenos Aires. <https://doi.org/10.4060/ca8064es>
- [45] Calzada, J. A., Feedlots: corrales vaciándose y una reposición cada vez más cara (Noviembre 2020) Bolsa de Comercio de Rosario. Santa Fé
- [46] Ferreira, M. B., Barros, M. V., Huarachi, D. A. R., & Piekarski, C. M. Biogás en la agroindustria y sus oportunidades para la Economía Circular Biogas in the agro-industry and its opportunities for the Circular Economy.
- [47] Reporte de Avance de Implementación Ley 27.424, Julio 2022 – Secretaría de Energía, Ministerio de Economía, [www.argentina.gob.ar/economia/energia/generacion-distribuida](http://www.argentina.gob.ar/economia/energia/generacion-distribuida)
- [48] Cálculo del Factor de Emisión de CO2 de la Red Argentina de Energía Eléctrica 2013-2019 / <http://datos.minem.gob.ar/dataset/calculo-del-factor-de-emision-de-co2-de-la-red-argentina-de-energia-electrica>
- [49] Pengue, W. (2009). Fundamentos de economía ecológica. *Buenos Aires: Kaicron.*

## 9. ANEXOS

**ANEXO 1.** Factores que inciden en la producción de biogás

**ANEXO 2.** Tecnologías de biodigestores para producción de biogás

**ANEXO 3.** Aplicaciones de digerido como fertilizante

**ANEXO 4.** Hoja de Datos de unidad CHP para biogás

**ANEXO 5.** Energía generada mediante biogás en Argentina y en el mundo

**ANEXO 6.** Datos de Distribuidoras de la Provincia de Buenos Aires y cuadro tarifario de EDEN

**ANEXO 7.** Penalizaciones de OCEBA a Distribuidoras de la PBA, periodo 2015-2019

## ANEXO I: Factores que inciden en la producción de Biogás

### 1) Naturaleza y composición bioquímica de materias primas.

Las diversas materias primas que se pueden utilizar en la fermentación metanogénica y con ello la producción de biogás pueden ser residuos orgánicos de origen vegetal, animal, agroindustrial, forestal, doméstico u otros, las mismas se presentan y agrupan en la Tabla 1

| Naturaleza de fuentes de materias primas para la producción de biogás |                                                                                               |
|-----------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Residuos de origen animal</b>                                      | estiércol, orina, guano, camas, residuos de mataderos (sangre y otros), residuos de pescados. |
| <b>Residuos de origen vegetal</b>                                     | malezas, rastrojos de cosechas, pajas, forraje en mal estado                                  |
| <b>Residuos de origen humano</b>                                      | heces, basura (FORSU), orina                                                                  |
| <b>Residuos agroindustriales</b>                                      | salvado de arroz, orujos, cosetas, melazas, residuos de semillas                              |
| <b>Residuos forestales</b>                                            | hojas, vástagos, ramas y cortezas                                                             |
| <b>Residuos de cultivos acuáticos</b>                                 | algas marinas, jacintos y malezas acuáticas                                                   |

Tabla 1. Naturaleza de las materias primas para producción de biogás – Fuente 1

Los sustratos pueden clasificarse en cuatro clases en función de su apariencia física, nivel de dilución, grado de concentración y características cuantitativas, como el porcentaje de sólidos totales (ST), sólidos volátiles (SV) y demanda química de oxígeno (DQO), como se ordena en la Tabla 2.

| Clasificación de Sustratos para la producción de Biogás       |   |                                                             |                                         |
|---------------------------------------------------------------|---|-------------------------------------------------------------|-----------------------------------------|
| <b>Sólido</b>                                                 | 1 | Residuo doméstico                                           | > 20% ST<br>40-70% Fracción Orgánica    |
|                                                               |   | Estiércol Sólido                                            |                                         |
|                                                               |   | Restos de Cosecha                                           |                                         |
| <b>Lodo altamente contaminado, alta viscosidad</b>            | 2 | Heces Animales                                              | 100-150 g/l<br>DQO 5%-10%ST<br>4%-8% SV |
| <b>Flúidos con alto contenido de sólidos suspendidos (SS)</b> | 3 | Heces Animales de cría y levante diluído con agua de lavado | 3-17 g/l DQO<br>1-2 g/l SS              |
|                                                               |   | Aguas residuales de mataderos                               |                                         |
| <b>Fluidos muy contaminados, sólidos</b>                      | 4 | Aguasresiduales de agroindustrias                           | 5-18 g/l DQO                            |
|                                                               |   | Aguas negras                                                | 4-500 g/l DQO                           |

Tabla 2. Clasificación de Sustratos – Fuente 1

Los sustratos de Clase 1 pueden degradarse eficientemente en digestores tipo Batch o por lotes. Los sustratos de la Clase 2 son degradados de manera eficiente en digestores mezcla completa de operación continua. Por presentar una dilución mayor y en consecuencia una DQO menor, los sustratos de clase 3 deben tratarse con digestores de alta eficiencia, como los de filtro anaerobio. En cuanto a los sustratos de clase 4, debido a su alto contenido de DQO deben ser degradados en digestores aerobios intensivos para mayor eficiencia.

Los distintos compuestos orgánicos (carbohidratos, lípidos y proteínas) generan mediante su degradación anaeróbica diferentes cantidades de metano, y con ello varía la producción de biogás.

| Producción de biogás de distintos compuestos orgánicos |                                                               |                                 |                                          |
|--------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------|---------------------------------|------------------------------------------|
| Compuesto orgánico                                     | Fórmula química                                               | Biogás<br>m <sup>3</sup> /kg SV | CH <sub>4</sub><br>m <sup>3</sup> /kg ST |
| Carbohidratos                                          | C <sub>6</sub> H <sub>10</sub> O <sub>5</sub>                 | 0,75                            | 0,37                                     |
| Lípidos                                                | C <sub>16</sub> H <sub>32</sub> O <sub>2</sub>                | 1,44                            | 1,44                                     |
| Proteínas                                              | C <sub>16</sub> H <sub>24</sub> O <sub>5</sub> N <sub>4</sub> | 0,94                            | 0,49                                     |

Tabla 3. Producción de biogás de distintos compuestos orgánicos – Fuente 1

Por lo tanto, dependiendo de la composición bioquímica de cada materia prima, se tendrá una tasa de producción de biogás. En la Tabla 4 se listan los sustratos mayormente de de origen animal y se indican las cantidades estimadas posibles de recolectar, focalizando en diferentes tipos de estiércol.

| Producción de biogás desde diferentes tipos de estiércol |                          |                 |                           |                         |                 |
|----------------------------------------------------------|--------------------------|-----------------|---------------------------|-------------------------|-----------------|
| Estiércol                                                | Disponibilidad<br>kg/día | Relación<br>C/N | Volumen de biogás         |                         | Sólidos Totales |
|                                                          |                          |                 | m <sup>3</sup> /kg húmedo | m <sup>3</sup> /día/año | %               |
| Bobino (500 kg)                                          | 10,00                    | 25:1            | 0,04                      | 0,400                   | 13,4 - 56,2     |
| Porcino (50 kg)                                          | 2,25                     | 13:1            | 0,06                      | 0,135                   | 15,0 - 49,0     |
| Aves (2 kg)                                              | 0,18                     | 19:1            | 0,08                      | 0,014                   | 26,0 - 92,0     |
| Ovino (32 kg)                                            | 1,50                     | 35:1            | 0,05                      | 0,075                   | 32,0 - 45,0     |
| Caprino (50 kg)                                          | 2,00                     | 40:1            | 0,05                      | 0,100                   | 83,0 - 92,0     |
| Equino (450 kg)                                          | 10,00                    | 50:1            | 0,04                      | 0,400                   | 19,0 - 42,9     |
| Conejo (3 kg)                                            | 0,35                     | 13:1            | 0,06                      | 0,021                   | 34,7 - 90,8     |
| Excretas humanas                                         | 0,40                     | 3:1             | 0,06                      | 0,025                   | 17,0            |

Tabla 4. Producción de biogás desde diferentes tipos de estiércol – Fuente 1

## 2) Niveles de Sólidos Totales

La materia orgánica está compuesta de agua y una fracción sólida llamada **sólidos totales (ST)**. El porcentaje de sólidos totales contenidos en la mezcla con que se carga el digestor es un factor determinante a considerar para asegurar que el proceso se efectúe satisfactoriamente. La movilidad de las bacterias metanogénicas dentro del sustrato se ve limitada a medida que se aumenta el contenido de sólidos y por lo tanto se afecta la eficiencia y producción de biogás. Experimentalmente se ha demostrado que una carga en digestores semicontinuos no debe tener más de un 8% a 12 % de sólidos totales para asegurar el buen funcionamiento del proceso, a diferencia de los digestores discontinuos, que tienen entre un 40 a 60% de sólidos totales.

Para calcular el volumen de agua que se debe agregarse y mezclar con la materia prima para dar la proporción adecuada de sólidos totales, es necesario conocer el porcentaje de sólidos totales de la materia prima fresca. En relación al alcance del presente estudio, se identifica al estiércol bovino próximo rango deseado para su utilización en un tipo de Mezcla Completa, que se describirá más adelante. Como se menciona anteriormente, es posible realizar un ajuste de hidratación mediante el

agregado de agua para obtener la proporción óptima. El porcentaje de Sólidos Totales de cada tipo de residuo se detalla en Tabla 4.

### 3) Temperatura

Los procesos anaeróbicos, al igual que muchos otros sistemas biológicos, dependen de la temperatura. La velocidad de reacción de los procesos biológicos depende de la velocidad de crecimiento de los microorganismos involucrados que, a su vez, dependen de la temperatura. A medida que aumenta la temperatura, aumenta la velocidad de crecimiento de los microorganismos y se acelera el proceso de digestión, dando lugar a mayores producciones de biogás. En la Figura 1 se muestran las relaciones que pueden darse de producción de biogás al variar la temperatura del digestor. Para ello debe tenerse en cuenta el cuidado de los microorganismos que se requieren al operar en las distintas temperaturas.

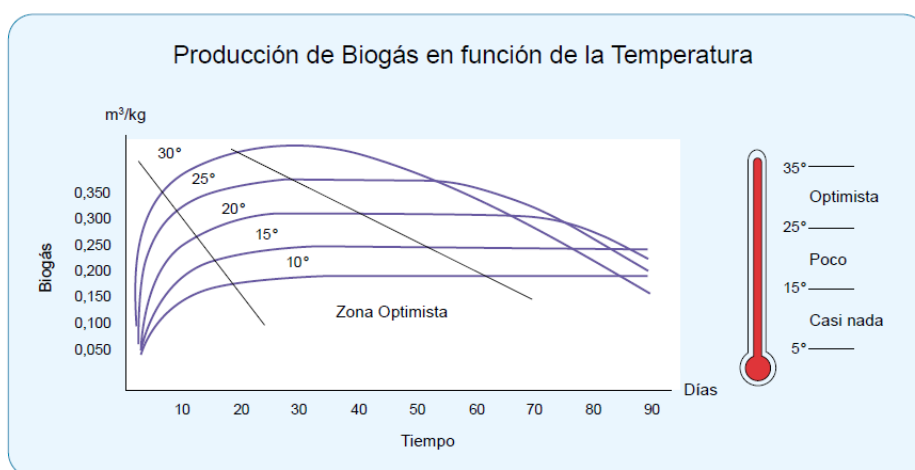


Figura 1. Producción de biogás en función de la temperatura – Fuente 1

La temperatura de operación del digestor, es considerada uno de los principales parámetros de diseño, debido a la gran influencia de este factor en la velocidad de digestión anaeróbica. Las variaciones bruscas de temperatura en el digestor pueden desestabilizar del proceso. Por ello, para garantizar una temperatura homogénea en el digestor, es imprescindible un sistema adecuado de agitación y un controlador de temperatura. Existen tres rangos de temperatura en los que pueden trabajar los microorganismos anaeróbicos, los cuales se presentan en la Tabla 5

| Tipos de Fermentación anaeróbica en función de la Temperatura |            |            |            |                        |
|---------------------------------------------------------------|------------|------------|------------|------------------------|
| Fermentación                                                  | Mínimo     | Óptimo     | Máximo     | Tiempo de fermentación |
| Psycrophilica                                                 | 4 -10 °C   | 15 -18 °C  | 20 -25 °C  | Sobre 100 días         |
| Mesophilica                                                   | 15 - 20 °C | 25 - 35 °C | 35 - 45 °C | 30 - 60 días           |
| Thermophilica                                                 | 25 - 45 °C | 50 - 60 °C | 75 - 85 °C | 10 - 15 días           |

Tabla 5. Tipos de fermentación anaeróbica en función de la temperatura – Fuente 1

El mantenimiento de la temperatura del biodigestor puede lograrse mediante el aporte de energía térmica proveniente del circuito de refrigeración del motor de combustión interna. En el mismo se utiliza el biogás para accionar un generador eléctrico, logrando entonces aprovechamientos energéticos del combustible del orden del 80%, mejorando a su vez la eficiencia de su producción.

#### 4) Tiempo de retención hidráulico (TRH) y velocidad de carga orgánica

Se define a velocidad de carga orgánica como al volumen de sustrato orgánico cargado diariamente al digestor. Este valor tiene una relación de tipo inversa con el tiempo de retención, dado que a medida que se incrementa la carga volumétrica disminuye el tiempo de retención. El tiempo de retención, junto con la velocidad de carga orgánica determinada por el tipo de sustrato, son parámetros de diseño importantes que definen el volumen del digestor.

En un digestor que opera a régimen estacionario o discontinuo, tipo batch, el tiempo de retención es el que transcurre entre la carga del sistema y su descarga. En un sistema de carga diaria (régimen semicontinuo), el tiempo de retención va a determinar el volumen diario de carga que será necesario para alimentar al digestor, ya que se tiene la siguiente relación:

$$\frac{\text{Volumen del digestor (m}^3\text{)}}{\text{Tiempo de retención (días)}} = \text{Volumen de carga diaria m}^3\text{/día}$$

Es decir que, para un tiempo de retención de 30 días, cada día se carga 1/30 del volumen total del digestor, y en promedio los residuos orgánicos y la masa microbiana permanecen 30 días dentro del sistema.

La eficiencia de la producción de biogás se determina generalmente expresando el volumen de biogás producido por unidad de peso de MS o SV. La fermentación de biogás requiere un cierto rango de concentración de MS que es muy amplio, usualmente desde 1% al 30%. La concentración óptima depende de la temperatura. Las bacterias requieren de un cierto tiempo para degradar la materia orgánica. La velocidad de degradación depende en gran parte de la temperatura; mientras mayor sea la temperatura, menor es el tiempo de retención o fermentación para obtener una buena producción de biogás.

Si se toma como ejemplo típico el uso de estiércol de ganado, los TRH varían con la temperatura media de cada región, con la variación diaria estacional agrupados en Tabla 6

| Tiempos de Retención Hidráulica típicos para diferentes Regiones |                                                                                   |
|------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------|
| Tiempo de Retención Hidráulico (TRH)                             | Características                                                                   |
| 30 - 40 días                                                     | Clima tropical con regiones planas. Ejemplo Indonesia, Venezuela, América Central |
| 40 - 60 días                                                     | Regiones cálidas con inviernos fríos cortos. Ejemplo India, Filipinas, Etiopía    |
| 60 - 90 días                                                     | Clima temperado con inviernos fríos. Ejemplo China, Corea, Turquía                |

Tabla 6. Tiempo de Retención Hidráulico para diferentes regiones – Fuente 1

La cantidad de biogás producido por un digestor dependerá, entre otros, de la cantidad de residuo cargado diariamente. Generalmente se trabaja con tiempos de retención entre 20 y 55 días y con cargas diarias de 1 a 5 kg de sólidos totales por metro cúbico de digestor. Por lo tanto, mientras menor sea el tiempo de retención, el tamaño del digestor se reduce y también los costos de las instalaciones. Por otra parte, la selección de una mayor temperatura implicará una disminución en los tiempos de retención requeridos y consecuentemente serán menores los volúmenes de biodigestor necesarios para digerir un determinado volumen de material.

*La relación costo beneficio es el factor que finalmente determinará la optimización entre la temperatura y el TRH, y varían los volúmenes, los sistemas paralelos de control, la calefacción y la eficiencia.*

En relación al tipo de sustrato, generalmente los materiales con mayor proporción de carbono retenido en moléculas resistentes como la celulosa demandarán mayores tiempos de retención para ser totalmente digeridos. En ausencia de inhibidores, altas cargas orgánicas proporcionan altas producciones volumétricas de biogás, aunque también aumenta el riesgo de sobrecargas puntuales que conllevan a la acidificación del reactor con sus consecuentes desestabilizaciones.

### **5) Homogeneización: Agitación – Mezclado**

Los objetivos buscados con la agitación son: remoción de los metabolitos producidos por las bacterias metanogénicas, mezclado del sustrato fresco con la población bacteriana, evitar la formación de costra dentro del digestor, uniformar la densidad bacteriana, evitar la formación de espacios sin actividad biológica que reducirían el volumen efectivo del reactor, prevenir la formación de espumas y la sedimentación en el reactor. El proceso de digestión anaeróbica involucra un equilibrio simbiótico entre varios tipos de bacterias. La ruptura de ese equilibrio en el cual el metabolito de un grupo específico servirá de alimento para el siguiente implicará una merma en la actividad biológica y por ende una reducción en la producción de biogás.[3]

Se reconoce agitación aumenta la producción de gas y disminuye el THR, esto se debe principalmente a cuatro razones:

1. Distribución uniforme de la temperatura y sustrato en el interior del biodigestor.
2. Distribución uniforme de los productos, tanto intermedios como finales.
3. Mayor contacto entre el sustrato y las bacterias, evitando la formación de cúmulos alrededor de las bacterias.
4. Evitar la acumulación de lodo en la parte superior del digestor, también llamada “nata” o “espuma” que dificulta la salida del biogás.

Se distinguen tres tipos de agitación, estas son:

- **Mecánica:** a través de agitadores manuales o con motores eléctricos.
- **Hidráulica:** a través de bombas de flujo lento se hace recircular la biomasa.
- **Burbujeo de biogás:** se recircula el biogás producido al fondo del biodigestor por medio de cañerías, para producir burbujeo y de esta manera movimiento de la biomasa.

### **6) Relación carbono/nitrógeno de las materias primas.**

El carbono y el nitrógeno son las principales fuentes de alimentación de las bacterias metanogénicas. El carbono constituye la fuente de energía y el nitrógeno es utilizado para la formación de nuevas células. Estas bacterias consumen 30 veces más carbono que nitrógeno, por lo que la relación óptima para la producción de biogás de estos dos elementos en la materia prima se encuentra en un rango de 30:1 hasta 20:1. Por lo tanto, cuando no se tiene un residuo con una relación C/N inicial apropiada, es necesario realizar mezclas de materias en las proporciones adecuadas para obtener la relación C/N óptimas.

| <b>Materiales</b>         | <b>% C</b> | <b>% N</b> | <b>C/N</b> |
|---------------------------|------------|------------|------------|
| <b>Residuos animales</b>  |            |            |            |
| Bovinos                   | 30         | 1.30       | 25:1       |
| Equinos                   | 40         | 0.80       | 50:1       |
| Ovinos                    | 35         | 1.00       | 35:1       |
| Porcinos                  | 25         | 1.50       | 16:1       |
| Caprinos                  | 40         | 1.00       | 40:1       |
| Conejos                   | 35         | 1.50       | 23:1       |
| Gallinas                  | 35         | 1.50       | 23:1       |
| Patos                     | 38         | 0.80       | 47:1       |
| pavos                     | 35         | 0.70       | 50:1       |
| Excretas humanas          | 2.5        | 0.85       | 3:1        |
| <b>Residuos vegetales</b> |            |            |            |
| Paja trigo                | 46         | 0.53       | 87:1       |
| Paja cebada               | 58         | 0.64       | 90:1       |
| Paja arroz                | 42         | 0.63       | 67:1       |
| Paja avena                | 29         | 0.53       | 55:1       |
| Rastrojos maíz            | 40         | 0.75       | 53:1       |
| Leguminosas               | 38         | 1.50       | 28:1       |
| Hortalizas                | 30         | 1.80       | 17:1       |
| Tubérculos                | 30         | 1.50       | 20:1       |
| Hojas secas               | 41         | 1.00       | 41:1       |
| Aserrín                   | 44         | 0.06       | 730:1      |

Tabla 7. Relación C/N de materias primas – Fuente 1

Se puede identificar que para el caso de estiércol bovino, el mismo posee una relación C/N dentro del rango deseable.

## 7) Sólidos Volátiles (S.V.)

Es aquella porción de sólidos totales que se libera de una muestra, volatilizándose cuando se calienta durante dos horas a 600°C. Los SV contienen componentes orgánicos, los que teóricamente deben ser convertidos a metano.

| Residuos           | Cantidad residuo<br>Ton/ha | Relación<br>C/N | Volumen de biogás |       |
|--------------------|----------------------------|-----------------|-------------------|-------|
|                    |                            |                 | m³/Ton            | m³/ha |
| Cereales (paja)    |                            |                 |                   |       |
| Trigo              | 3.3                        | 123:1           | 367               | 1200  |
| Maíz               | 6.4                        | 45:1            | 514               | 3300  |
| Cebada             | 3.6                        | 95:1            | 388               | 1400  |
| Arroz              | 4.0                        | 58:1            | 352               | 1400  |
| Tubérculo (hojas)  |                            |                 |                   |       |
| Papas              | 10.0                       | 20:1            | 606               | 6000  |
| Betarragas         | 12.0                       | 23:1            | 501               | 6000  |
| Leguminosas (paja) |                            |                 |                   |       |
| Porotos            | 3.2                        | 38:1            | 518               | 1650  |
| Habas              | 4.0                        | 29:1            | 608               | 1400  |
| Hortalizas (hojas) |                            |                 |                   |       |
| Tomate             | 5.5                        | 12:1            | 603               | 3300  |
| Cebolla            | 7.0                        | 15:1            | 514               | 3600  |

Tabla 8. Capacidad de producción de biogás de diversos residuos – Fuente 1

Una técnica interesante es la combinación de dos fases de digestión, una primera termofílica de elevada carga orgánica y una segunda mesofílica con menor carga. Con este sistema se aprovechan las ventajas del sistema termofílico, y se reducen los problemas de inestabilidad.

Por otra parte, la solubilidad de la mayoría de las sales aumenta con la temperatura de manera que la materia orgánica es más accesible para los microorganismos aumentando así la velocidad del proceso. Sin embargo, si se trata de compuestos tóxicos, al aumentar su solubilidad con la temperatura serán potencialmente más tóxicos, lo que puede explicar parcialmente la mayor inhibición de determinados compuestos orgánicos en el rango termofílico, como los ácidos grasos (AG) de cadena larga.

## 8) Rangos de pH y alcalinidad

El proceso anaeróbico es afectado adversamente con pequeños cambios en los niveles de pH (que se encuentran fuera del rango óptimo). Los microorganismos metanogénicos son más susceptibles a las variaciones de pH que los otros microorganismos de la comunidad microbiana anaeróbica. Los diferentes grupos bacterianos presentes en el proceso de digestión anaeróbica presentan unos niveles de actividad óptimos en torno a la neutralidad. El óptimo es entre 5.5 y 6.5 para acidogénicos y entre 7.8 y 8.2 para metanogénicos. El pH óptimo para cultivos mixtos se encuentra en el rango entre 6.8 y 7.4, siendo el pH neutro el ideal.

Para que el proceso se desarrolle satisfactoriamente, el pH no debe bajar de 6.0 ni subir de 8.0. El valor del pH en el digestor no sólo determina la producción de biogás sino también su composición (Figura 2). Una de las consecuencias de que se produzca un descenso del pH a valores inferiores a 6 es que el biogás generado es muy pobre en metano y, por tanto, tiene menores cualidades energéticas. Debido a que la

metanogénesis se considera la etapa limitante del proceso, es necesario mantener el pH del sistema cercano a la neutralidad. Los acidogénicos son significativamente menos sensibles a valores más extremos de pH.

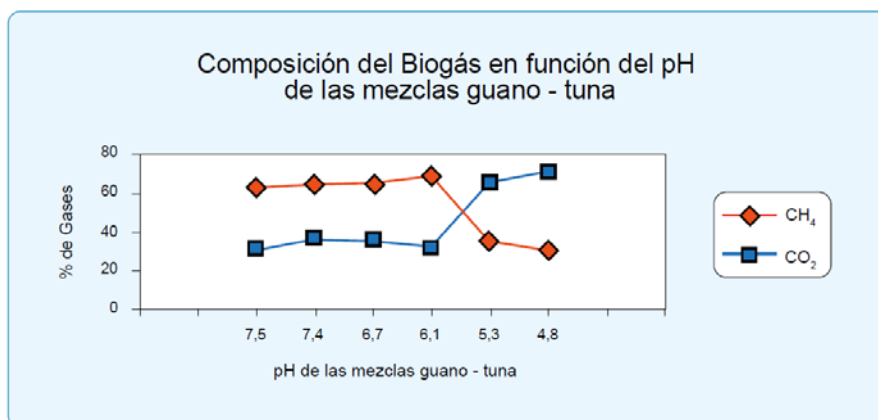
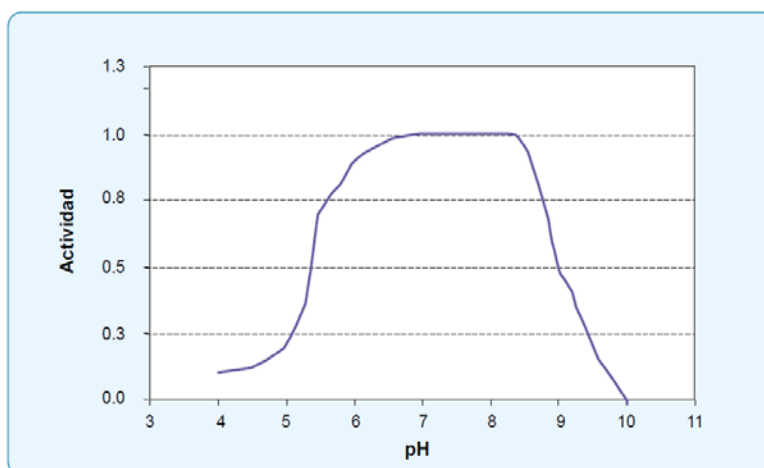


Figura 2 – Composición de biogás en función del pH – Fuente 1

Los valores de pH bajos reducen la actividad de los microorganismos metanogénicos, provocando la acumulación de ácido acético y H<sub>2</sub>. Al aumentar la presión parcial del H<sub>2</sub>, las bacterias que degradan el ácido propiónico serán severamente inhibidas, causando una excesiva acumulación de ácidos grasos volátiles de alto peso molecular, particularmente ácidos propiónico y butírico, los cual disminuirá la producción de ácido acético, generando una disminución del pH. Si la situación no se corrige, el proceso eventualmente fallará.

Por otra parte, el pH afecta a los diferentes equilibrios químicos existentes en el medio, pudiendo desplazarlos hacia la formación de un determinado componente que tenga influencia en el proceso. Este es el caso de los equilibrios ácido-base del amoníaco y del ácido acético: Al aumentar el pH se favorece la formación de amoníaco que, en elevadas concentraciones, es inhibidor del crecimiento microbiano y a valores de pH bajos se genera mayoritariamente la forma no ionizada del ácido acético, que inhibe el mecanismo de degradación del propionato.

La actividad metanogénica (tasa de utilización de acetato) versus pH se muestra en la Figura 3



El nivel de pH deseado para la operación del digestor se puede conseguir ajustando el pH de las materias primas que entran al digestor o controlando el pH en el digestor per se. Para conseguir el pH deseado, se requiere conocer la cantidad de químicos necesarios que se deben adicionar a las materias primas que entraran al digestor, en tanto que, en el último caso, tal conocimiento previo no se requiere. El biodigestor generalmente es monitoreado con un medidor de pH online conectado a un controlador. El pH deseado se programa y la adición de químicos (ácido o base) se puede llevar a cabo de forma automática ó manual. Aunque este tipo de control automatizado del pH es altamente deseable, incrementa sensiblemente el costo de la instalación.

## **9) Nutrientes (niveles de sales)**

Una de las ventajas de los procesos de digestión anaeróbica, frente a los procesos aeróbicos, es su baja necesidad de nutrientes derivada de los bajos índices de producción de biomasa que presentan los microorganismos anaeróbicos. Además del nitrógeno y el fósforo, se han identificado otros diversos nutrientes traza como esenciales para los microorganismos anaeróbicos. Los metales traza tales como hierro, cobalto, molibdeno, selenio, calcio, magnesio, zinc, cobre, manganeso, tungsteno y boro a niveles de mg/L y la vitamina B12 en niveles de µg/L , mejoran la producción de metano.

## **10) Potencial redox**

Para adecuado crecimiento de los anaeróbios obligados el valor del potencial redox se debe mantener entre -220 mV a -350 mV a pH 7.0 de manera de asegurar el ambiente fuertemente reductor que las bacterias metanogénicas necesitan para su óptima actividad. Cuando se cultivan metanogénicas, se incorporan agentes reductores fuertes tales como sulfuro, cisteína o titanio III para ajustar el medio a un potencial redox adecuado.

## **11) Tóxicos e inhibidores de la metanogénesis**

El proceso de digestión anaeróbica es inhibido por la presencia de sustancias tóxicas en el sistema. Estas sustancias pueden formar parte de las materias primas que entran al digestor o pueden ser subproductos de la actividad metabólica de los microorganismos anaeróbicos. Sustancias tales como amoníaco, metales pesados, compuestos halogenados, cianuro y fenoles, forman parte del primer grupo, en tanto que, sulfuro, amoníaco y ácidos grasos de cadena larga, forman parte del último grupo mencionado. También afectan a la producción de biogás los antibióticos, desinfectantes, insecticidas, detergentes, y una elevada concentración de ácidos carboxílicos.

## **12) Promotores de la metanogénesis (inoculantes biológicos)**

El crecimiento bacteriano dentro de los digestores sigue desde su arranque la curva típica graficada en la Figura 4, donde pueden distinguirse claramente tres etapas: La de arranque (I), la de estabilización (II) y la de declinación (III).

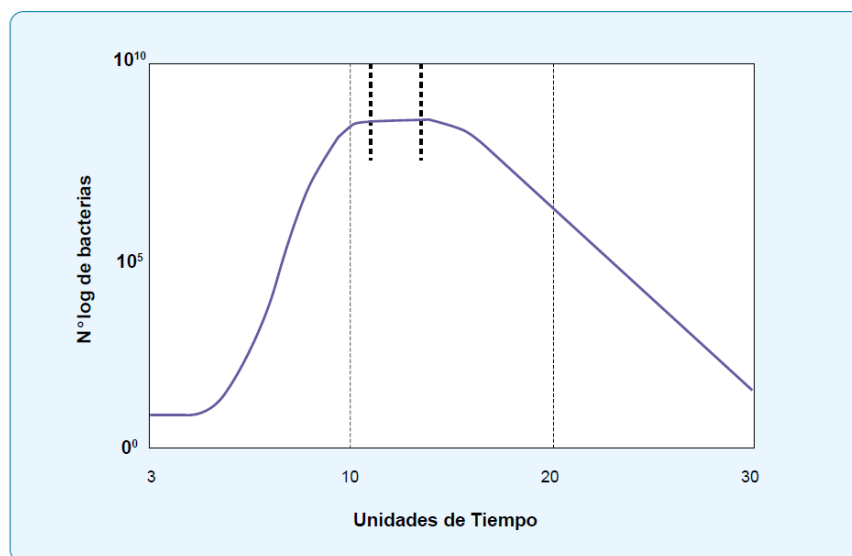


Figura 4 – Crecimiento bacteriano en el tiempo (días) – Fuente 1

La primera etapa puede ser acortada mediante la inclusión de un determinado porcentaje de material de otro digestor rico en bacterias metanogénicas que se encuentran en plena actividad. Esto es particularmente importante en los digestores discontinuos que deben ser arrancados frecuentemente. De esta forma se alcanza en forma más rápida, la etapa de estabilización, con lo cual, puede incrementarse la producción de biogás por kg de estiércol. Los dos factores a tener en cuenta en la inoculación de un digestor es la proporción en que se agrega y la edad del mismo. Cuanto mayor sea la proporción y menor la edad del inóculo, mayor será la eficacia.

#### Referencias:

- [1] Varnero, M. M. T. Manual del Biogás FAO (2011). Chile. Recuperado a partir de <http://www.fao.org/docrep/019/as400s/as400s.pdf>.

## ANEXO II: Tipos de Biodigestores para la Producción de biogás.

En el presente ANEXO II se describen otros tipos de biodigestores existentes para la producción de biogás, distintos a los biodigestores de mezcla completa presentados en la sección 7.1 del presente estudio.

### 1. Biodigestores batch

Este tipo consiste en una batería de tanques o depósitos herméticos (digestores) con una salida de gas conectada con un gasómetro flotante, donde se almacena el biogás (Mandujano et al, 1981). El objetivo de disponer de más un digestor es tener siempre uno de ellos en carga o en descarga, mientras el resto se encuentra en producción de biogás.

La alimentación o carga del digestor con la materia prima, sólida, seca, se realiza por lotes (discontinuamente) y la carga de los residuos estabilizados se efectúa una vez que ha finalizado la producción de biogás.

Este sistema discontinuo es aplicable en situaciones particulares, como sería la de materias primas que presentan problemas de manejo en un sistema semi continuo y continuo, o materiales difíciles de digerir metanogénicamente o cuando las materias primas a procesar, están disponibles en forma intermitente, como es el caso de los rastrojos de cosecha.

Está destinado a pequeñas y grandes explotaciones agropecuarias, su uso a escala doméstica es poco práctico.

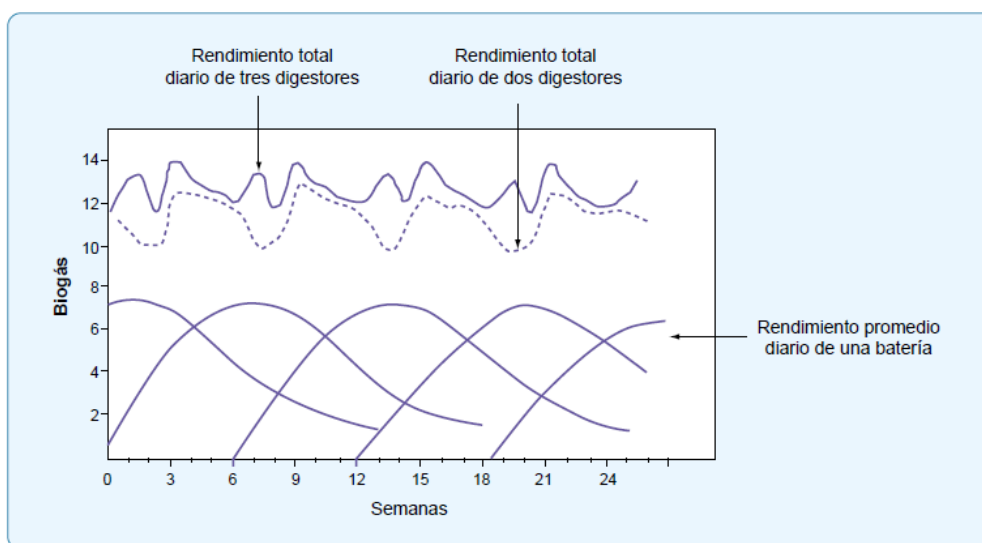


Figura 1 – Producción de biogás en sistemas discontinuos o batch

Figura 7.5. Biodigestor discontinuo o batch.

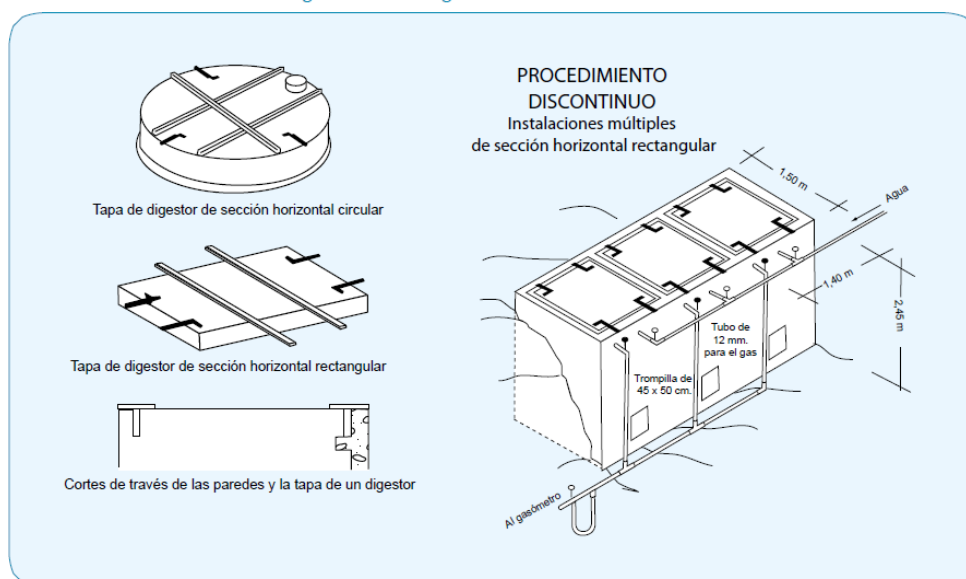


Figura 2: Esquema de biodigestor discontinuo o batch

## 2. Biodigestores rurales de baja tecnología

Los biodigestores domiciliarios rurales se caracterizan por no disponer de sistemas de agitación continua. Algunos incorporan algún tipo de mezcla manual (mediante manivelas o palancas), mientras que otros utilizan la misma carga diaria del biodigestor para generar agitación (por ejemplo, los tubulares o lagunas con flujo a pistón).

En la mayoría de los casos, estos reactores no cuentan con un sistema de calefacción, por lo que la temperatura del proceso depende de la exterior. Sin embargo, el biodigestor se puede aislar de diversos modos para garantizar una temperatura constante dentro. Existen experiencias de biodigestores rurales económicos funcionando en el Altiplano de Bolivia, que pese a que la temperatura externa desciende por debajo del umbral de tolerancia de los microorganismos metanogénicos ( $<10^{\circ}\text{C}$ ), logran mantenerse en niveles que permiten que la digestión prosiga. Dentro de este tipo de sistemas puede hacerse una subclasificación: Biodigestores tubulares flexibles y Biodigestores chinos o rígidos.

### 2.1. Biodigestores tubulares flexibles

Muy difundidos en Taiwán, son fabricados con diferentes tipos de membranas. Estas pueden variar en cuanto a tipo de material, grosor, costo y características. Las más conocidas son las de policloruro de vinilo (PVC), etileno propileno dieno tipo M (EPDM) o polietileno de alta densidad (PDA).

Por lo general, son tubos largos, que pueden ir enterrados o sobre el piso (Imagen 2). Esta característica alargada permite que, cuando se carga, toda la masa de líquido dentro del biodigestor se mueva hacia la salida, lo que provoca que la misma carga constituya una forma de agitación, como se mencionó anteriormente.

Una particularidad de estos biodigestores es que son de fácil instalación y movilidad: uno de varios metros cúbicos se puede transportar, enrollado, en la caja de una camioneta. En estos sistemas es importante tener en cuenta el grosor de la membrana que se utilizará, que no debería ser inferior a 0,80 mm, y el tipo de material y aditivos

empleados en su fabricación, que sean resistentes al ataque químico y los rayos ultravioleta (UV).

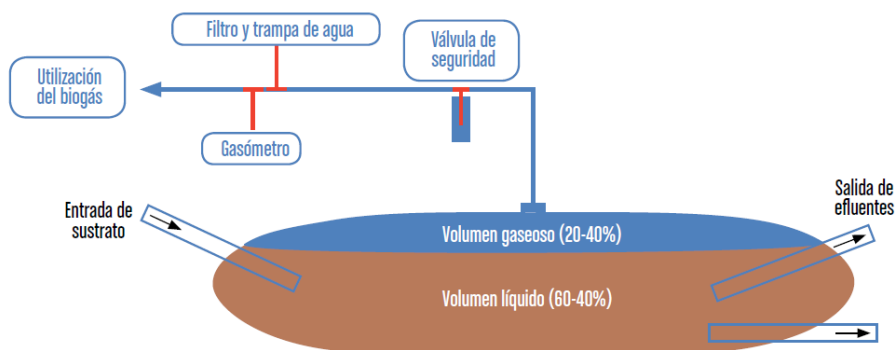


Figura 3 – Esquema de biodigestor tubular flexible

## 2.2. Biodigestores chinos o rígidos

Los digestores de este tipo son tanques cilíndricos con el techo y el piso en forma de domo y se construyen totalmente enterrados (FAO, 1986). Al iniciar el proceso, el digestor se llena con residuos agrícolas compostados mezclados con lodos activos de otro digestor, a través de la cubierta superior, que es removible. Una vez cargado así, es alimentado diariamente con los residuos que se encuentren disponibles, provenientes de la letrina y de los animales domésticos, a través del tubo de carga el cual llega a la parte media del digestor.

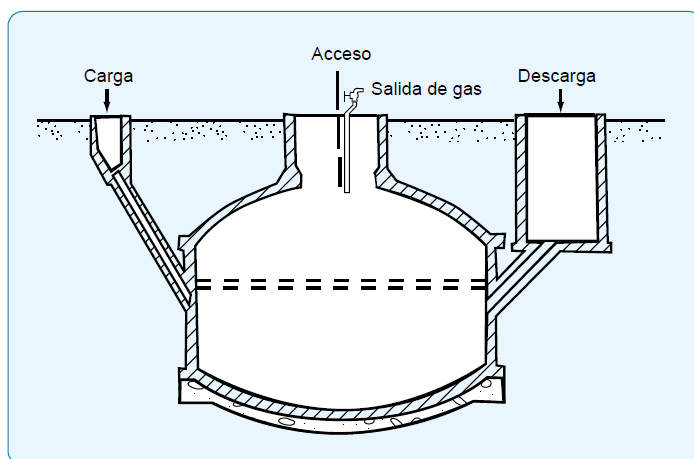


Figura 4 – Biodigestor tipo chino

En este tipo de digestores no existe gasómetro, almacenándose el biogás dentro del sistema. A medida que aumenta el volumen del gas almacenado en el domo del digestor, aumenta su presión forzando al líquido, en los tubos de entrada y salida a subir y llegándose a alcanzar presiones de hasta 100 cm de columna de agua. Se generan entre 0.15 y 0.20 volúmenes de gas por volumen de digestor/día. Como consecuencia de la variación de presión, la que aumenta al generarse el gas y disminuye al consumirse éste, se reduce la eficiencia en los equipos consumidores.

Periódicamente se extrae una parte del líquido en fermentación a través del tubo de salida, mediante una cubeta y una o dos veces al año el digestor se vacía completamente aplicando el residuo (sólido) a los campos de cultivo. A pesar que el

digestor chino es poco eficiente para generar biogás, es excelente en la producción de bioabono, ya que los tiempos de retención son en general largos y además se tiene gran cantidad de este material cuando se necesita para mezclar con el suelo antes de la siembra. Los tiempos de retención de operación para los biodigestores tipo chino son de 30 a 60 días, requiriéndose para alcanzar la misma eficiencia (máximo 50% de reducción de la materia orgánica) de 1/2 a 1/3 de este tiempo de retención en los biodigestores tipo hindú.

### 3. Biodigestores de laguna cubierta

Los digestores de laguna cubierta son generalmente reconversiones de lagunas de estiércol existentes y pueden funcionar como un digestor combinado y una laguna de almacenamiento de desechos o dividirse en dos o más unidades de una sola función. Consisten en un estanque de contención, a menudo construido con materiales de revestimiento de estanques, y una cubierta de membrana impermeable fija o flotante. Los digestores de laguna cubierta funcionan a temperatura ambiente y, en climas más fríos, ofrecen una menor producción de biogás en comparación con los sistemas calefaccionados.

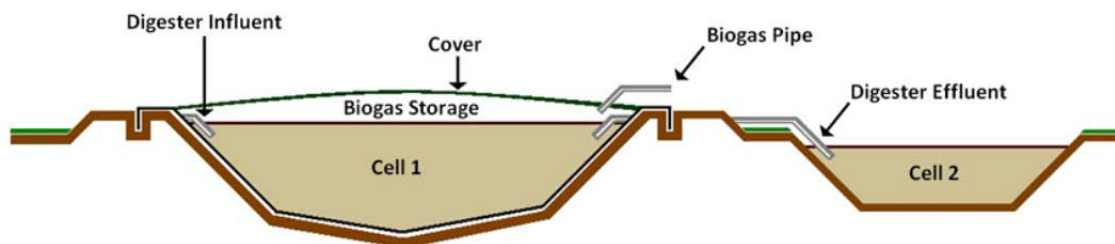


Figura 5 – Biodigestor de laguna cubierta

Los digestores de laguna cubierta están diseñados para flujos de desechos con bajo contenido de sólidos (<2 % de sólidos totales) y generalmente requieren la separación de los constituyentes sólidos del estiércol antes de la digestión. Los desechos se bombean o alimentan por gravedad al digestor de manera similar a la mayoría de los sistemas de flujo de pistón y, debido a las temperaturas de operación más bajas, los tiempos de retención hidráulica planificados varían de 35 a 60 días.

### 4. Biodigestores para efluentes líquidos con altas cargas orgánicas

En la década de 1970, en Holanda, gracias al trabajo del doctor Gazte Lettinga, se crearon los reactores UASB o RAFA, que operan bajo régimen continuo, donde el afluente ingresa por la parte inferior y sale por la superior después de haber recorrido todo el perfil longitudinal (Figura 6). Son más altos que anchos, lo que permite lograr un buen recorrido ascendente

La velocidad a la que asciende el efluente en el reactor no debe ser ni muy rápida, porque removería toda la materia orgánica y a los microorganismos del reactor, ni muy lenta, porque provocaría la precipitación de todos los sólidos en un lodo difícil de tratar. Dicha velocidad ascensional se encuentra en un rango con máximos de hasta 1,0-1,5 m/hora y mínimos de hasta 0,4-0,6 m/hora.

Con la velocidad adecuada, las bacterias comienzan a juntarse, formando glomérulos y flóculos que no salen del reactor, con lo que logran una alta eficiencia de tratamiento al

mismo tiempo que se genera biogás. Este es captado gracias a desviadores y/o deflectores que lo encauzan en la parte superior del reactor. A esta columna de materia orgánica con bacterias floculadas y en glomérulos se la denomina “manto de lodos”. Esta tecnología permite una gran reducción de la DQO de los efluentes orgánicos muy diluidos, con porcentajes de materia seca inferiores al 1% en la mezcla. Estos biorreactores logran reducir enormemente el TRH, llevándolo de días a horas.

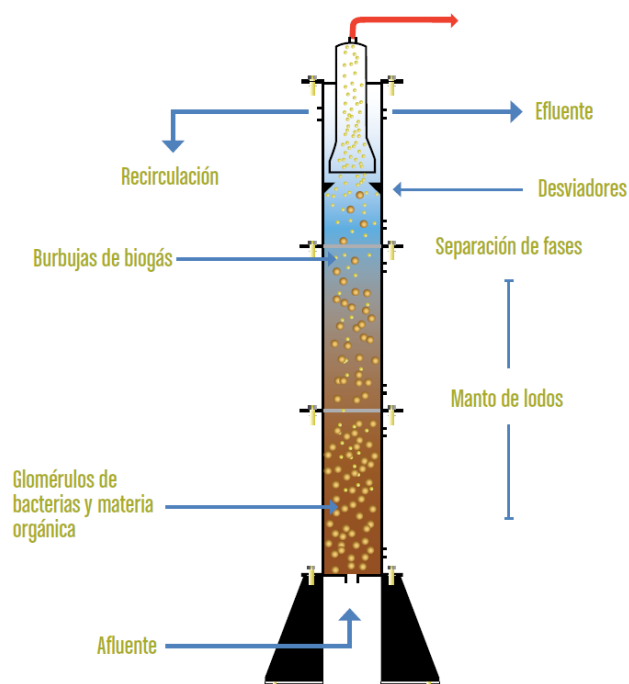


Figura 6 - Esquema de reactor UASB

En consecuencia, su volumen se reduce significativamente. De esta forma, resultan una alternativa muy eficiente para industrias que generan grandes cantidades de efluentes líquidos por día, con bajo contenido de sólidos y alto contenido de DQO, como aguas cloacales, de industrias de bebidas, queserías, industrias lácteas, malterías, entre otras. La desventaja de estos biodigestores es que su puesta en marcha supone varios meses, tiempo necesario para crear un buen manto de lodos con bacterias anaeróbicas desarrolladas, en los casos que no cuentan con el inóculo apropiado de otro reactor funcionando en condiciones similares. Además, al depender exclusivamente de la entrada continua de afluente para mantener el manto de lodos, cualquier mal funcionamiento en la carga o parada supone una caída del reactor y, por lo tanto, la necesidad de realizar una nueva puesta en marcha.

Es por esto que, con el tiempo, al diseño del UASB le siguieron alternativas como los biorreactores de lecho fluidizado y sus variantes, con estructuras que permiten la fijación de las bacterias anaeróbicas. De esta forma, no dependen únicamente del flujo de entrada para mantener el manto de lodos activo, con lo que se vuelven más flexibles frente a problemas hidráulicos y pueden mejorar los rendimientos y eficiencias del reactor.

## 5. Biodigestores secos sin manejo de sustrato.

Existen sistemas, normalmente denominados *bioceldas*, que sirven como biodigestores para sustratos con alto contenido de sólidos (hasta 50% MS).

El proceso es muy similar al que ocurre naturalmente en los rellenos sanitarios, con la diferencia de que la fase anaeróbica se encuentra totalmente controlada, lo que eficientiza la producción de biogás por tonelada de sustrato. El THR para estos sistemas es aproximadamente de 28 días, con valores de 25 a 50% de MS.

El mayor desarrollo tecnológico se encuentra en los portones, que se abren para llenar cada compartimiento y luego se cierran, lo que garantiza la hermeticidad y la anaerobiosis dentro de cada reactor. Por otro lado, es importante el manejo de los lixiviados, que se recirculan de modo de mantener el medio con la humedad óptima para el desarrollo de las bacterias metanogénicas. Luego del pasaje por las bioceldas suele realizarse un tratamiento aeróbico, a fin de terminar de estabilizar la materia orgánica para su uso.



Figura 7 – Biodigestor seco

Si bien estos sistemas tienen una menor eficiencia de producción de biogás comparados con los reactores húmedos o semihúmedos, presentan ciertas ventajas que los vuelven apropiados para el tratamiento de FORSU en centros urbanos, entre otros sustratos:

- a) No necesitan sistema de agitación interna.
- b) Son robustos y resisten la presencia de inertes pesados y/o plásticos.
- c) No presentan cortocircuitos hidráulicos.
- d) Tienen baja pérdida de sustancia biodegradable durante el pretratamiento.
- e) Resisten picos de concentración de sustratos o sustancias tóxicas.
- f) Realizan pretratamientos mínimos y más económicos.
- g) Demandan agua en cantidad reducida en el proceso.
- h) Requieren calentar mínimamente el reactor anaeróbico.

## Referencias

- [1] Teodorita Al Seadi, Biogas Handbook (2008), Published by University of Southern Denmark Esbjerg.
- [2] Varnero, M. M. T. Manual del Biogás FAO (2011). Chile. Recuperado a partir de <http://www.fao.org/docrep/019/as400s/as400s.pdf>.

- [3] Casanovas, G., Della, F., Reymundo, F., & Serafini, R. (2019). Guía teórico-práctica sobre el biogás y los biodigestores. FAO. Obtenido de [http://www.probiomasa.gob.ar/\\_pdf/GuiadeBiogasyBiodigestores-19-08-29.pdf](http://www.probiomasa.gob.ar/_pdf/GuiadeBiogasyBiodigestores-19-08-29.pdf).
- [4] Andrew R. Moss (2013), Anaerobic Digesters: Designs, Anaerobic Digestion Series, University of Maryland Extension.
- [5] Anaerobic Digestion Technical Analysis (2018), PG&E GAS R&D AND INNOVATION

### ANEXO 3: Aplicaciones de Digerido como Fertilizante

Otro de los beneficios de producción de Biogás a través de la digestión anaeróbica son los biofertilizantes generados en la fermentación. Los mismos están directamente relacionados con el reemplazo de fertilizantes químicos que se utilizan para la producción de granos, que pueden ser destinados a alimentación de bovinos en feedlot o vendidos al mercado propio (local o de exportación). Los fertilizantes representan una parte significativa de los gastos operativos para la producción de granos, y aportan los nutrientes que el suelo necesita para el cultivo se desarrolle de la mejor manera y así obtener altos rendimientos de cosecha.

El lodo producto de la digestión anaeróbica se pueden obtener dos fases: “biol” y “biosol”, a continuación, se presentan brevemente sus principales características:

*Biol*: fertilizante líquido. Es la fracción líquida del “fango”.

- Posee una alta disponibilidad de nutrientes para la planta.
- Es rico en hormonas vegetales promotoras y fortalecedoras del crecimiento (disminuye requerimientos nutricionales de las plantas).
- Permite un mejor intercambio catiónico en el suelo.
- Puede aplicarse por rociado ó con el agua de riego
- Fuente de fitorreguladores, por lo que sirve para: enraizamiento, acción sobre el follaje y poder germinativo.
- Aplicación General del Biol: Papa, Algodón, Uva, Maíz, Esparrago, Fresa. *Biosol*: fertilizante sólido similar al compost. Es la fracción sólida del “fango”.
- Se puede emplear solo o en conjunto con compost o fertilizantes sintéticos.
- Aplicación General del Biosol: se puede usar como el compost comercial o incorporar al suelo antes de la siembra (prof.: 10-20 cm).

Ventajas del Uso del Biosol: mejora la calidad del suelo y permite un uso intensivo del mismo. Mejora la estructura de los suelos arenosos. Mejora la retención de la humedad, favoreciendo la actividad biológica. Mejora la porosidad. Reduce la necesidad del abono.

El digerido resultante de producción de biogás tiene la potencialidad de comercializarse y con esto obtener un beneficio económico agregado a los otros aspectos que se mencionan en el presente trabajo. Para esto existe ya la **Res 19/2019** que determina las condiciones del compuesto orgánico a ingresar al biodigestor, de manera que su digerido sea apto como fertilizante para cultivo. Aún no se encuentra desarrollado un mercado local para esto, dado que los pequeños productores agropecuarios que han incursionado en la producción de biogás, utilizan el digerido como fertilizante para sus propios cultivos.

Desde una mirada integral de la Gestión Energética, el reemplazo de fertilizantes químicos por biodigeridos (Biol y Biosol) genera ahorros energéticos en los procesos productivos y logísticos de los mismos. Si bien la estimación de estos ahorros excede el objeto del presente trabajo, resulta importante identificar estas externalidades, para en una siguiente capa de análisis profundizar y poner en valor estos beneficios.

## ANEXO IV - Hoja de Datos de unidad CHP (Motogenerador con Cogeneración Eléctrica Térmica)

### ENERGIN® GEN+ | Generation 4x Generators Sets with Heat Recovery



Our ENERGIN® GEN+ units are compact cogeneration plants with heat recovery from the jacket water. The innovative design allows an easy and space-saving installation. All major components like gas engine generator unit, heat exchanger, circulation pumps and control cabinet are factory mounted on a common frame.

The gas engines of the in-house M-series are the core of our units in the electrical power range of 115 - 500 kW. The engines are specially developed and manufactured by us for the use with different gases. In addition to natural gas and biogas, the engines can also run with LPG, wood gas and other special gases. For the latest engine generation, we rely on the modern 4-valve technology to provide even higher efficiency.

With an optional sound attenuating enclosure, that is mounted on the base frame, the sound pressure level can be reduced to less than 70 dB(A) in 1 m distance. For customers with steam requirements, the ENERGIN® GEN+ can also be supplied in conjunction with a steam boiler.

For higher heat demands we recommend our ENERGIN® CHP units with additional heat recovery from the exhaust gas of the engine.

|             | ENERGIN® type | Engine type | Electrical power | Electrical efficiency | Thermal power | Overall efficiency |
|-------------|---------------|-------------|------------------|-----------------------|---------------|--------------------|
| natural gas | M06 GEN+ G140 | M06-GT0D41  | 140 kW           | 38,6 %                | 111 kW        | 69,2 %             |
|             | M06 GEN+ G200 | M06-GT1D41  | 200 kW           | 41,0 %                | 131 kW        | 67,8 %             |
|             | M06 GEN+ G250 | M06-GT2D41  | 250 kW           | 41,8 %                | 128 kW        | 63,2 %             |
|             | M08 GEN+ G260 | M08-GT1D41  | 260 kW           | 41,0 %                | 173 kW        | 68,3 %             |
|             | M08 GEN+ G333 | M08-GT2D41  | 333 kW           | 41,9 %                | 174 kW        | 63,8 %             |
|             | M12 GEN+ G400 | M12-GT1D41  | 400 kW           | 41,1 %                | 264 kW        | 68,2 %             |
| biogas      | M12 GEN+ G500 | M12-GT2D41  | 500 kW           | 42,1 %                | 255 kW        | 63,6 %             |
|             | M06 GEN+ B140 | M06-BT0D41  | 140 kW           | 39,3 %                | 98 kW         | 66,8 %             |
|             | M06 GEN+ B200 | M06-BT1D41  | 200 kW           | 41,8 %                | 120 kW        | 66,9 %             |
|             | M06 GEN+ B250 | M06-BT2D41  | 250 kW           | 42,6 %                | 120 kW        | 63,0 %             |
|             | M08 GEN+ B260 | M08-BT1D41  | 260 kW           | 41,7 %                | 159 kW        | 67,2 %             |
|             | M08 GEN+ B333 | M08-BT2D41  | 333 kW           | 42,6 %                | 162 kW        | 63,3 %             |
| LPG         | M12 GEN+ B400 | M12-BT1D41  | 400 kW           | 41,9 %                | 241 kW        | 67,1 %             |
|             | M12 GEN+ B500 | M12-BT2D41  | 500 kW           | 42,7 %                | 241 kW        | 63,3 %             |
|             | M06 GEN+ P115 | M06-PT0D41  | 115 kW           | 30,7 %                | 148 kW        | 70,2 %             |
|             | M06 GEN+ P173 | M06-PT1D41  | 173 kW           | 34,9 %                | 171 kW        | 69,4 %             |
|             | M06 GEN+ P205 | M06-PT2D41  | 205 kW           | 35,8 %                | 174 kW        | 66,2 %             |
|             | M08 GEN+ P233 | M08-PT1D41  | 233 kW           | 35,0 %                | 233 kW        | 70,0 %             |
| woodgas     | M08 GEN+ P260 | M08-PT2D41  | 260 kW           | 35,9 %                | 224 kW        | 66,8 %             |
|             | M12 GEN+ P350 | M12-PT1D41  | 350 kW           | 35,1 %                | 348 kW        | 70,0 %             |
|             | M12 GEN+ P450 | M12-PT2D41  | 450 kW           | 36,0 %                | 376 kW        | 66,1 %             |
|             | M06 GEN+ H122 | M06-HT2D41  | 122 kW           | 34,8 %                | 102 kW        | 63,9 %             |
|             | M08 GEN+ H166 | M08-HT2D41  | 166 kW           | 34,9 %                | 140 kW        | 64,3 %             |
|             | M12 GEN+ H250 | M12-HT2D41  | 250 kW           | 35,0 %                | 208 kW        | 64,1 %             |

| Engine specification             |                                                                                                                          |                      |
|----------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------|
| Bore                             | [mm]                                                                                                                     | 130                  |
| Stroke                           | [mm]                                                                                                                     | 142                  |
| Speed                            | [min <sup>-1</sup> ]                                                                                                     | 1.500                |
| Mean piston speed                | [m/s]                                                                                                                    | 7,1                  |
| Applicable gas types             | G = natural gas<br>B = biogas<br>P = propane and other high calorific gases<br>H = woodgas and other low calorific gases |                      |
| Aspiration                       | T = turbocharged                                                                                                         |                      |
| Mixture cooling                  | 0 = none<br>I = internal<br>2 = double stage internal / external                                                         |                      |
| Exhaust manifolds                | D = dry, insulated                                                                                                       |                      |
| ENERGIN® type                    | M06                                                                                                                      | M08 M12              |
| No. of cylinders / configuration | 6 in V90°                                                                                                                | 8 in V90° 12 in V90° |
| Displacement                     | [dm <sup>3</sup> ]                                                                                                       | 11,3 15,1 22,6       |

## GEN+ Basic scope of supply

|                                                                                                                                                                            |   |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---|
| 4-stroke gas engine coupled with double bearing alternator, mounted on common frame                                                                                        | ● |
| Sound attenuating enclosure with air ventilation, mounted on common frame                                                                                                  | ○ |
| Heat recovery from jacket water, lube oil and if applicable 1 <sup>st</sup> stage mixture cooling                                                                          | ● |
| Remote radiator for 2 <sup>nd</sup> stage (if applicable)                                                                                                                  | ○ |
| Remote radiator for jacket water, lube oil and if applicable 1 <sup>st</sup> stage mixture cooling                                                                         | ○ |
| ENERSCREEN® control system with 12" touch panel for engine, alternator and auxiliaries, set mounted in switchboard, with synchronizing and alternator protection functions | ● |
| Generator circuit breaker, set mounted in switchboard                                                                                                                      | ● |
| Lube oil system designed for long oil change intervals                                                                                                                     | ● |
| Electric pre-lubrication pump with changeover valve                                                                                                                        | ● |
| Exhaust silencer in single or two-stage design, supplied loose                                                                                                             | ○ |

● included    ○ as an option



© R Schmitt Enertec GmbH 08/2017

ENERGIN® and  are registered trademarks of and licensed by  GmbH. The use of other brands or trademarks contained in this document by a third party may result in a violation of the rights of the holders of the license plate. Subject to errors and technical modifications excepted.

**R Schmitt Enertec GmbH**  
Siemensstraße 13  
56743 Mendig - Germany  
Phone: +49 2652 / 93 518 10  
Fax: +49 2652 / 93 518 22

**R Schmitt Enertec International FZCO**  
Apricot Tower, Office #804, PO Box 341299  
Dubai Silicon Oasis, DSO, UAE  
Phone: +971 4 333 57 24  
Fax: +971 4 333 91 33

[www.rschmitt-enertec.com](http://www.rschmitt-enertec.com)  
[info@rschmitt-enertec.com](mailto:info@rschmitt-enertec.com)



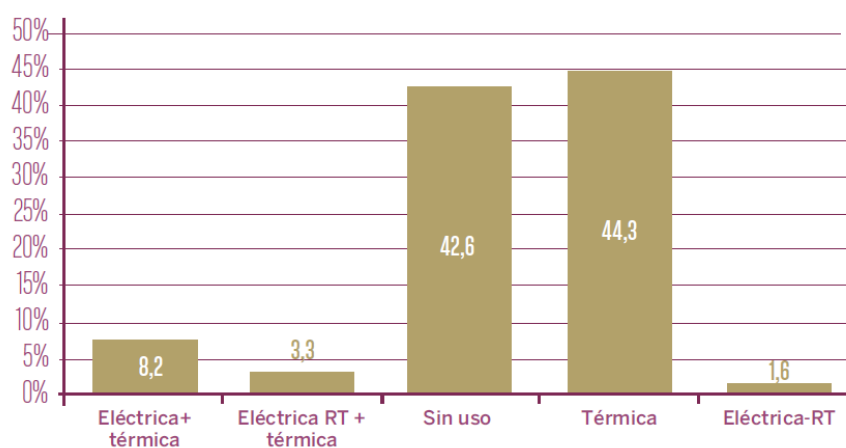
## ANEXO V: Energía Eléctrica generada en Argentina y en el Mundo mediante Biogás

Hasta el año 2015 en la República Argentina, según el Relevamiento Nacional de Biodigestores solo un 4% del total de las plantas de biogás relevadas en la Argentina atribuía su instalación a fines energéticos, es decir, plantas cuyo objetivo principal es de índole energética. Tal situación se traducía en una baja tasa de utilización del biogás como fuente de energía renovable; poca relevancia otorgada al rendimiento de las instalaciones, y dificultad para la comercialización de esta energía renovable, tanto desde el punto de vista de los costos como de la gestión administrativa.

El relevamiento constató falencias técnicas en: la construcción, los materiales utilizados, la seguridad y la operación de las instalaciones; en la formación de personal calificado para el manejo de la planta; en el aprovechamiento energético; en la utilización de equipamientos

y controles; en la caracterización del biogás y del fertilizante orgánico generado; en los usos y aplicaciones de los mismos, y otras. En gran medida esto se vincula al tamaño de los biodigestores, aproximadamente el 50% de las plantas corresponde a pequeñas instalaciones. En el sector público, la mayoría de las plantas eran gestionadas por municipios (cuyo sustrato es la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos, FORSU), las cuales demandaban una asistencia técnica directa para optimizar su funcionamiento y operación.

Las tecnologías más aplicadas en biodigestores, según el relevamiento, se correspondían, en un 65%, a los tipos de mezcla completa y de laguna cubierta, reconociendo que esta última no reúne las condiciones necesarias para operar en forma óptima, principalmente por la falta de control del estado térmico y la homogenización del biodigestor, lo cual se traduce en la baja eficiencia de la planta.



### Referencias:

Sin uso: quema o venteo de biogás.

Térmica: producción solo de energía térmica.

Eléctrica + térmica: producción de energía eléctrica y térmica (energía eléctrica sin recuperación de energía térmica).

Eléctrica RT: producción de energía eléctrica con recuperación de energía térmica.

Eléctrica RT + térmica: producción de energía eléctrica con recuperación de energía térmica del motor de combustión, más producción de energía térmica.

En mayo del 2009 gobierno nacional presentó el programa para estimular el incremento de la participación de las energías renovables en nuestra matriz energética. Simultáneamente mediante el decreto 562/09 reglamento la ley 26.190 "REGIMEN DE FOMENTO NACIONAL PARA EL USO DE FUENTES RENOVABLES DE ENERGIA DESTINADA A LA PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA".

El entonces Secretario de Energía, Ing. Daniel Cameron lanzó el programa GENREN, el que fué implementado por ENARSA con el objetivo de incorporar en nuestro país 1.000 MW (en ese entonces equivalente al 3,8% de la potencia instalada en el MEM) de potencia eléctrica proveniente de energías renovables. El Programa contenía 500 MW eólicos, 150 MW térmicos a partir de biocombustibles, 120 MW térmicos a partir de residuos urbanos, 100 MW de biomasa, 60 MW micro turbinas hidroeléctricas, 30 MW geotérmicos, 20 MW solar y 20 MW biogás.

ENARSA licitó por un plazo de 15 años, la provisión, de toda esta energía proveniente de fuentes renovables, para ser instaladas en los sistemas vinculados al SADI y destinadas al MEM o a la prestación del servicio público de electricidad. Del programa GENREN surgieron dos plantas de biogás para producción de energía eléctrica. El biogás aprovechado de estas plantas es proveniente de relleno sanitario de la planta del CEAMSE, ubicada en Don Torcuato, Provincia de Buenos Aires.

#### **CENTRAL TÉRMICA A BIOGAS – “SAN MARTÍN NORTE IIIA”**

| FUENTE | PROVINCIA    | POTENCIA | Generación Eléctrica | Hogares | Inauguración |
|--------|--------------|----------|----------------------|---------|--------------|
| Biogás | Buenos Aires | 5 MW     | 34,8 GWh/año         | 10.000  | Mayo 2012    |

#### **CENTRAL TÉRMICA A BIOGAS – “SAN MIGUEL NORTE IIIC”**

| FUENTE | PROVINCIA    | POTENCIA | Generación Eléctrica | Hogares | Inauguración |
|--------|--------------|----------|----------------------|---------|--------------|
| Biogás | Buenos Aires | 10 MW    | 86,5 GWh/año         | 24.800  | Octubre 2012 |

### **Programa Renovar**

El Programa RenovAr logró impulsar un importante desarrollo de la generación renovable en la Argentina, particularmente a partir de proyectos eólicos y solares fotovoltaicos de gran escala. Tal desarrollo, a su vez, nos permitió empezar a recorrer el camino para diversificar nuestra matriz energética y acercarnos a cumplir los objetivos propuestos por la Ley 26.190. Esta norma, con las modificaciones introducidas por la Ley 27.191, establece como objetivo lograr una contribución de las fuentes de energías renovables del 12 % del consumo al 31 de diciembre de 2019, que llegará a 20% para el año 2025, con objetivos intermedios.

Desde el año 2016 el Gobierno nacional ha impulsado distintas convocatorias públicas para adjudicar contratos de abastecimiento de energía eléctrica de fuentes de generación renovables (conocidos como PPAs, por su sigla en inglés) a través del Programa RenovAr. Entre la Ronda 1 y 2 del Programa se adjudicaron 147 PPAs.

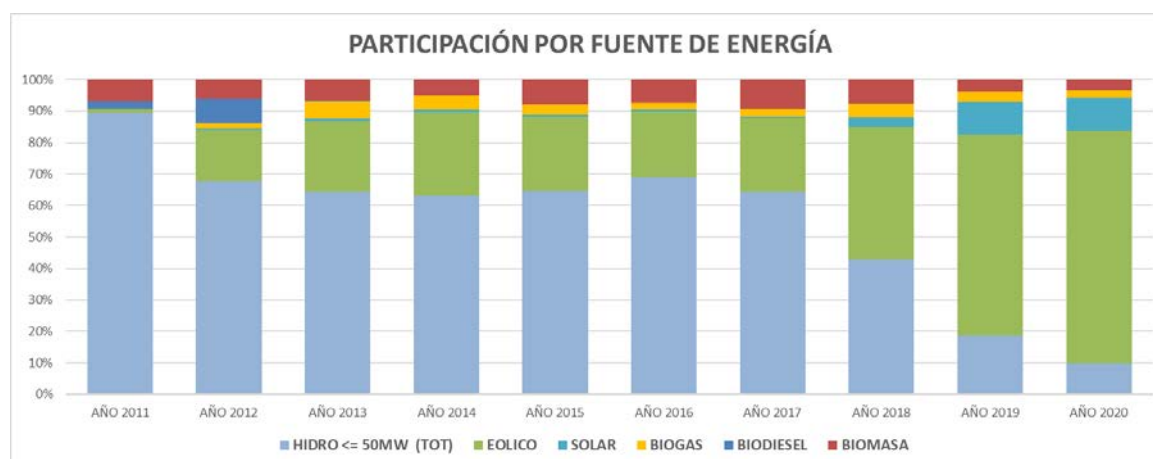
Algunos aspectos básicos a tener en cuenta respecto de estos PPAs: (i) el plazo es de 20 años; (ii) el precio por MWh se encuentra definido en dólares estadounidenses (aunque los pagos se realizan en pesos según el “Tipo de Cambio de Referencia Comunicación ‘A’ 3500 (Mayorista)” publicado por el BCRA); (iii) el comprador de la energía eléctrica generada es la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA) y, en consecuencia, los PPAs se rigen por el derecho privado; (ib.) incluyen un arbitraje de conformidad con el Reglamento de Arbitraje de la

Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil Internacional (CNUDMI); y (v) cuentan con el respaldo del Fondo Fiduciario para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER) creado por el Decreto N° 531/2016 y, en algunos casos, de una garantía emitida por el Banco Mundial.

El Programa RenovAr arrojó resultados sustancialmente más favorables que sus antecedentes —por ejemplo, si comparamos los precios y la cantidad de MW instalados bajo el Programa GENREN— y, con el aporte de los PPAs firmados entre privados, permitió aumentar la participación de las energías renovables en la matriz energética argentina de 1,8 % hasta aproximadamente 6% en menos de tres años. Es probable que este porcentaje aumente en el corto plazo, cuando comiencen a operar los proyectos que a la fecha se encuentran en construcción. Aunque esta participación no alcanzará para cubrir la contribución mínima que estableció la Ley 26.190, da cuenta de un crecimiento exponencial de la industria renovable.

| <b>ENERGÍA GENERADA [GWh]</b> |               |               |               |               |               |               |               |                |               |                 |                |
|-------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|----------------|---------------|-----------------|----------------|
| FUENTE DE ENERGÍA             | AÑO 2011      | AÑO 2012      | AÑO 2013      | AÑO 2014      | AÑO 2015      | AÑO 2016      | AÑO 2017      | AÑO 2018       | AÑO 2019      | AÑO 2020        | AÑO 2021       |
| BIODIESEL                     | 32.5          | 170.2         | 2.2           | 1.6           | 0.0           | 0.9           | 0.0           | 0.0            | 0.0           | 0.0             | 0.0            |
| BIOMASA                       | 97.6          | 127.1         | 133.9         | 113.8         | 195.0         | 193.2         | 242.6         | 251.7          | 299.2         | 421.0           | 467.6          |
| EOLICO                        | 16.0          | 348.4         | 446.9         | 613.3         | 593.0         | 546.8         | 615.8         | 1413.1         | 4995.8        | 9416.3          | 8413.8         |
| HIDRO <=50MW                  | 1255.4        | 1452.6        | 1274.0        | 1456.9        | 1623.8        | 1820.1        | 1695.9        | 1432.4         | 1462.1        | 1256.6          | 757.8          |
| SOLAR                         | 1.8           | 8.1           | 15.0          | 15.7          | 14.7          | 14.3          | 16.4          | 108.1          | 799.7         | 1344.3          | 1204.9         |
| BIOGAS                        | 0.0           | 35.6          | 108.5         | 103.0         | 83.6          | 57.5          | 64.1          | 145.3          | 254.7         | 304.1           | 233.5          |
| <b>Total GWh</b>              | <b>1403.3</b> | <b>2142.0</b> | <b>1980.6</b> | <b>2304.4</b> | <b>2510.0</b> | <b>2632.8</b> | <b>2634.8</b> | <b>3350.69</b> | <b>7811.5</b> | <b>12742.27</b> | <b>11077.7</b> |
| <b>DEMANDA ENERGÍA [GWh]</b>  |               |               |               |               |               |               |               |                |               |                 |                |
| FUENTE DE ENERGÍA             | AÑO 2011      | AÑO 2012      | AÑO 2013      | AÑO 2014      | AÑO 2015      | AÑO 2016      | AÑO 2017      | AÑO 2018       | AÑO 2019      | AÑO 2020        | AÑO 2021       |
| Demanda MEM                   | 116349.4      | 121293.2      | 125166.4      | 126467.1      | 132106.8      | 132961.4      | 132507.5      | 132889.0       | 128884.0      | 127296.1        | 90017.7        |
| <b>Ren MEM / Dem MEM</b>      | <b>1.2%</b>   | <b>1.8%</b>   | <b>1.6%</b>   | <b>1.8%</b>   | <b>1.9%</b>   | <b>2.0%</b>   | <b>2.0%</b>   | <b>2.5%</b>    | <b>6.1%</b>   | <b>10.0%</b>    | <b>12.3%</b>   |

| PARTICIPACIÓN [%]   |          |          |          |          |          |          |          |          |          |          |
|---------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| FUENTE DE ENERGÍA   | AÑO 2011 | AÑO 2012 | AÑO 2013 | AÑO 2014 | AÑO 2015 | AÑO 2016 | AÑO 2017 | AÑO 2018 | AÑO 2019 | AÑO 2020 |
| BIODIESEL           | 2%       | 8%       | 0%       | 0%       | 0%       | 0%       | 0%       | 0%       | 0%       | 0%       |
| BIOMASA             | 7%       | 6%       | 7%       | 5%       | 8%       | 7%       | 9%       | 8%       | 4%       | 3%       |
| EOLICO              | 1%       | 16%      | 23%      | 27%      | 24%      | 21%      | 23%      | 42%      | 64%      | 74%      |
| HIDRO <= 50MW (TOT) | 89%      | 68%      | 64%      | 63%      | 65%      | 69%      | 64%      | 43%      | 19%      | 10%      |
| SOLAR               | 0%       | 0%       | 1%       | 1%       | 1%       | 1%       | 1%       | 3%       | 10%      | 11%      |
| BIOGAS              | 0%       | 2%       | 5%       | 4%       | 3%       | 2%       | 2%       | 4%       | 3%       | 2%       |
| Total GWh           | 100%     | 100%     | 100%     | 100%     | 100%     | 100%     | 100%     | 100%     | 100%     | 100%     |

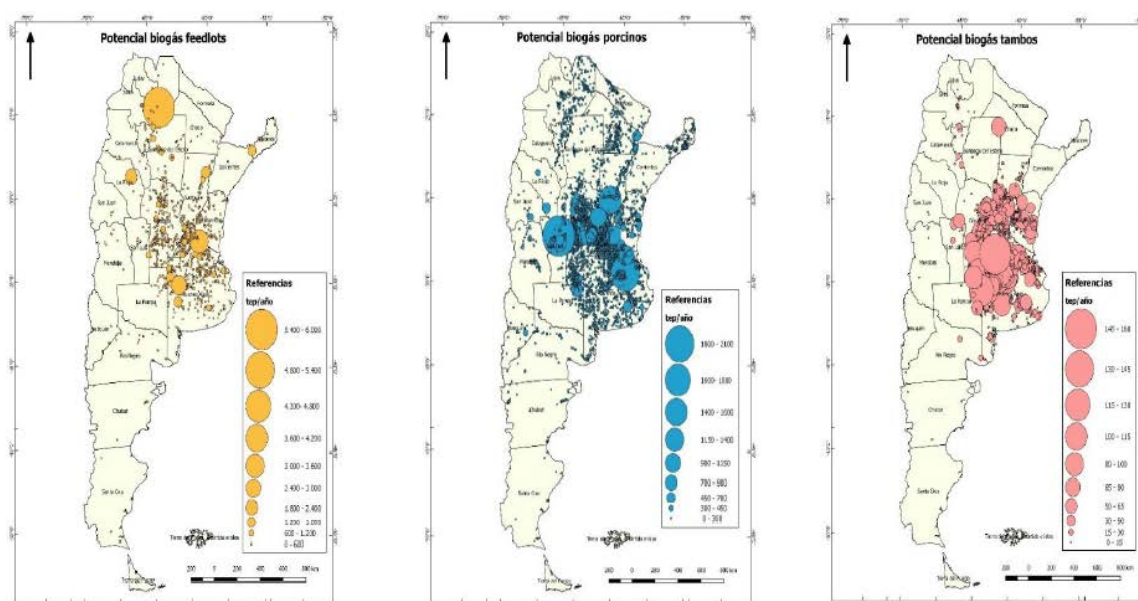


| ENERGÍA GENERADA [GWh] por PLANTAS BIOGAS en ARGENTINA: Período Ago2020-Ago2021 |                          |                                        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |     |     |
|---------------------------------------------------------------------------------|--------------------------|----------------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-----|-----|
| FUENTE                                                                          | PROVINCIA                | CENTRAL DESCRIPCIÓN                    | ago-20 | sep-20 | oct-20 | nov-20 | dic-20 | ene-21 | feb-21 | mar-21 | abr-21 | may-21 | jun-21 | jul-21 | ago-21 |     |     |
| B<br>I<br>O<br>G<br>Á<br>S                                                      | BUENOS AIRES             | BIOELÉCTRICA GENERAL ALVEAR S.A.       |        | 0.0    | 0.0    | 0.1    | 0.2    | 0.2    | 0.2    | 0.3    | 0.4    | 0.3    | 0.4    | 0.4    | 0.5    |     |     |
|                                                                                 |                          | BIOGAS CT RESENER SA                   |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        | 0.0    | 0.0    | 0.0 |     |
|                                                                                 |                          | BIOGAS CTBG ARRE BEEF SA               |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        | 0.0    | 0.1 | 0.6 |
|                                                                                 |                          | BIOGAS CTBG PERGAMINO                  | 0.9    | 1.2    | 1.0    | 0.7    | 0.6    | 0.8    | 0.3    | 0.3    | 0.4    | 0.2    | 0.3    | 0.6    | 0.5    |     |     |
|                                                                                 |                          | BIOGAS RS CT ENSENADA SECCO            | 3.7    | 3.5    | 3.6    | 3.2    | 2.6    | 2.4    | 2.5    | 2.9    | 2.9    | 3.0    | 2.6    | 2.6    | 2.8    |     |     |
|                                                                                 |                          | CTBRS SAN MARTÍN NORTE III-D           |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |     |     |
|                                                                                 |                          | PACUCA BIO ENERGÍA                     | 0.1    | 0.1    | 0.0    | 0.0    | 0.1    | 0.1    | 0.2    | 0.3    | 0.3    | 0.5    | 0.4    | 0.5    | 0.5    |     |     |
|                                                                                 |                          | S.MARTIN NORTE                         | 3.5    | 3.3    | 3.6    | 3.6    | 3.7    | 3.7    | 3.4    | 3.7    | 3.6    | 3.4    | 3.6    | 3.7    | 3.7    |     |     |
|                                                                                 |                          | S.MIGUEL Norte                         | 6.6    | 5.9    | 6.0    | 6.0    | 5.7    | 5.2    | 4.5    | 4.9    | 5.1    | 4.8    | 5.3    | 5.4    | 5.8    |     |     |
|                                                                                 |                          | BIO R. CUARTO 1                        | 1.3    | 1.4    | 2.3    | 1.4    | 1.2    | 1.4    | 1.3    | 1.5    | 1.4    | 1.4    | 1.4    | 1.5    | 1.4    |     |     |
|                                                                                 | CORDOBA                  | BIOGAS CTBG GIGENA I                   | 0.3    | 0.3    | 0.4    | 0.4    | 0.1    | 0.4    | 0.5    | 0.6    | 0.6    | 0.5    | 0.6    | 0.6    | 0.6    |     |     |
|                                                                                 |                          | BIOGAS CTBG VILLA DEL ROS. CGY         | 0.6    | 0.7    | 0.7    | 0.7    | 0.7    | 0.7    | 0.6    | 0.7    | 0.7    | 0.7    | 0.7    | 0.7    | 0.7    |     |     |
|                                                                                 |                          | C.BIOELECT.R.CUARTO1 REN2              | 0.7    | 0.7    | 0.0    | 0.8    | 0.9    | 0.8    | 0.8    | 0.9    | 0.8    | 0.8    | 0.8    | 0.8    | 0.8    |     |     |
|                                                                                 |                          | C.T. BIOELÉCTRICA RIO CUARTO 2         | 1.7    | 1.3    | 1.7    | 1.4    | 1.7    | 1.7    | 1.4    | 1.7    | 1.5    | 1.7    | 1.6    | 1.7    | 1.7    |     |     |
|                                                                                 |                          | C.T. ENRECO GUATIMOZIN                 |        |        |        | 0.0    | 0.4    | 0.6    | 0.5    | 0.4    | 0.6    | 0.7    | 0.9    | 0.9    | 0.7    |     |     |
|                                                                                 |                          | CT BIOGENERADORA SANTA CATALINA        |        |        |        |        |        | 0.2    | 0.9    | 1.2    | 0.8    | 0.6    | 1.2    | 1.3    | 1.2    |     |     |
|                                                                                 |                          | BIOGAS CT AVELLANEDA SECCO             | 4.5    | 4.3    | 4.5    | 4.3    | 4.4    | 4.0    | 3.2    | 2.6    | 2.5    | 2.6    | 3.0    | 4.1    | 4.4    |     |     |
|                                                                                 |                          | Central Térmica a Biogás VENADO TUERTO |        | 0.5    | 0.5    | 0.4    | 0.3    | 0.3    | 0.4    | 0.9    | 1.1    | 1.0    | 1.1    | 0.9    | 0.9    |     |     |
|                                                                                 |                          | SAN PEDRO VERDE                        | 0.9    | 1.0    | 1.0    | 0.9    | 0.9    | 1.0    | 0.9    | 1.0    | 1.0    | 1.0    | 0.9    | 0.8    | 0.8    |     |     |
|                                                                                 |                          | BIOGAS CTBG CITRUSVIL-ALCOVIL          | 0.6    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.1    | 0.8    | 1.7    | 1.3    | 1.5    | 1.3    |     |     |
| TUCUMAN                                                                         | BIOGAS CTBG JUSTO DARACT | 0.7                                    | 0.7    | 0.7    | 0.6    | 0.7    | 0.3    | 0.6    | 0.7    | 0.7    | 0.7    | 0.7    | 0.7    | 0.7    |        |     |     |
|                                                                                 | BIOGAS CTBG TIGONBU      | 0.5                                    | 0.6    | 0.6    | 0.3    | 0.6    | 0.7    | 0.6    | 0.6    | 0.4    | 0.7    | 0.9    | 1.2    | 1.0    |        |     |     |
|                                                                                 | C.T. YANQUETRUZ II       |                                        |        |        | 0.1    | 0.5    | 0.1    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.0    | 0.2    | 0.4    | 0.5    |        |     |     |
| SAN LUIS                                                                        | CB YANQUETRUZ            | 0.9                                    | 0.8    | 0.7    | 0.6    | 0.3    | 0.3    | 0.5    | 0.4    | 0.8    | 0.7    | 0.6    | 0.6    | 0.7    |        |     |     |
|                                                                                 | CT AB ENERGÍA            |                                        |        |        |        |        |        |        |        | 0.2    | 0.5    | 0.6    | 0.7    | 0.8    | 1.0    |     |     |
| LA PAMPA                                                                        |                          | Subtotales                             | 27.5   | 26.1   | 27.4   | 25.5   | 25.8   | 24.9   | 23.2   | 26.0   | 27.1   | 27.8   | 32.4   | 35.5   | 36.6   |     |     |

## Potencial Biogás de Argentina

### Mapa nacional de potencial de Biogás-Probiomasa

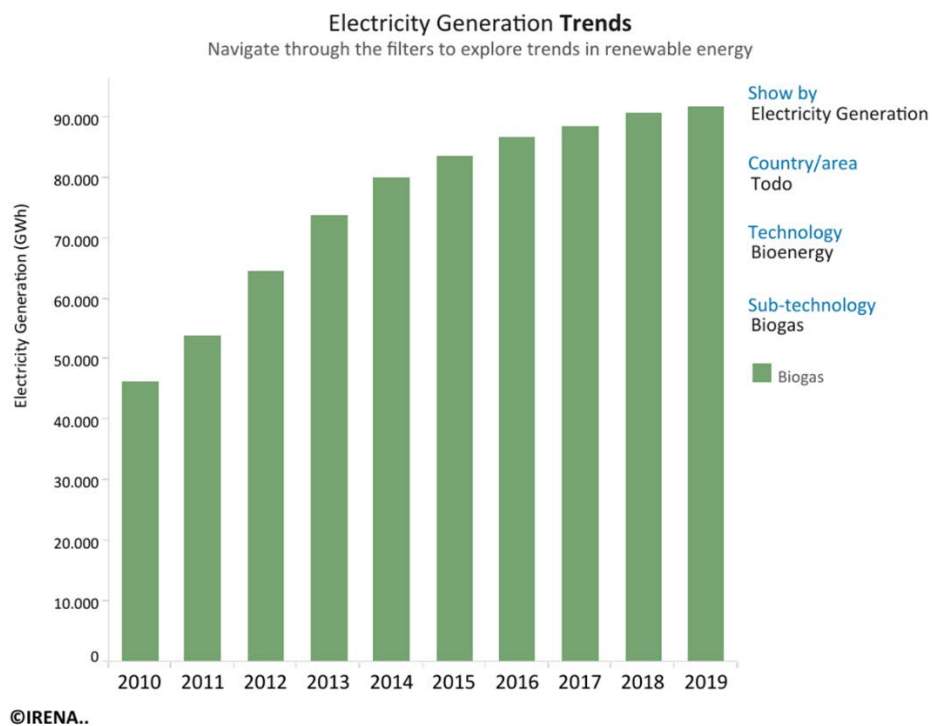
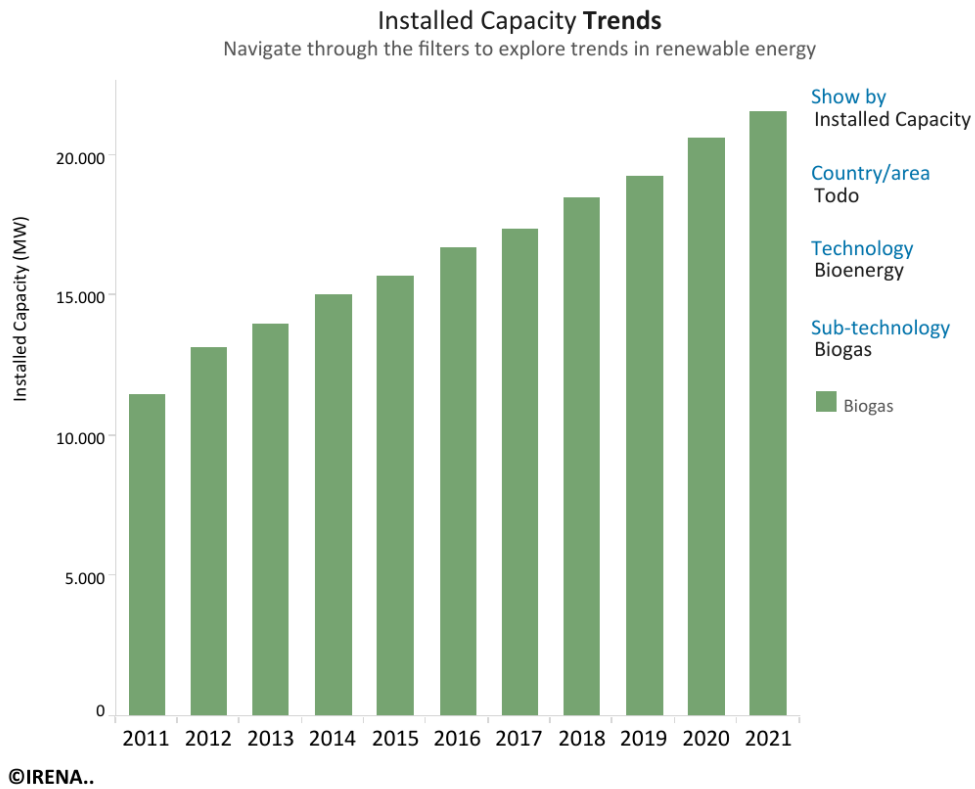
Potencial nacional  
de Biogás:  
360.000 TEP



## Desarrollo de Biogás a nivel Global

A nivel mundial, tanto la capacidad instalada para producción de biogás como la energía eléctrica producida en base a la misma marcan una sostenida tendencia creciente en los últimos años. A continuación, se presentan los gráficos de barras obtenidos del organismo IRENA<sup>1</sup> donde se observa la tendencia señalada.

<sup>1</sup> International Renewable Energy Agency - <https://www.irena.org/bioenergy>



## ANEXO VI: Datos de Distribuidoras del interior de la Provincia de Buenos Aires y cuadro tarifario Agosto 2022

|                                         |                                                                                                                                                                           |                                                                               | EDEA S.A.            |                 | EDELAP S.A.          |               | EDEN S.A.            |                 | EDES S.A.            |                 |
|-----------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------|----------------------|-----------------|----------------------|---------------|----------------------|-----------------|----------------------|-----------------|
|                                         |                                                                                                                                                                           |                                                                               | ANÁLISIS COMPARATIVO |                 | ANÁLISIS COMPARATIVO |               | ANÁLISIS COMPARATIVO |                 | ANÁLISIS COMPARATIVO |                 |
| INDICADORES                             | SIGNIFICADO                                                                                                                                                               | FORMULACIÓN                                                                   | al 31/12/2019        | al 31/12/2020   | al 31/12/2019        | al 31/12/2020 | al 31/12/2019        | al 31/12/2020   | al 31/12/2019        | al 31/12/2020   |
| FINANCIEROS                             |                                                                                                                                                                           |                                                                               |                      |                 |                      |               |                      |                 |                      |                 |
| Liquidez Corriente                      | Indica la Capacidad de Pago de Obligaciones a Corto Plazo (Óptimo 1,5/1)                                                                                                  | Activo Cte. / Pasivo Cte.                                                     | 1.43                 | 1.26            | 0.88                 | 0.70          | 0.68                 | 1.30            | 0.75                 | 1.23            |
| Liquidez Seca (Prueba Ácida)            | Idem anterior sin computar Bs. de Cambio (Óptimo 1/1)                                                                                                                     | (Activo Cte.- Bs.Cbio.)/Pasivo Cte.                                           | 1.42                 | 1.25            | 0.88                 | 0.70          | 0.68                 | 1.29            | 0.74                 | 1.22            |
| Endeudamiento                           | Indica la relación Deuda con el Pat. Neto (> 1 es Elevado)                                                                                                                | Pasivo Tot./Pat. Neto                                                         | 0.58                 | 0.70            | 1.20                 | 1.55          | 1.05                 | 1.24            | 1.04                 | 1.30            |
| Endeudamiento /Calidad Deuda            | Indica que proporción de la deuda es de corto plazo. Cuanto más cercano a 1 sea este indicador, mayor presión tendrá la empresa para cancelar sus pasivos dentro del año. | Pasivo Cte/ Pasivo Total                                                      | 0.42                 | 0.37            | 0.45                 | 0.38          | 0.44                 | 0.36            | 0.44                 | 0.41            |
| Periodo de Cobranzas (días)             | Días promedio de cobranzas                                                                                                                                                | (Cred. por Vtas./Ventas) x 365                                                | 78                   | 90              | 94                   | 102           | 76                   | 80              | 64                   | 66              |
| Respaldo                                | Menor que 50% (respaldo es "débil"). Entre 50 y 70% (Respaldo "medio", y superando el 70% (Respaldo "fuerte")                                                             | Activo no Cte. / Activo Total                                                 | 77.86%               | 80.57%          | 78.59%               | 83.74%        | 84.58%               | 74.46%          | 83.24%               | 71.75%          |
| PATRIMONIALES                           |                                                                                                                                                                           |                                                                               |                      |                 |                      |               |                      |                 |                      |                 |
| Solvencia                               | Mide el porcentaje de recursos propios (Si es > al 50% es Bueno)                                                                                                          | Pat. Neto / Total Activo                                                      | 63.42%               | 58.89%          | 45.41%               | 39.16%        | 48.85%               | 44.61%          | 48.92%               | 43.41%          |
| % de Act.Fijo financiado x el Pat. Neto | % Act. no Ctes. financiados x el P.Netto (100 % es lo Óptimo)                                                                                                             | Pat. Neto /Activo no Cte.                                                     | 81.46%               | 73.09%          | 57.78%               | 46.77%        | 57.76%               | 59.91%          | 58.78%               | 60.50%          |
| % de Act.Fijo financ. x el Pas. No Cte. | % Activos no Ctes. financiados x el Pas. no Cte.                                                                                                                          | Pasivo no Cte. /Activo no Cte.                                                | 27.13%               | 31.95%          | 38.47%               | 45.01%        | 33.68%               | 47.94%          | 34.66%               | 46.88%          |
| RENTABILIDAD OPERATIVA                  |                                                                                                                                                                           |                                                                               |                      |                 |                      |               |                      |                 |                      |                 |
| EBIT                                    | Muestra el resultado de la compañía sin considerar su estructura de endeudamiento financiero, ni impacto fiscal.                                                          | Resultado neto de Intereses y de Impuestos                                    | \$ 3,355,811.00      | \$ 1,409,209.00 | \$ 621,574.00        | \$ 505,887.00 | \$ 2,518,445.00      | \$ 1,919,269.00 | \$ 1,288,617.00      | \$ 831,837.00   |
| EBITDA                                  | Muestra el resultado de la compañía sin considerar su estructura de endeudamiento financiero, ni impacto fiscal, ni amortizaciones/depreciaciones.                        | Resultado neto de Intereses, de Impuestos y de amortizaciones/depreciaciones. | \$ 4,175,320.00      | \$ 2,334,023.00 | \$ 989,327.00        | \$ 694,920.00 | \$ 3,266,525.00      | \$ 2,682,118.00 | \$ 1,627,053.00      | \$ 1,184,846.00 |

Tabla 1: Datos Financieros, Patrimoniales y de Rentabilidad Operativa de las principales distribuidoras del interior de la Provincia de Buenos Aires (Fuente: OCEBA)

## EDEN

| CANTIDAD DE USUARIOS                | 2014           | 2015           | 2016           | 2017           | 2018           |
|-------------------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| <i>Residencia</i>                   | 294,049        | 298,805        | 221,655        | 222,567        | 243,544        |
| <i>Tarifa Social</i>                | 2,802          | 2,962          | 84,205         | 87,813         | 67,669         |
| <i>General</i>                      | 46,075         | 47,500         | 46,850         | 47,247         | 47,119         |
| <i>Alumbrado Público</i>            | 1,882          | 1,943          | 1,982          | 2,019          | 2,071          |
| <i>Rural y Rural No Residencial</i> | 7,074          | 7,072          | 7,042          | 6,990          | 6,950          |
| <i>Medianas Demandas</i>            | 1,584          | 1,625          | 1,670          | 1,722          | 1,728          |
| <i>Peaje</i>                        | 127            | 125            | 124            | 125            | 124            |
| <i>Cooperativas</i>                 | -              | -              | -              | -              | -              |
| <i>Grandes Demandas</i>             | 977            | 1,007          | 1,029          | 1,048          | 1,046          |
| <b>Total</b>                        | <b>354,560</b> | <b>361,039</b> | <b>364,557</b> | <b>368,731</b> | <b>370,251</b> |

| ENERGÍA                             | 2014             | 2015             | 2016             | 2017             | 2018             |
|-------------------------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| <i>Residencia</i>                   | 698,745          | 668,565          | 522,098          | 491,126          | 510,273          |
| <i>Tarifa Social</i>                | 7,096            | 7,557            | 153,738          | 192,878          | 152,939          |
| <i>General</i>                      | 272,169          | 261,345          | 261,510          | 261,995          | 253,976          |
| <i>Alumbrado Público</i>            | 91,255           | 90,458           | 91,764           | 91,279           | 93,151           |
| <i>Rural y Rural No Residencial</i> | 48,679           | 45,714           | 45,297           | 43,946           | 43,239           |
| <i>Medianas Demandas</i>            | 123,098          | 124,113          | 124,678          | 125,156          | 124,041          |
| <i>Peaje</i>                        | 873,537          | 789,937          | 765,299          | 767,922          | 749,024          |
| <i>Cooperativas</i>                 | -                | -                | -                | -                | -                |
| <i>Grandes Demandas</i>             | 1,127,197        | 1,108,995        | 1,140,272        | 1,168,547        | 1,146,545        |
| <b>Total</b>                        | <b>3,241,778</b> | <b>3,095,683</b> | <b>3,104,665</b> | <b>3,142,951</b> | <b>3,073,188</b> |

| DEMANDA MÁXIMA | 2014       | 2015       | 2016       | 2017       | 2018       |
|----------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| <b>MW</b>      | <b>625</b> | <b>618</b> | <b>626</b> | <b>678</b> | <b>692</b> |

Fuente: FREBA / Informe del sector eléctrico de la Provincia de Buenos Aires / Versión 1 Enero 2020 – ANEXO 6

**ANEXO 43**  
**CUADRO TARIFARIO DE EDEN S.A.**  
**TARIFA PLENA SIN SUBSIDIO**

**T1 - PEQUEÑAS DEMANDAS (menos de 10 kW de demanda)**

**T1R - RESIDENCIAL**

CARGO FIJO R1 157,49 \$/mes  
CARGO VARIABLE R1 (consumo en kWh-Mes  $\leq$  100) 16,6880 \$/kWh  
CARGO FIJO R2 241,00 \$/mes  
CARGO VARIABLE R2 ( 100 < consumo en kWh-Mes  $\leq$  200) 16,8955 \$/kWh  
CARGO FIJO R3 328,64 \$/mes  
CARGO VARIABLE R3 ( 200 < consumo en kWh-Mes  $\leq$  400) 17,3131 \$/kWh  
CARGO FIJO R4 407,96 \$/mes  
CARGO VARIABLE R4 ( 400 < consumo en kWh-Mes  $\leq$  500) 17,6367 \$/kWh  
CARGO FIJO R5 654,29 \$/mes  
CARGO VARIABLE R5 ( 500 < consumo en kWh-Mes  $\leq$  700) 17,9428 \$/kWh  
CARGO FIJO R6 1.059,22 \$/mes  
CARGO VARIABLE R6 ( 700 < consumo en kWh-Mes  $\leq$  1400) 18,3880 \$/kWh  
CARGO FIJO R7 1.292,99 \$/mes  
CARGO VARIABLE R7 (consumo en kWh-Mes > 1400) 18,9936 \$/kWh

**T1RE - RESIDENCIAL ESTACIONAL**

CARGO FIJO RE1 641,65 \$/mes  
CARGO VARIABLE RE1 (consumo en kWh-Mes  $\leq$  500) 17,8866 \$/kWh  
CARGO FIJO RE2 725,14 \$/mes  
CARGO VARIABLE RE2 ( 500 < consumo en kWh-Mes  $\leq$  700) 18,3233 \$/kWh  
CARGO FIJO RE3 812,83 \$/mes  
CARGO VARIABLE RE3 ( 700 < consumo en kWh-Mes  $\leq$  1400) 18,6692 \$/kWh  
CARGO FIJO RE4 892,13 \$/mes  
CARGO VARIABLE RE4 (consumo en kWh-Mes > 1400) 19,2810 \$/kWh

**T1G - SERVICIO GENERAL BAJOS CONSUMOS**

CARGO FIJO GBC 632,91 \$/mes  
CARGO VARIABLE GBC (consumo en kWh-Mes  $\leq$  1000) 19,5340 \$/kWh

**T1G - SERVICIO GENERAL ALTOS CONSUMOS**

CARGO FIJO GAC1 3.200,66 \$/mes  
CARGO VARIABLE ( 1000 < consumo en kWh-Mes < 2000) 17,6804 \$/kWh  
CARGO FIJO GAC2 4.094,01 \$/mes  
CARGO VARIABLE ( consumo en kWh-Mes  $\geq$  2000) 17,6991 \$/kWh

**T1GE - SERVICIO GENERAL ESTACIONAL**

CARGO FIJO GE1 1.071,55 \$/mes  
CARGO VARIABLE GE1 ( 0 < consumo en kWh-Mes < 2000) 19,5219 \$/kWh  
CARGO FIJO GE2 1.294,02 \$/mes  
CARGO VARIABLE GE2 ( consumo en kWh-Mes  $\geq$  2000) 20,9527 \$/kWh

**T1AP - ALUMBRADO PÚBLICO**

CARGO FIJO 279,56 \$/factura  
CARGO VARIABLE 16,5003 \$/kWh

**T2 - MEDIANAS DEMANDAS (de 10 kW a menos de 50 kW de demanda)**

**T2BT -SUMINISTROS EN BAJA TENSIÓN**

CARGO FIJO 1.706,26 \$/mes  
CARGO POR POTENCIA EN PICO 570,12 \$/kW-mes  
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO 380,89 \$/kW-mes  
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO 12,6090 \$/kWh  
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA FUERA DE PICO 12,6597 \$/kWh

**T2MT - SUMINISTROS EN MEDIA TENSIÓN**

CARGO FIJO 2.585,24 \$/mes  
CARGO POR POTENCIA EN PICO 447,03 \$/kW-mes  
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO 328,15 \$/kW-mes  
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO 12,3113 \$/kWh  
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA FUERA DE PICO 12,3563 \$/kWh

**T3 - GRANDES DEMANDAS**

**T3BT - SUMINISTROS EN BAJA TENSIÓN**

**SUMINISTROS  $\geq$  a 50 kW de demanda (Usuarios Finales)**

CARGO FIJO 1.654,94 \$/mes  
CARGO POR POTENCIA EN PICO 775,09 \$/kW-mes  
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO 468,70 \$/kW-mes

**SUMINISTROS  $\geq$  a 50 kW de demanda (Distribuidores Municipales)**

CARGO FIJO 1.398,26 \$/mes  
CARGO POR POTENCIA EN PICO 404,89 \$/kW-mes  
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO 173,53 \$/kW-mes

**CARGOS VARIABLES**

**DISTRIBUIDORES MUNICIPALES(Usuarios finales < a 10 kW T4R.)**

CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO 12,2383 \$/kWh  
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO 12,2330 \$/kWh  
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE 12,2277 \$/kWh

**DISTRIBUIDORES MUNICIPALES(Usuarios finales < a 10 kW T4NR.)**

CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO 12,2383 \$/kWh  
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO 12,2330 \$/kWh  
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE 12,2277 \$/kWh

**DISTRIBUIDORES MUNICIPALES(Usuarios finales < a 10 kW.Residenciales)**

CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO 12,2383 \$/kWh  
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO 12,2330 \$/kWh  
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE 12,2277 \$/kWh

**DISTRIBUIDORES MUNICIPALES(Usuarios finales < a 10 kW.No Res)**

CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO 12,2383 \$/kWh  
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO 12,2330 \$/kWh  
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE 12,2277 \$/kWh

**DISTRIBUIDORES MUNICIPALES(Alumbrado Público)**

CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO 12,2383 \$/kWh  
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO 12,2330 \$/kWh  
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE 12,2277 \$/kWh

**DIST. MUNICIPALES (Usuarios finales Suministros entre 10 y 300kW de Demanda)**

CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO 12,2383 \$/kWh  
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO 12,2330 \$/kWh  
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE 12,2277 \$/kWh

**DIST. MUNICIPALES (Usuarios finales Suministros Mayor o igual a 300 kW de Demanda)**

CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO 12,2383 \$/kWh  
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO 12,2330 \$/kWh  
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE 12,2277 \$/kWh

**USUARIOS FINALES Suministros entre 50 y 300kW de Demanda**

CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO 12,4821 \$/kWh  
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO 12,4770 \$/kWh  
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE 12,4715 \$/kWh

**USUARIOS FINALES Suministros Mayor o igual a 300 kW de Demanda**

CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO 12,5011 \$/kWh  
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO 12,4963 \$/kWh  
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE 12,4907 \$/kWh

**T3MT - SUMINISTROS EN MEDIA TENSIÓN**

**SUMINISTROS >= a 50 kW de demanda (Usuarios Finales)**

CARGO FIJO 2.411,01 \$/mes  
CARGO POR POTENCIA EN PICO 628,48 \$/kW-mes  
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO 405,91 \$/kW-mes

**SUMINISTROS >= a 50 kW de demanda (Distribuidores Municipales)**

CARGO FIJO 2.118,59 \$/mes  
CARGO POR POTENCIA EN PICO 318,60 \$/kW-mes  
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO 136,54 \$/kW-mes

**CARGOS VARIABLES**

**DISTRIBUIDORES MUNICIPALES(Usuarios finales < a 10 kW T4R.)**

CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO 11,9398 \$/kWh  
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO 11,9346 \$/kWh  
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE 11,9294 \$/kWh

**DISTRIBUIDORES MUNICIPALES(Usuarios finales < a 10 kW T4NR.)**

CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO 11,9398 \$/kWh  
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO 11,9346 \$/kWh  
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE 11,9294 \$/kWh

**DISTRIBUIDORES MUNICIPALES(Usuarios finales < a 10 kW.Residenciales)**

CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO 11,9398 \$/kWh  
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO 11,9346 \$/kWh  
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE 11,9294 \$/kWh

**DISTRIBUIDORES MUNICIPALES(Usuarios finales < a 10 kW.No Res)**

CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO 11,9398 \$/kWh  
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO 11,9346 \$/kWh  
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE 11,9294 \$/kWh

**DISTRIBUIDORES MUNICIPALES(Alumbrado Público)**

CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO 11,9398 \$/kWh  
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO 11,9346 \$/kWh  
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE 11,9294 \$/kWh

**DIST. MUNICIPALES (Usuarios finales Suministros entre 10 y 300kW de Demanda)**

CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO 11,9398 \$/kWh  
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO 11,9346 \$/kWh  
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE 11,9294 \$/kWh

**DIST. MUNICIPALES (Usuarios finales Suministros Mayor o igual a 300 kW de Demanda)**

CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO 11,9398 \$/kWh  
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO 11,9346 \$/kWh  
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE 11,9294 \$/kWh

**USUARIOS FINALES Suministros entre 50 y 300kW de Demanda**

CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO 12,1830 \$/kWh  
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO 12,1778 \$/kWh  
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE 12,1726 \$/kWh

**USUARIOS FINALES Suministros Mayor o igual a 300 kW de Demanda**

CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO 12,2017 \$/kWh

CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO 12,1973 \$/kWh  
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE 12,1916 \$/kWh

**T3AT - SUMINISTROS EN ALTA TENSIÓN**

CARGO FIJO \$/mes  
CARGO POR POTENCIA EN PICO \$/kW-mes  
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO \$/kW-mes  
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO \$/kWh  
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO \$/kWh  
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE \$/kWh

**T4 - PEQUEÑAS DEMANDAS RURALES (menos de 10 kW de potencia)**

**T4R- PEQUEÑAS DEMANDAS RURALES RESIDENCIALES**

CARGO FIJO T4R1 665,39 \$/mes  
CARGO VARIABLE T4R1 (consumo en kWh-Mes  $\leq$  500) 15,5672 \$/kWh  
CARGO FIJO T4R2 891,61 \$/mes  
CARGO VARIABLE T4R2 ( 500 < consumo en kWh-Mes  $\leq$  700) 15,8349 \$/kWh  
CARGO FIJO T4R3 1.126,31 \$/mes  
CARGO VARIABLE T4R3 ( 700 < consumo en kWh-Mes  $\leq$  1400) 16,0352 \$/kWh  
CARGO FIJO T4R4 1.275,67 \$/mes  
CARGO VARIABLE T4R4 (consumo en kWh-Mes > 1400) 16,4554 \$/kWh

**T4NR- PEQUEÑAS DEMANDAS RURALES NO RESIDENCIALES**

CARGO FIJO T4NR1 665,39 \$/mes  
CARGO VARIABLE T4NR1 (consumo en kWh-Mes  $\leq$  500) 15,7511 \$/kWh  
CARGO FIJO T4NR2 891,61 \$/mes  
CARGO VARIABLE T4NR2 ( 500 < consumo en kWh-Mes  $\leq$  700) 16,0625 \$/kWh  
CARGO FIJO T4NR3 1.126,31 \$/mes  
CARGO VARIABLE T4NR3 ( 700 < consumo en kWh-Mes  $\leq$  1400) 16,3049 \$/kWh  
CARGO FIJO T4NR4 1.275,67 \$/mes  
CARGO VARIABLE T4NR4 (consumo en kWh-Mes > 1400) 16,8021 \$/kWh

**TABLA DE PERDIDAS DE TRANSFORMACION CLIENTES RURALES**

5 KVA monofásico 27 kWh/mes  
10 KVA monofásico 43 kWh/mes  
15 KVA monofásico 52 kWh/mes  
16 KVA monofásico 57 kWh/mes  
10 KVA trifásico 70 kWh/mes  
15 KVA trifásico 86 kWh/mes  
16 KVA trifásico 91 kWh/mes  
20 KVA trifásico 108 kWh/mes  
25 KVA trifásico 124 kWh/mes  
30 KVA trifásico 136 kWh/mes  
40 KVA trifásico 166 kWh/mes  
50 KVA trifásico 186 kWh/mes  
63 KVA trifásico 216 kWh/mes  
100 KVA trifásico 251 kWh/mes

**T5 - SERVICIO DE PEAJE( para Distribuidores Municipales)**

**T5BT - SUMINISTROS EN BAJA TENSIÓN**

**SUMINISTROS  $\geq$  a 50 kW de demanda (Usuarios Finales)**

CARGO FIJO 351,81 \$/mes  
CARGO POR POTENCIA EN PICO 582,99 \$/kW-mes  
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO 333,25 \$/kW-mes

**SUMINISTROS  $\geq$  a 50 kW de demanda (Distribuidores Municipales)**

CARGO FIJO 279,73 \$/mes  
CARGO POR POTENCIA EN PICO 194,74 \$/kW-mes  
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO 88,86 \$/kW-mes

**CARGOS VARIABLES**

**DISTRIBUIDORES MUNICIPALES(Usuarios finales < a 10 kW T4R.)**

CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO 0,7577 \$/kWh  
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO 0,7574 \$/kWh  
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE 0,7571 \$/kWh

**DISTRIBUIDORES MUNICIPALES(Usuarios finales < a 10 kW T4NR.)**

CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO 0,7577 \$/kWh  
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO 0,7574 \$/kWh  
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE 0,7571 \$/kWh

**DISTRIBUIDORES MUNICIPALES(Usuarios finales < a 10 kW.Residenciales)**

CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO 0,7577 \$/kWh  
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO 0,7574 \$/kWh  
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE 0,7571 \$/kWh

**DISTRIBUIDORES MUNICIPALES(Usuarios finales < a 10 kW.No Res)**

CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO 0,7577 \$/kWh  
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO 0,7574 \$/kWh  
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE 0,7571 \$/kWh

**DISTRIBUIDORES MUNICIPALES(Alumbrado Público)**

CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO 0,7577 \$/kWh  
 CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO 0,7574 \$/kWh  
 CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE 0,7571 \$/kWh  
**DIST. MUNICIPALES (Usuarios finales Suministros entre 10 y 300kW de Demanda)**  
 CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO 0,7577 \$/kWh  
 CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO 0,7574 \$/kWh  
 CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE 0,7571 \$/kWh  
**DIST. MUNICIPALES (Usuarios finales Suministros Mayor o igual a 300 kW de Demanda)**  
 CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO 0,7577 \$/kWh  
 CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO 0,7574 \$/kWh  
 CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE 0,7571 \$/kWh  
**USUARIOS FINALES Suministros entre 50 y 300kW de Demanda**  
 CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO 0,7578 \$/kWh  
 CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO 0,7575 \$/kWh  
 CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE 0,7572 \$/kWh  
**USUARIOS FINALES Suministros Mayor o igual a 300 kW de Demanda**  
 CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO 0,7580 \$/kWh  
 CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO 0,7576 \$/kWh  
 CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE 0,7574 \$/kWh  
**T5MT - SUMINISTROS EN MEDIA TENSIÓN**  
**SUMINISTROS >= a 50 kW de demanda (Usuarios Finales)**  
 CARGO FIJO 530,10 \$/mes  
 CARGO POR POTENCIA EN PICO 366,68 \$/kW-mes  
 CARGO POR POTENCIA FUERA PICO 240,25 \$/kW-mes  
**SUMINISTROS >= a 50 kW de demanda (Distribuidores Municipales)**  
 CARGO FIJO 423,73 \$/mes  
 CARGO POR POTENCIA EN PICO 120,65 \$/kW-mes  
 CARGO POR POTENCIA FUERA PICO 51,70 \$/kW-mes  
**CARGOS VARIABLES**  
**DISTRIBUIDORES MUNICIPALES(Usuarios finales < a 10 kW T4R.)**  
 CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO 0,4592 \$/kWh  
 CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO 0,4590 \$/kWh  
 CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE 0,4588 \$/kWh  
**DISTRIBUIDORES MUNICIPALES(Usuarios finales < a 10 kW T4NR.)**  
 CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO 0,4592 \$/kWh  
 CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO 0,4590 \$/kWh  
 CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE 0,4588 \$/kWh  
**DISTRIBUIDORES MUNICIPALES(Usuarios finales < a 10 kW.Residenciales)**  
 CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO 0,4592 \$/kWh  
 CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO 0,4590 \$/kWh  
 CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE 0,4588 \$/kWh  
**DISTRIBUIDORES MUNICIPALES(Usuarios finales < a 10 kW.No Res)**  
 CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO 0,4592 \$/kWh  
 CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO 0,4590 \$/kWh  
 CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE 0,4588 \$/kWh  
**DISTRIBUIDORES MUNICIPALES(Alumbrado Público)**  
 CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO 0,4592 \$/kWh  
 CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO 0,4590 \$/kWh  
 CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE 0,4588 \$/kWh  
**DIST. MUNICIPALES (Usuarios finales Suministros entre 10 y 300kW de Demanda)**  
 CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO 0,4592 \$/kWh  
 CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO 0,4590 \$/kWh  
 CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE 0,4588 \$/kWh  
**DIST. MUNICIPALES (Usuarios finales Suministros Mayor o igual a 300 kW de Demanda)**  
 CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO 0,4592 \$/kWh  
 CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO 0,4590 \$/kWh  
 CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE 0,4588 \$/kWh  
**USUARIOS FINALES Suministros entre 50 y 300kW de Demanda**  
 CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO 0,4599 \$/kWh  
 CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO 0,4596 \$/kWh  
 CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE 0,4595 \$/kWh  
**USUARIOS FINALES Suministros Mayor o igual a 300 kW de Demanda**  
 CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO 0,4597 \$/kWh  
 CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO 0,4594 \$/kWh  
 CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE 0,4591 \$/kWh  
**T5AT - SUMINISTROS EN ALTA TENSIÓN**  
 CARGO FIJO \$/mes  
 CARGO POR POTENCIA EN PICO \$/kW-mes  
 CARGO POR POTENCIA FUERA PICO \$/kW-mes  
 CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO \$/kWh  
 CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO \$/kWh  
 CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE \$/kWh  
**T6 - SERVICIO DE PEAJE A USUARIOS DE MEDIANAS DEMANDAS**  
**T6BT - SUMINISTROS EN BAJA TENSIÓN**  
 CARGO FIJO 896,44 \$/mes  
 CARGO POR POTENCIA EN PICO 236,40 \$/kW-mes

CARGO POR POTENCIA FUERA PICO 101,31 \$/kW-mes  
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO 0,8833 \$/kWh  
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA FUERA DE PICO 0,8839 \$/kWh

***T6MT - SUMINISTROS EN MEDIA TENSIÓN***

CARGO FIJO 1.775,88 \$/mes  
CARGO POR POTENCIA EN PICO 141,81 \$/kW-mes  
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO 60,73 \$/kW-mes  
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO 0,5847 \$/kWh  
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA FUERA DE PICO 0,5853 \$/kWh

**ANEXO VII: Penalizaciones de OCEBA a Distribuidoras de la Provincia de Buenos Aires, periodo 2015-2019**

**Penalizaciones por calidad del producto técnico y calidad del servicio técnico**

| Semestre            | Expediente 2429- | Distribuidora | Calidad de Producto Técnico | Calidad de Servicio Técnico | Cantidad Usuarios bonificados | TOTAL                    |
|---------------------|------------------|---------------|-----------------------------|-----------------------------|-------------------------------|--------------------------|
| 28° (dic-14/may-15) | 5851/15          | EDEA          | \$ 15.433,23                | \$ 1.635.325,47             | 232.251                       | \$ 1.650.758,70          |
| 29° (jun-15/nov-15) | 266/16           | EDEA          | \$ 25.662,52                | \$ 1.570.708,66             | 225.196                       | \$ 1.596.371,18          |
| 30° (dic-15/may-16) | 855/16           | EDEA          | \$ 28.436,73                | \$ 2.137.559,19             | 238.920                       | \$ 2.165.995,92          |
| 31° (jun-16/nov-16) | 1375/17          | EDEA          | \$ 212.133,07               | \$ 1.828.849,86             | 214.629                       | \$ 2.040.982,93          |
| 32° (dic-16/may-17) | 1588/17          | EDEA          | \$ 208.567,04               | \$ 2.595.413,64             | 279.380                       | \$ 2.803.980,68          |
| 33° (jun-17/nov-17) | 2009/18          | EDEA          | \$ 72.748,27                | \$ 2.282.500,25             | 240.550                       | \$ 2.355.248,52          |
| 34° (dic-17/may-18) | 2144/18          | EDEA          | \$ 74.268,34                | \$ 2.597.413,54             | 278.006                       | \$ 2.671.681,88          |
| 35° (jun-18/nov-18) | 3369/19          | EDEA          | \$ 190.025,89               | \$ 14.054.658,05            | 217.626                       | \$ 14.244.683,94         |
| 36° (dic-18/may-19) |                  | EDEA          | \$ 241.694,55               | \$ 32.274.583,68            | 258.039                       | \$ 32.516.278,23         |
| 37° (jun-19/nov-19) |                  | EDEA          | \$ 414.790,52               | \$ 31.557.330,15            | 216.693                       | \$ 31.972.120,67         |
| <b>SUBTOTAL</b>     |                  |               | <b>\$ 1.483.760,16</b>      | <b>\$ 92.534.342,49</b>     |                               | <b>\$ 94.018.102,65</b>  |
| 28° (dic-14/may-15) | 5849/15          | EDEN          | \$ 196.683,19               | \$ 4.783.255,11             | 234.844                       | \$ 4.979.938,30          |
| 29° (jun-15/nov-15) | 270/16           | EDEN          | \$ 143.458,18               | \$ 3.934.952,71             | 205.191                       | \$ 4.078.410,89          |
| 30° (dic-15/may-16) | 857/16           | EDEN          | \$ 138.115,06               | \$ 5.567.018,53             | 261.894                       | \$ 5.705.133,59          |
| 31° (jun-16/nov-16) | 1362/17          | EDEN          | \$ 178.093,46               | \$ 3.047.878,10             | 176.380                       | \$ 3.225.971,56          |
| 32° (dic-16/may-17) | 1587/17          | EDEN          | \$ 127.734,19               | \$ 6.311.425,16             | 250.150                       | \$ 6.439.159,35          |
| 33° (jun-17/nov-17) | 2121/18          | EDEN          | \$ 91.334,02                | \$ 3.899.239,07             | 198.774                       | \$ 3.990.573,09          |
| 34° (dic-17/may-18) | 2155/18          | EDEN          | \$ 146.046,42               | \$ 5.251.832,58             | 228.757                       | \$ 5.397.879,00          |
| 35° (jun-18/nov-18) | 3368/19          | EDEN          | \$ 584.306,92               | \$ 28.715.852,17            | 171.550                       | \$ 29.300.159,09         |
| 36° (dic-18/may-19) |                  | EDEN          | \$ 654.815,05               | \$ 54.290.954,78            | 228.036                       | \$ 54.945.769,83         |
| 37° (jun-19/nov-19) |                  | EDEN          | \$ 1.443.372,23             | \$ 43.812.784,15            | 164.653                       | \$ 45.256.156,38         |
| <b>SUBTOTAL</b>     |                  |               | <b>\$ 3.703.958,72</b>      | <b>\$ 159.615.192,36</b>    |                               | <b>\$ 163.319.151,08</b> |
| 28° (dic-14/may-15) | 6032/15          | EDES          | \$ 822.108,10               | \$ 2.069.588,53             | 122.987                       | \$ 2.891.696,63          |
| 29° (jun-15/nov-15) | 501/16           | EDES          | \$ 799.598,18               | \$ 919.163,70               | 92.275                        | \$ 1.718.761,88          |
| 30° (dic-15/may-16) | 1363/17          | EDES          | \$ 818.632,83               | \$ 743.386,57               | 81.517                        | \$ 1.562.019,40          |
| 31° (jun-16/nov-16) | 1437/17          | EDES          | \$ 893.704,52               | \$ 1.235.254,59             | 190.370                       | \$ 2.128.959,11          |
| 32° (dic-16/may-17) | 1586/17          | EDES          | \$ 1.002.383,73             | \$ 2.154.434,48             | 136.225                       | \$ 3.156.818,21          |
| 33° (jun-17/nov-17) | 1931/18          | EDES          | \$ 925.455,41               | \$ 2.330.157,11             | 146.904                       | \$ 3.255.612,52          |
| 34° (dic-17/may-18) | 2089/18          | EDES          | \$ 823.139,59               | \$ 1.575.375,50             | 134.587                       | \$ 2.398.515,09          |

|                     |         |        |                         |                          |         |                          |
|---------------------|---------|--------|-------------------------|--------------------------|---------|--------------------------|
| 35° (jun-18/nov-18) | 3370/19 | EDES   | \$ 225.829,17           | \$ 9.229.058,99          | 98.352  | \$ 9.454.888,16          |
| 36° (dic-18/may-19) |         | EDES   | \$ 93.208,23            | \$ 13.656.171,48         | 114.164 | \$ 13.749.379,71         |
| 37° (jun-19/nov-19) |         | EDES   | \$ 62.521,89            | \$ 10.489.689,32         | 77.388  | \$ 10.552.211,21         |
| <b>SUBTOTAL</b>     |         |        | <b>\$ 6.466.581,65</b>  | <b>\$ 44.402.280,27</b>  |         | <b>\$ 50.868.861,93</b>  |
| 28° (dic-14/may-15) | 5850/15 | EDELAP | \$ 1.447.269,65         | \$ 4.524.223,20          | 232.303 | \$ 5.971.492,85          |
| 29° (jun-15/nov-15) | 269/16  | EDELAP | \$ 1.112.906,16         | \$ 6.371.756,84          | 220.826 | \$ 7.484.663,00          |
| 30° (dic-15/may-16) | 856/16  | EDELAP | \$ 2.251.131,72         | \$ 10.056.002,70         | 270.868 | \$ 12.307.134,42         |
| 31° (jun-16/nov-16) | 1372/17 | EDELAP | \$ 1.775.389,00         | \$ 11.777.133,50         | 278.282 | \$ 13.552.522,50         |
| 32° (dic-16/may-17) | 1436/17 | EDELAP | \$ 2.721.820,14         | \$ 11.860.843,02         | 279.043 | \$ 14.582.663,16         |
| 33° (jun-17/nov-17) | 2120/18 | EDELAP | \$ 2.697.760,91         | \$ 6.291.841,71          | 245.876 | \$ 8.989.602,62          |
| 34° (dic-17/may-18) | 2209/18 | EDELAP | \$ 2.717.164,46         | \$ 5.834.517,31          | 237.380 | \$ 8.551.681,77          |
| 35° (jun-18/nov-18) | 3371/19 | EDELAP | \$ 4.468.595,93         | \$ 33.248.498,94         | 215.809 | \$ 37.717.094,87         |
| 36° (dic-18/may-19) |         | EDELAP | \$ 6.488.435,49         | \$ 38.645.493,17         | 357.854 | \$ 45.133.928,66         |
| 37° (jun-19/nov-19) |         | EDELAP | \$ 15.829.718,75        | \$ 62.883.250,46         | 356.520 | \$ 78.712.969,21         |
|                     |         |        | <b>\$ 25.680.473,46</b> | <b>\$ 191.493.560,84</b> |         | <b>\$ 233.003.753,05</b> |
| <b>TOTAL</b>        |         |        | <b>\$ 37.334.773,99</b> | <b>\$ 488.045.375,97</b> |         | <b>\$ 541.209.868,71</b> |