



Universidad Nacional del Comahue
Facultad de Economía y Administración

Instituto de Economía Energética IDEE/FB
asociado a la Fundación Bariloche



MAESTRÍA EN ECONOMÍA Y POLÍTICA ENERGÉTICO AMBIENTAL

TESIS

Potencial aprovechamiento de residuos pecuarios para la producción de Biogás como aporte a la diversificación de la matriz energética y como acción de mitigación contra el cambio climático en el Departamento Confluencia, Provincia de Neuquén

ALUMNO DE LA MEPEA
Lic. JOSE MANUEL VAZQUEZ

DIRECTORA
Dra. MARCELA NOEMI GATTI

CO DIRECTOR
Dis. Ind. LUCAS ZANOVELLO

FIRMA DIRECTORA
Dra. MARCELA NOEMI GATTI

FIRMA ALUMNO MEPEA
Lic. JOSE MANUEL VAZQUEZ

ÍNDICE DE CONTENIDOS

RESUMEN.....	6
ABSTRACT.....	6
1. INTRODUCCIÓN.....	7
1.1 EL PROBLEMA.....	10
1.2 HIPÓTESIS A PROBAR.....	10
1.3 LOS OBJETIVOS GENERALES Y ESPECÍFICOS.....	10
1.3.1 OBJETIVO GENERAL.....	10
1.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	11
2. CAPITULO 1: DELIMITACIÓN DE CANTIDAD DE MATERIA PRIMA y POTENCIAL GENERACIÓN DE BIOGÁS y POTENCIAL AHORRO DE EMISIONES DE GEI.....	11
2.1 CARACTERÍSTICAS URBANÍSTICAS Y CLIMÁTICAS DEL ÁREA DE ESTUDIO.....	11
2.2 DELIMITACIÓN DE MATERIA PRIMA DE ORIGEN PECUARIO Y POTENCIAL PRODUCCIÓN DE BIOGÁS.....	14
2.3 CAMBIO CLIMÁTICO, NDC Y POTENCIAL AHORRO DE GEI.....	17
2.4 CONCLUSIONES CAPITULO 1.....	22
3. CAPITULO 2: TECNOLOGÍAS PARA LA PRODUCCIÓN DE BIOGÁS.....	23
3.1 BIOGÁS Y EL PROCESO DE PRODUCCIÓN.....	23
3.2 FACTORES QUE AFECTAN LA PRODUCCIÓN DE BIOGÁS.....	26
3.2.1 TIPO DE MATERIA PRIMA.....	26
3.2.2 pH.....	28
3.2.3 TEMPERATURA DEL SUSTRATO.....	28
3.2.4 TIEMPO DE RETENCIÓN HIDRÁULICO.....	30
3.2.5 VELOCIDAD DE CARGA ORGÁNICA.....	31
3.2.6 CONTENIDO DE SÓLIDOS.....	31
3.2.7 MATERIA SECA Y GRADO DE MEZCLADO.....	31
3.2.8 RELACIÓN CARBONO/NITRÓGENO.....	33
3.2.9 PRESENCIA DE INHIBIDORES.....	33
3.2.10 CODIGESTIÓN.....	34
3.3 TECNOLOGÍA EMPLEADA EN LA DIGESTIÓN ANAERÓBICA.....	35
3.3.1 BIODIGESTORES EN BATCH.....	36
3.3.2 BIODIGESTORES SEMICONTINUOS O CONTINUOS HÚMEDOS SIN MANEJO DEL SUSTRATO.....	36
3.3.3 BIODIGESTORES SEMICONTINUOS O CONTINUOS HÚMEDOS CON MANEJO DEL SUSTRATO.....	38
3.3.4 BIODIGESTORES SEMICONTINUOS O CONTINUOS HÚMEDOS EN DOS ETAPAS.....	39
3.3.5 BIODIGESTORES SEMICONTINUOS O CONTINUOS SEMIHÚMEDOS SIN MANEJO DEL SUSTRATO.....	39
3.3.6 BIODIGESTORES SEMICONTINUOS O CONTINUOS SECOS SIN MANEJO DEL SUSTRATO.....	40
3.4 TECNOLOGÍA EMPLEADA EN EL TRATAMIENTO DEL DIGERIDO.....	40
3.5 TECNOLOGÍAS CON MAYORES BENEFICIOS PARA SU IMPLEMENTACIÓN EN LA REGIÓN.....	43

3.6	TECNOLOGÍA APLICABLE AL MAYOR ESTABLECIMIENTO PECUARIO DE LA REGIÓN	46
3.6.1	CARACTERÍSTICAS DEL ESTABLECIMIENTO	46
3.6.2	EXISTENCIAS DE ANIMALES	47
3.6.3	CONSUMOS ENERGÉTICOS.....	47
3.6.4	CARACTERÍSTICAS DEL EFLUENTE GENERADO	50
3.6.5	TECNOLOGÍA APLICABLE	51
4.	CAPITULO 3: ALTERNATIVAS DE USO PARA EL BIOGÁS PRODUCIDO	56
4.1	POSIBLES ALTERNATIVAS EXISTENTES.....	56
4.1.1	COMBUSTIÓN DIRECTA PARA OBTENCIÓN DE CALOR.....	56
4.1.2	GENERACIÓN COMBINADA DE ELECTRICIDAD Y CALOR (COGENERACIÓN).....	57
4.1.3	GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD CON MOTORES DE BIOGÁS DE CICLO OTTO.....	57
4.1.4	GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD CON MICROTURBINAS.....	58
4.1.5	GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD CON CELDAS DE COMBUSTIBLE.....	58
4.1.6	INYECCIÓN A REDES DE DISTRIBUCIÓN COMO BIOMETANO.....	58
4.2	ALTERNATIVAS DE USO CON MAYOR POTENCIAL DE APROVECHAMIENTO EN LA REGIÓN	59
4.3	ALTERNATIVAS DE USO APLICADAS AL MAYOR ESTABLECIMIENTO PECUARIO DE LA REGIÓN	61
5.	CAPITULO 4: VALORIZACIÓN DE LAS EXTERNALIDADES	62
5.1	EXTERNALIDADES POSITIVAS EN PROYECTOS DE PRODUCCIÓN DE BIOGÁS	63
5.1.1	MULTIPLICADOR DE LA INVERSIÓN.....	64
5.1.2	EMPLEO INDIRECTO E INDUCIDO	64
5.1.3	IMPUESTOS INDIRECTOS	67
5.1.4	ELÉCTRICAS.....	67
5.1.5	AMBIENTALES.....	68
5.2	VALORIZACIÓN DE EXTERNALIDADES EN PROYECTOS DE BIOGÁS DE LA REGIÓN	70
6.	CAPITULO 5: ANÁLISIS ECONÓMICO EN LA GENERACIÓN DE BIOGÁS DE ORIGEN PECUARIO... 71	71
6.1	INVERSIÓN	71
6.2	ANÁLISIS DE ALTERNATIVA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA PARA AUTOCONSUMO	72
6.3	ANÁLISIS DE ALTERNATIVA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA PARA AUTOCONSUMO Y VENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EXCEDENTE	73
6.4	ANÁLISIS DE ALTERNATIVA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA PARA AUTOCONSUMO Y VENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EXCEDENTE CON RECONOCIMIENTO DE EXTERNALIDADES	73
6.5	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	74
6.5.1	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE ALTERNATIVA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA PARA AUTOCONSUMO Y VENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EXCEDENTE	74
6.5.2	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE ALTERNATIVA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA PARA AUTOCONSUMO Y VENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EXCEDENTE CON RECONOCIMIENTO DE EXTERNALIDADES.....	75
7.	CAPITULO 6: BARRERAS IDENTIFICADAS	76
7.1	BARRERAS PARA PROYECTOS DE BIOGÁS EN EL REGIÓN	76
7.1.1	ECONÓMICAS	76
7.1.2	TÉCNICAS.....	77

7.1.3	LEGALES.....	79
7.1.4	POLÍTICO INSTITUCIONALES.....	80
7.1.5	SOCIOCULTURALES.....	81
7.2	BARRERAS ESPECÍFICAS PARA EL PROYECTO DE PRODUCCIÓN DE BIOGÁS EN EL PRINCIPAL ESTABLECIMIENTO PECUARIO DE LA REGIÓN.....	82
8.	DISCUSIÓN Y CONCLUSIÓN.....	82
9.	BIBLIOGRAFÍA.....	86
10.	ANEXOS.....	90
10.1	ANEXO I: DETALLE DE INVERSIÓN BASADO DISEÑO DE BURDILES (2021).....	90
10.2	ANEXO II: ANÁLISIS DE ALTERNATIVA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA PARA AUTOCONSUMO.....	91
10.3	ANEXO III: ANÁLISIS DE ALTERNATIVA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA PARA AUTOCONSUMO Y VENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EXCEDENTE.....	92
10.4	ANEXO IV: ANÁLISIS DE ALTERNATIVA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA PARA AUTOCONSUMO Y VENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EXCEDENTE CON RECONOCIMIENTO DE EXTERNALIDADES.....	93

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1:	DEPARTAMENTO CONFLUENCIA. FUENTE: ATLAS NEUQUÉN DESDE EL SATÉLITE.....	12
FIGURA 2:	VALORES MEDIOS DE TEMPERATURA Y PRECIPITACIÓN PARA NEUQUÉN Y CUTRAL CO.....	14
FIGURA 3:	MAPA DE CLIMAS DE LA PROVINCIA DE NEUQUÉN. MAPOTECA.....	13
FIGURA 4:	EMISIONES DEL SECTOR AGRICULTURA, GANADERÍA, SILVICULTURA Y OTROS USOS DE LA TIERRA.....	19
FIGURA 5:	INVENTARIO TOTAL DE GEI DE ARGENTINA Y EMISIONES DE GEI POR SUBSECTOR.....	20
FIGURA 6:	ETAPAS DE LA DIGESTIÓN ANAERÓBICA EN UN BIODIGESTOR, CON PRODUCCIÓN DE BIOGÁS Y BIOFERTILIZANTE.....	24
FIGURA 7:	PRODUCCIÓN DE BIOGÁS EN FUNCIÓN DE LA TEMPERATURA DEL PROCESO.....	29
FIGURA 8:	ALTERNATIVAS DE USO DEL DIGERIDO CONSIDERANDO ESTABILIZACIÓN POR COMPOSTAJE.....	42
FIGURA 9:	BIODIGESTOR TUBULAR CON ADAPTACIONES DE BAJO COSTO A CLIMAS FRÍOS.....	44
FIGURA 10:	ALTERNATIVAS COMERCIALES DE BIODIGESTORES.....	44
FIGURA 11:	BIODIGESTOR TIPO BATCH PARA AVÍCULA CON 23000 PONEDORAS.....	45
FIGURA 12:	REACTOR DE TANQUE AGITADO CONTINUO.....	46
FIGURA 13:	UBICACIÓN DE GRANJA EL AMANECER.....	47
FIGURA 14:	CURVA DE CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE GRANJA EL AMANECER.....	48
FIGURA 15:	CURVA DE CONSUMO DE GLP PROPANO DISCRETIZADA POR BOCA DE GRANJA EL AMANECER.....	50
FIGURA 16:	DIAGRAMA DE BLOQUES DEL PROCESO DE GENERACIÓN DE BIOGÁS PARA GRANJA EL AMANECER.....	54
FIGURA 17:	DIAGRAMA DE FLUJO DE LA PLANTA DISEÑADA POR BURDILES (2021) PARA GRANJA EL AMANECER.....	55
FIGURA 18:	ALTERNATIVAS DE USO DEL BIOGÁS Y SUS NECESIDADES DE PURIFICACIÓN.....	56
FIGURA 19:	EFICIENCIA ELÉCTRICA Y TÉRMICA DE UN COGENERADOR CONVENCIONAL DE POTENCIA NOMINAL 519 kWe.....	57
FIGURA 20:	VARIACIONES INTERANUALES DEL NIVEL GENERAL DEL IPC - JUNIO 2022 - TOTAL NACIONAL.....	77
FIGURA 21:	TIPO DE CAMBIO MINORISTA (\$ POR US\$) COMUNICACIÓN B 9791 – PROMEDIO.....	77
FIGURA 22:	PROYECTOS DE ENERGÍA RENOVABLE EN LA PROVINCIA DE NEUQUÉN.....	81

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1: CARACTERÍSTICAS DEL BIOGÁS	8
TABLA 2: PARTICIPACIÓN POR FORMAS DE ENERGÍA PRIMARIA EN MATRIZ ENERGÉTICA DE ARGENTINA	9
TABLA 3: PARTICIPACIÓN POR FUENTE DE ENERGÍA RENOVABLE SOBRE LA DEMANDA DEL MEM.....	9
TABLA 4: EXISTENCIAS EN DEPARTAMENTO CONFLUENCIA POR TIPO DE GANADO.	15
TABLA 5: DISTRIBUCIÓN POR TAMAÑO DE LAS EXISTENCIAS ANIMALES PARA LOS PRINCIPALES TITULARES EN DPTO CONFLUENCIA... ..	16
TABLA 6: DISPONIBILIDAD POTENCIAL DE ESTIÉRCOL Y PRODUCCIÓN DE BIOGÁS POR TIPO DE RESIDUO ANIMAL	17
TABLA 7: DISPONIBILIDAD DE ESTIÉRCOL Y PRODUCCIÓN POTENCIAL DE BIOGÁS EN DPTO CONFLUENCIA POR TIPO DE GANADO.....	17
TABLA 8: MEDIDAS SOBRE EMISIONES DE GEI PARA EL SECTOR AGRICULTURA, GANADERÍA Y SILVICULTURA	21
TABLA 9: AHORRO POTENCIAL DE EMISIONES DE GEI EN EL DEPARTAMENTO CONFLUENCIA	22
TABLA 10: CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE DOS PROCESOS BÁSICOS PARA LA PRODUCCIÓN DE BIOGÁS.....	25
TABLA 11: : RESIDUOS ORGÁNICOS DE DIVERSOS ORÍGENES.....	27
TABLA 12: PRODUCCIÓN DE BIOGÁS A PARTIR DE RESIDUOS VEGETALES	28
TABLA 13: RANGO DE TEMPERATURA PARA FERMENTACIÓN.....	28
TABLA 14: TRH UTILIZADOS EN LA DIGESTIÓN DE ESTIÉRCOLES A TEMPERATURA MESOFÍLICA	31
TABLA 15: INHIBIDORES DEL PROCESO DE BIODIGESTIÓN Y SUS CONCENTRACIONES INHIBITORIAS.....	34
TABLA 16: CLASIFICACIÓN DE LOS DISTINTOS TIPOS DE DIGESTORES.....	35
TABLA 17: CARACTERIZACIÓN QUÍMICA Y BACTERIANA DEL COMPOST Y BIOABONO	42
TABLA 18: TARIFAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA VIGENTES EN 2022 PARA GRANJA EL AMANECEER	49
TABLA 19: CARACTERIZACIÓN DE EFLUENTE DE GRANJA EL AMANECEER	51
TABLA 20: PARÁMETROS DEL PROCESO DE BIODIGESTIÓN PARA GRANJA EL AMANECEER.....	52
TABLA 21: RENDIMIENTOS ENERGÉTICOS ESPERADOS PARA CENTRAL DE BIOGÁS EN GRANJA EL AMANECEER.....	53
TABLA 22: AHORRO POTENCIAL DE EMISIONES DE GEI EN GRANJA EL AMANECEER	54
TABLA 23: PRODUCCIÓN POTENCIAL DE ELECTRICIDAD A PARTIR DE BIOGÁS EN DEPARTAMENTO CONFLUENCIA.....	59
TABLA 24: POTENCIAL ABASTECIMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA A PARTIR DE BIOGÁS EN DEPARTAMENTO CONFLUENCIA.....	60
TABLA 25: EQUIVALENCIA EN CUANTO A PODER CALORÍFICO DEL BIOGÁS FRENTE A OTROS COMBUSTIBLES.....	61
TABLA 26: POTENCIAL SUSTITUCIÓN GAS NATURAL A PARTIR DE BIOGÁS EN DEPARTAMENTO CONFLUENCIA.....	61
TABLA 27: POTENCIAL ABASTECIMIENTO DE BIOGÁS A HOGARES RURALES EN DEPARTAMENTO CONFLUENCIA.....	61
TABLA 28: ANÁLISIS DE SUSTITUCIÓN DE GLP PROPANO POR BIOGÁS EN GRANJA EL AMANECEER	62
TABLA 29: ANÁLISIS DE SUSTITUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON CENTRAL DE BIOGÁS EN GRANJA EL AMANECEER	62
TABLA 30: MULTIPLICADOR DE INVERSIÓN POR MWh PRODUCIDO CON DISPONIBILIDAD DEL 85%.....	64
TABLA 31: GENERACIÓN DE EMPLEO DIRECTO POR MW DE ENERGÍA RENOVABLE.....	65
TABLA 32: COMPONENTE SALARIAL POR CADA MWh GENERADO CONSIDERANDO DISPONIBILIDAD DEL 85%.....	66
TABLA 33: EXTERNALIDAD POR EMPLEO INDIRECTO E INDUCIDO. MASA SALARIAL INDIRECTA E INDUCIDA POR MWh GENERADO.....	66
TABLA 34: IMPUESTOS DERIVADOS DEL GASTO AGREGADO CONSIDERANDO DISPONIBILIDAD DEL 85%.....	67
TABLA 35: AHORRO DE EMISIONES DE CO ₂ E POR COGENERACIÓN EN CENTRALES DE BIOGÁS	69
TABLA 36: AHORRO DE EMISIONES CON UTILIZACIÓN DE RESIDUOS EN CENTRALES DE BIOGÁS.	69
TABLA 37: EXTERNALIDADES VALORIZADAS DEL BIOGÁS A PARTIR DE ESTIÉRCOL DE CERDOS	70
TABLA 38: INVERSIÓN INICIAL PARA CENTRAL DE COGENERACIÓN EN GRANJA EL AMANECEER	71
TABLA 39: PRECIOS DE PROYECTOS DE BIOGÁS ADJUDICADOS RENOVAR RONDA 2	74
TABLA 40: COMPARATIVA DE ALTERNATIVAS ANALIZADAS.....	74
TABLA 41: ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD AL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD	75
TABLA 42: ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD AL RECONOCIMIENTO DE EXTERNALIDADES.....	75

TESIS

Potencial aprovechamiento de residuos pecuarios para la producción de Biogás como aporte a la diversificación de la matriz energética y como acción de mitigación contra el cambio climático en el Departamento Confluencia, Provincia de Neuquén.

RESUMEN

Las existencias ganaderas relevadas en el Departamento Confluencia indican que los establecimientos con mayor número de animales, con características de cría en establos y con mayor potencial de producción de biogás, son los establecimientos productores de aves y porcinos. La disponibilidad potencial de estiércol se estableció en 285891 kg/día y debido a su parcial o nulo tratamiento, genera actualmente contaminación sobre suelo y agua. La producción de biogás como aprovechamiento de la biomasa residual es una alternativa técnicamente viable con un volumen potencial máximo biogás de 18127 m³/día. El ahorro potencial de emisiones representa el 1,3% de las emisiones de GEI asociadas a la gestión de estiércol en Argentina y el 18 por mil de las emisiones totales del país.

Se realizó un análisis de rentabilidad sobre un proyecto de producción de biogás a partir de la identificación de la tecnología más apropiada para el mayor establecimiento pecuario de la región y de la caracterización de sus efluentes. Como resultado, el análisis arroja que con capital propio y frente los precios actuales de energía eléctrica no es posible desarrollar un proyecto para generación de electricidad para autoconsumo y venta de energía eléctrica excedente. Con precios mayores de electricidad (165,95 USD/MWh o más) o con el reconocimiento de las externalidades positivas que estos proyectos generan (por un valor de al menos \$54,34 USD/MWh) un inversor estaría ante un proyecto posible de ejecutar. Para que estos proyectos resulten económicamente posibles, no solo se deben evaluar desde la perspectiva de la producción energética, sino que resulta necesario y fundamental sortear las barreras existentes que impiden incluir la valorización de las externalidades positivas (referidas a desarrollo local y ambiental), de manera de permitir el fomento de proyectos que conviertan pasivos ambientales en activos energéticos y justifiquen su desarrollo.

ABSTRACT

The livestock stocks surveyed in the Confluencia Department indicate that the establishments with the largest number of animals, with stall rearing characteristics and with the greatest potential for biogas production, are poultry and pig farms. The potential availability of manure was set at 285891 kg/day and due to partial or no treatment, it currently generates soil and water pollution. The production of biogas from waste biomass is a technically feasible alternative with a maximum potential biogas volume of 18127 m³/day. The potential emissions savings represent 1.3% of the GHG emissions associated with manure management in Argentina and 18 per thousand of the country's total emissions.

A profitability analysis of a biogas production project was carried out based on the identification of the most appropriate technology for the largest livestock farm in the region and the characterisation of its effluents. As a result, the analysis shows that it is not possible to develop a project for electricity generation for self-consumption and sale of surplus electricity with own capital at current electricity prices. With higher electricity prices (165.95 USD/MWh or more) or with the recognition of the positive externalities that these projects generate (worth at least \$54.34 USD/MWh) an investor would be looking at a feasible project. For these projects to be economically feasible, they must not only be evaluated from the perspective of energy production, but it is also necessary and essential to overcome the existing barriers that prevent the inclusion of the valuation of positive externalities (in terms of local and environmental development), so as to allow the promotion of projects that convert environmental liabilities into energy assets and justify their development.

1. INTRODUCCIÓN

Las actividades ganaderas en Argentina, tanto las intensivas de las áreas rurales, como también las explotaciones agroindustriales de la periferia de los grandes centros urbanos, generan grandes cantidades de residuos que en general no se tratan de manera adecuada. Esta deficiencia en el tratamiento de residuos pecuarios tiene aparejado un efecto adverso sobre el ambiente.

Los sistemas de producción pecuaria intensivos en general se caracterizan por generar una gran cantidad de estiércol en áreas reducidas, sin contar con suficiente suelo agrícola para su aplicación. La acumulación de estiércol provoca problemas de contaminación, por lo cual los efluentes de granjas de cerdos, tambos y feedlots deben tener un adecuado tratamiento para minimizar el impacto ambiental. En la mayoría de los establecimientos pecuarios intensivos, los efluentes terminan siendo vertidos crudos a cuerpos receptores (agua superficial y/o suelo), siendo solo una baja proporción de los establecimientos que hacen algún tipo de aprovechamiento de los efluentes y residuos sólidos (FAO, 2020a).

La mayoría de los productores porcinos argentinos (73% del total, unos 3800) tienen sistemas productivos de muy baja escala: menos de 500 cabezas anuales enviadas a faena. Los sistemas de producción de porcinos son intensivos en cuanto al uso del suelo. Según la información brindada por SENASA, la mayor concentración de establecimientos porcinos se da en la categoría de menos de 1000 animales, seguido por establecimientos de entre 1000 a 5000 animales ubicados principalmente en Buenos Aires, Córdoba, Santa Fe y Entre Ríos. Aproximadamente solo 15 establecimientos son de mayor tamaño, superando los 10000 animales, uno de ellos situado en la provincia de Neuquén y el resto, en su mayoría en la provincia de San Luis.

La generación de residuos en los sistemas productivos agropecuarios pueden provocar impactos ambientales negativos si no existe un control en el almacenamiento, en el transporte o en la aplicación. Estos residuos generan la emisión de gases contaminantes hacia la atmósfera y provocan la acumulación de nutrientes tanto en el suelo como en los cuerpos hídricos superficiales (Rinland, 2018).

Si bien la Ley General del Ambiente (Ley 25675) establece como obligatorio que los establecimientos que desarrollen actividades pecuarias intensivas minimicen su impacto ambiental haciendo una adecuada gestión de sus residuos sólidos y efluentes líquidos, en Argentina se evidencia una importante contaminación de los suelos, napas y cursos de agua superficiales, producto de las actividades intensivas pecuarias y/o agroindustriales (FAO (2020a).

La actividad agropecuaria que contemple una apropiada gestión de residuos rurales puede contribuir de manera significativa a la producción y conversión de residuos vegetales y animales (biomasa) en energía renovable y productos con valor agregado. La digestión anaeróbica de la biomasa es un complejo proceso biológico del tipo degradativo, en el cual parte de los materiales orgánicos de un sustrato (residuos animales y vegetales) son convertidos en biogás por un consorcio de bacterias que son sensibles o completamente inhibidas por el oxígeno (Varnero Moreno, 2011).

Se llama biogás a la mezcla constituida por metano (CH_4) en una proporción que oscila entre un 50% a un 75% y dióxido de carbono (CO_2) conteniendo pequeñas proporciones de otros gases como el hidrógeno, el nitrógeno y el sulfuro de hidrógeno. Sus características han sido resumidas en la Tabla 1. El metano que posee la mezcla es el vector energético que brinda al biogás un poder calorífico que oscila entre los 5500 y 6000 Kcal y hace posible utilizar al biogás en todas las aplicaciones en que se utiliza al metano (Gruber, 2010).

Tabla 1: Características del biogás (Hilbert, 2011).

CARACTERÍSTICAS	CH4	CO2	H2-H2S	OTROS	BIOGAS 60/40
Proporciones % Volumen	55-75	27-44	1	3	100
Valor Calórico MJ/m3	35,8	--	10,8	22	21,5
Valor Calórico kCal/m3	8600	--	2581	5258	5140
Ignición % en aire	5-15	--	--	--	6-12
Temp. ignición en °C	650-750	--	--	--	650-750
Presión crítica en Mpa	4,7	7,5	1,2	8,9	7,5-8,9
Densidad nominal en gr/l	0,7	1,9	0,08	--	1,2
Densidad relativa	0,55	2,5	0,07	1,2	0,83
Inflamabilidad Vol en % aire	5-15	--	--	--	6-12

El material orgánico que se obtiene en la salida de un biodigestor puede ser considerado un efluente en los casos en que su disposición final se realiza en un curso hídrico, y requiere un tratamiento posterior para cumplir con los parámetros de vertido que determina la autoridad de ambiental en cada sitio. En cambio, el producto orgánico del proceso anaeróbico que ha sufrido una estabilización puede emplearse con fines agronómico, en este caso el producto orgánico obtenido se denomina “digerido” o “biofertilizante” (Bernal Calderón et al., 2014).

La tecnología ampliamente utilizada para el proceso de producción de biogás se basa en la instalación de reactores especialmente diseñados (biodigestores) que maximizan la eficiencia de conversión de los sustratos en la energía del biogás, y permiten obtener subproductos con valor agregado, como el digerido con propiedades adecuadas para ser utilizado como biofertilizante (FAO, 2019a).

Las dificultades para la gestión de los residuos agrarios en España radican en la falta de información, el costo elevado, la insuficiencia de un volumen para justificar la entrega o retiro de un externo y las prolongadas distancias hacia lugares de posible tratamiento (Dupuis, 2016).

En la provincia de Neuquén, se ha verificado que los establecimientos agroindustriales presentan en general falencias en la gestión de efluentes y residuos. Durante 2019, la Subsecretaría de Ambiente de la Provincia de Neuquén visitó todos los establecimientos de la provincia, evaluando el estado de las instalaciones, las condiciones de operación y mantenimiento, y la gestión de residuos y efluentes. En general, el tratamiento y disposición final de efluentes y residuos, posee deficiencias en el funcionamiento de los sistemas de tratamiento producto de falta de mantenimiento o fallas en su operación. En la actualidad estos aspectos se están trabajando con los recursos que ofrece la ley de ambiente de la provincia de Neuquén (Ley 1875), y en comunicación con las demás autoridades de aplicación intervinientes en la actividad (SsA NQN, 2019).

Con los residuos pecuarios en la zona de Confluencia las barreras para implementar mejoras en la gestión del estiércol, según los productores, radican en el desconocimiento, la falta de asesoramiento técnico y la ausencia de materiales o mano de obra para desarrollarlos. En este trabajo se realizan encuestas a pequeños productores en el corredor Plottier – Senillosa. A partir de las mismas se evidenció que los residuos pecuarios de los productores familiares suelen ser acopiados principalmente en los corrales o en la tierra, lo cual podría generar infiltraciones al suelo y al agua, lo que contribuiría a su contaminación. A su vez, más de la mitad de los productores encuestados manifestó que no realizan ningún tratamiento con esos residuos, y algunos sólo lo hacen con los de algunas especies animales. Existe interés en la producción de biogás en productores familiares, ya que fue mencionado por el 36% de los encuestados. El interés de los productores familiares se vincula con los déficits de acceso a la red de gas (solo el 15% tiene este servicio) y el elevado costo de la electricidad en el área (Ejarque, 2019).

Una característica de alta relevancia de la matriz energética de Argentina radica en el grado de dependencia de los hidrocarburos, particularmente del gas natural (DNEyPE, 2019).

En el año 2020, según se muestra en la Tabla 2, el 85,27% de la oferta interna total de energía se originó de los combustibles fósiles (54,67% gas natural, 29,48% petróleo y 1,22% carbón) quedando un bajo peso relativo de otras fuentes como la energía hidroeléctrica y la nuclear, aunque éstas revisten mayor importancia cuando se analiza la generación de energía eléctrica. Respecto de las energías renovables, al año 2020 sólo representan el 7% de la oferta, donde los aceites vegetales alcanzan un 1,52%, la energía eólica un 1,33%, en el mismo orden de magnitud se destacan las fuentes más convencionales como leña y bagazo. La participación del biogás como forma de energía primaria es totalmente marginal.

Tabla 2: Participación por formas de energía primaria en matriz energética de Argentina. Fuente: Secretaría de Energía. Balance Energético Nacional. Año 2020.

	FORMAS DE ENERGÍA	PRODUCCIÓN (miles de TEP)	%
P R I M A R I A	Energía Hidráulica	2608	3,70%
	Energía Nuclear	2778	3,94%
	Gas Natural de Pozo	38577	54,67%
	Petróleo	20797	29,48%
	Carbón Mineral	861	1,22%
	Leña	1003	1,42%
	Bagazo	961	1,36%
	Aceites Vegetales	1074	1,52%
	Alcoholes Vegetales	422	0,60%
	Energía Eólico	938	1,33%
	Energía Solar	116	0,16%
	Otros Primarios	423	0,60%
	TOTAL I	70558	100,00%

Dentro de la matriz eléctrica nacional, en el período desde enero a agosto de 2021 la demanda del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) alcanzó los 90017,7 GWh, de los cuales el 12,3% fue aportado por energías renovables. La Tabla 3 muestra como la participación de las fuentes derivadas de biomasa ocupan una posición marginal con solo el 0,78% (0,26% de biogás y 0,52% de biomasa). El Ministerio de Agricultura, Ganadería y Pesca informó en 2021 la existencia de 22 proyectos operativos de generación eléctrica a partir de biogás con una potencia total de 43 MW.

Tabla 3: Participación por fuente de Energía Renovable sobre la Demanda del MEM (de enero a agosto de 2021). Elaborado con datos de fuente: Energía Renovable Base de Datos 2021 8 CAMMESA.

FUENTE DE ENERGÍA	%	GWh
BIODIESEL	0,00%	0,0
BIOMASA	0,52%	467,6
EOLICO	9,35%	8413,8
HIDRO <=50MW	0,84%	757,8
SOLAR	1,34%	1204,9
BIOGAS	0,26%	233,5
Participación Renovables	12,3%	11077,7
Demanda MEM	100%	90017,7

Esta dependencia energética de los combustibles fósiles presenta desafíos y oportunidades para el desarrollo argentino de las energías renovables, ya que la gran disponibilidad de recursos biomásicos en todo el territorio nacional constituye una alternativa eficaz frente al contexto de crisis energética local e internacional (FAO, 2020).

Este escenario energético motivó a la Argentina a promulgar en 2015 la Ley 27191 (que modificó la Ley 26190), con el objetivo de fomentar la participación de las fuentes renovables hasta que alcancen un 20% del consumo de energía eléctrica nacional en 2025, otorgándole a la biomasa una gran relevancia.

La biomasa es una de las fuentes de energía renovable más confiables, su producción es constante y se permite su almacenamiento, lo que facilita la generación de energía térmica y eléctrica. En virtud de sus extraordinarias condiciones agroecológicas, y las ventajas comparativas y competitivas de su sector agroindustrial, la Argentina es un gran productor de biomasa con potencial energético (FAO, 2019b).

La Argentina, desde el punto de vista agronómico y forestal, es un país que posee condiciones adecuadas para el desarrollo de los insumos básicos que son necesarios para la producción de energía a partir de biomasa. En particular, existe un interés creciente acerca del aprovechamiento energético de la biomasa residual. Esta biomasa, proveniente de las actividades pecuarias intensivas (engorde a corral, producción porcina, tambos y producción avícola), y de la industrialización de esas carnes (frigoríficos), puede ser transformada en biogás (Ministerio de Ambiente, 2019).

1.1 EL PROBLEMA

En el Departamento de Confluencia, Provincia de Neuquén, la mayoría los residuos de la actividad pecuaria (aves y porcinos principalmente) recibe un tratamiento incompleto o directamente no recibe tratamiento alguno, provocando una afectación al suelo, acuíferos y ríos de la región.

La política energética de Argentina pretende diversificar la matriz energética (actualmente muy dependiente de los combustibles fósiles) dando mayor relevancia a las energías renovables (20% 2025). Parte de las acciones que implican este cambio de la matriz energética, también forman parte de los Compromisos Nacionalmente Determinados asumidos por Argentina en el Convenio Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.

La producción de biogás en esta zona permitiría abordar ambas problemáticas, restando conocer qué tipo de tecnologías se pueden instalar, que nivel de incentivo deberían de otorgarse y que políticas permitirían concretar este tipo de proyectos en la región.

1.2 HIPÓTESIS A PROBAR

La producción de biogás en el Departamento de Confluencia, Provincia de Neuquén es técnicamente viable y está condicionada a la valorización y a las alternativas de aprovechamiento existentes.

1.3 LOS OBJETIVOS GENERALES Y ESPECÍFICOS

1.3.1 OBJETIVO GENERAL

Realizar un análisis técnico/económico del potencial de generación de biogás a partir de residuos de la actividad pecuaria en el Departamento Confluencia de la Provincia de Neuquén

1.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- a. Delimitar la cantidad de materia prima (estiércol) de origen pecuario en el Departamento Confluencia.
- b. Identificar las tecnologías de producción de biogás que presentan mayores beneficios para su implementación en la región.
- c. Enumerar los usos que se le puede asignar al biogás producido.
- d. Indagar sobre la valorización de las externalidades en los proyectos de producción de biogás en la región.
- e. Analizar la rentabilidad de un proyecto de producción de biogás aplicado al mayor establecimiento de producción pecuaria instalado en la Departamento Confluencia.
- f. Identificar la existencia de barreras de orden institucional, legal, económico, técnico y sociocultural que se deben superar para incrementar la producción de biogás en la región como aporte a la proporción de bioenergía en la matriz energética nacional.

Cada uno de los objetivos específicos se los aborda en un capítulo en particular.

2. CAPITULO 1: DELIMITACIÓN DE CANTIDAD DE MATERIA PRIMA y POTENCIAL GENERACIÓN DE BIOGÁS y POTENCIAL AHORRO DE EMISIONES DE GEI

2.1 CARACTERÍSTICAS URBANÍSTICAS Y CLIMÁTICAS DEL ÁREA DE ESTUDIO

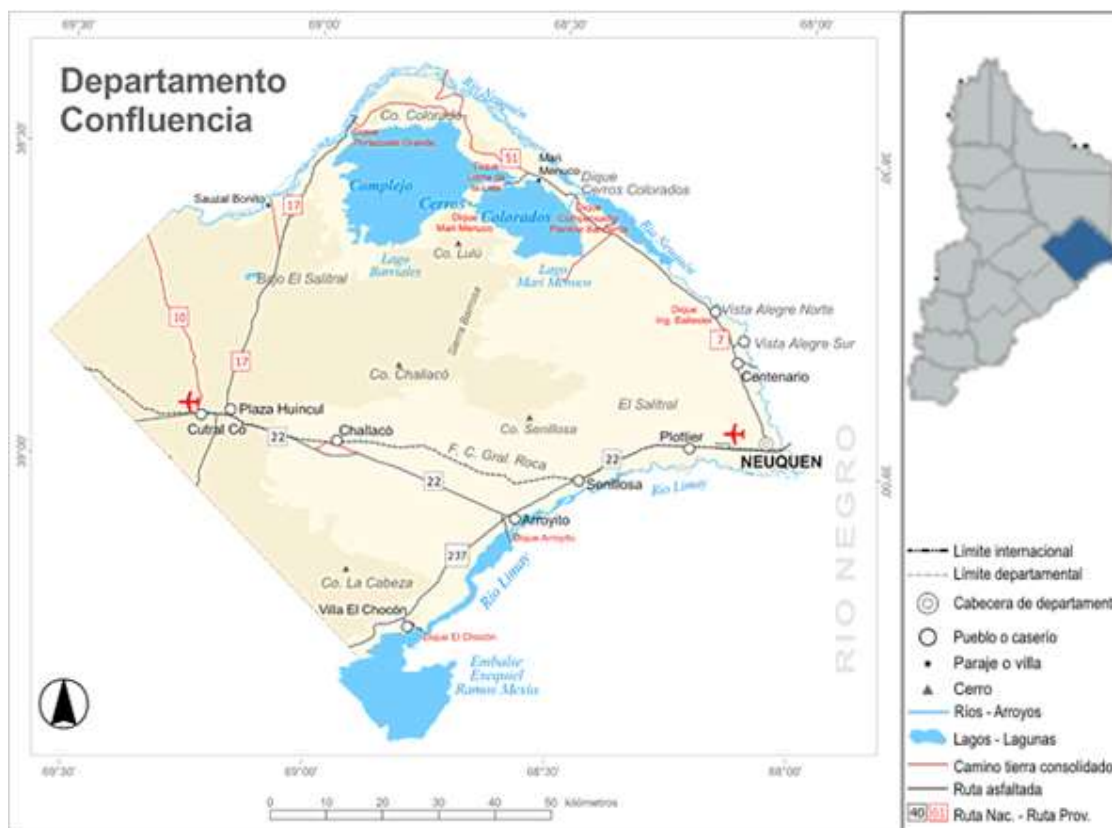
El área de estudio definida es el Departamento Confluencia, de la provincia de Neuquén, República Argentina. Este Departamento está conformado por 9 Municipios que en total suman 362.673 habitantes (INDEC, 2010) en una superficie que abarca los 7352 km².

Los Municipios que lo conforman son: Neuquén (231.780 habitantes) que el Capital de la Provincia de Neuquén, Cutral Co (36.162 hab.), Centenario (34.421 hab.), Plottier (33.600 hab.), Plaza Huincul (13.532 hab.), Senillosa (8.130 hab.), San Patricio del Chañar (7.457 hab.), Vista Alegre (3.178 hab.) y Villa El Chocón (1.174 hab.) (Dirección Provincial de Estadísticas y Censos de la Provincia de Neuquén, 2022). La Figura 1 muestra la ubicación espacial de los Municipios en el Departamento. Es Departamento se destaca por ser el principal centro logístico, comercial, financiero y administrativo de la Patagonia, en el que también se encuentran la mayor cantidad de instituciones educativas de nivel universitario, los centros de salud de mayor complejidad y la infraestructura de más desarrollo para la industria y servicios de la provincia.

Bartucci indica que en el corredor Plottier-Senillosa el 70% de los productores pecuarios son del tipo familiar y viven en el establecimiento productivo. Poseen baja cantidad de animales, 66 unidades ganaderas promedio y diversificación de especies (entre 2 y 4). Principalmente se sostiene el pastoreo natural entre los productores familiares. Apenas más de la mitad realizan tratamientos a los residuos pecuarios (Bartucci et al., 2020).

Dispone de dos vías de carretera importantes, que son la Ruta Nacional N° 22 de Este-Oeste, que vincula la ciudad de Neuquén con Plottier, Senillosa, Plaza Huincul y Cutral Co, junto con las localidades de Cipolletti, Gral. Fernández Oro y Allen de Río Negro; y la Ruta Provincial N° 7 hacia el norte, limítrofe con Centenario y vinculada con Vista Alegre y San Patricio del Chañar (COPAIDE, 2021) Las distancias entre las principales localidades van desde los 100 km entre Cutral Co y Neuquén, 90 km entre Cutral Co y Plottier, 15 km entre Centenario y Neuquén, y 10 km entre Plottier y Neuquén.

Figura 1: Departamento Confluencia. Fuente: Atlas Neuquén desde el Satélite.
<https://atlasneuquen.uncoma.edu.ar/departamentos/confluencia/mapas/>



El área de estudio se encuentra inserta en la zona de la Meseta Patagónica y de los Andes de Transición, en donde se manifiesta el clima árido de la estepa patagónica. Dentro de las características climáticas se destaca que es del tipo ventoso, frío, con estación templada y seca. El promedio anual de lluvias oscila entre los 150 y 300 milímetros anuales al Oeste. La Figura 2 presenta la extensión del clima árido de estepa en la provincia de Neuquén. La temporada calurosa dura alrededor de 4 meses, entre noviembre y marzo, y la temperatura máxima promedio diaria es más de 27 °C. El mes más del año (en Neuquén y Cutral Co) es enero, con una temperatura máxima promedio de 31 °C y mínima de 17 °C (ver Figura 3). La temporada fresca ronda los 3 meses de duración, entre mayo y agosto, y la temperatura máxima promedio diaria es menos de 16 °C. El mes más frío del año (en Neuquén y Cutral Co) es julio, con una temperatura mínima promedio de 1 °C y máxima de 13 °C.

Figura 2: Mapa de climas de la provincia de Neuquén. Mapoteca. Ministerio de Educación de la Nación.
<http://mapoteca.educ.ar/files/index.html@tema=climatico.15.html>

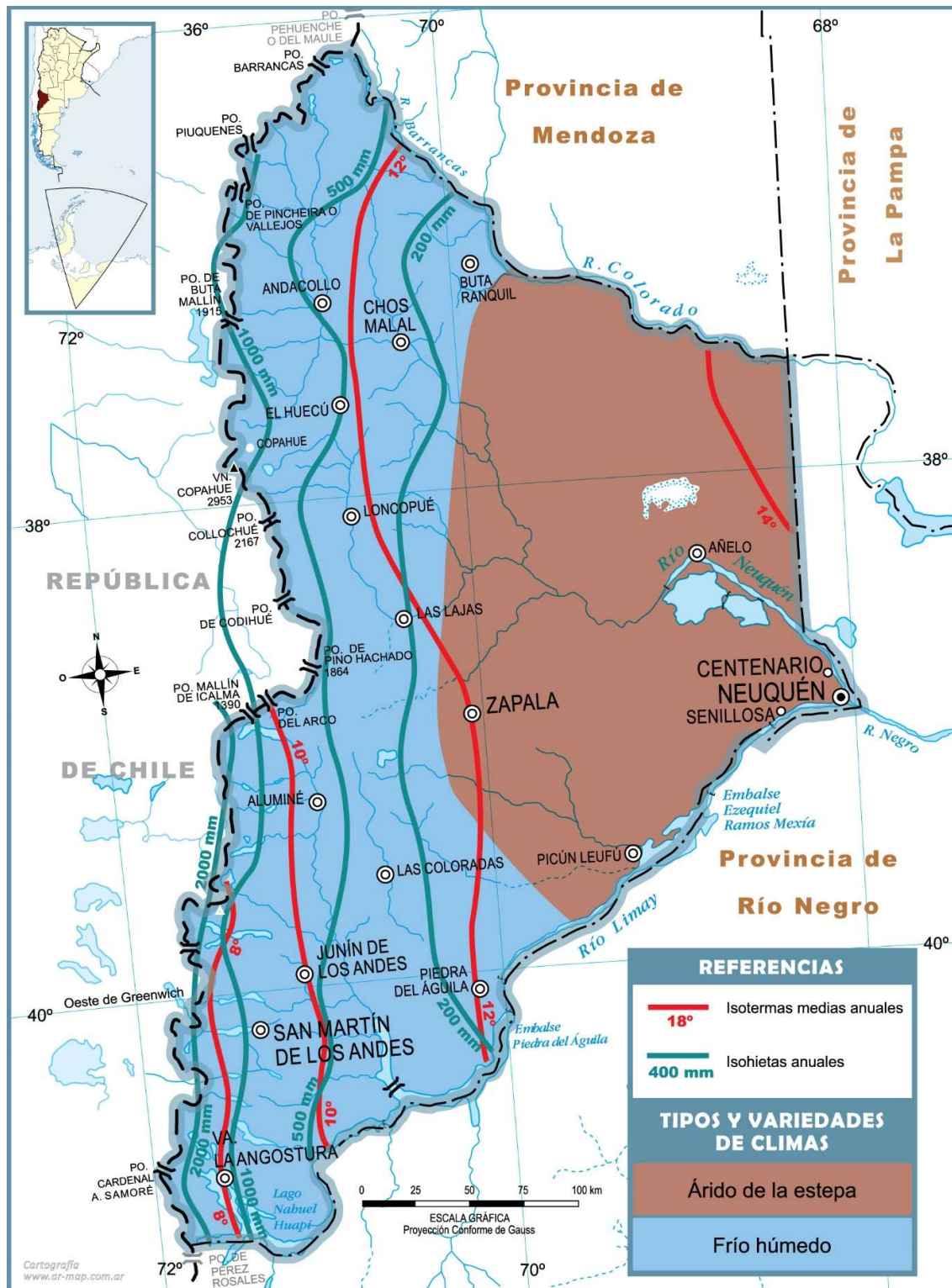
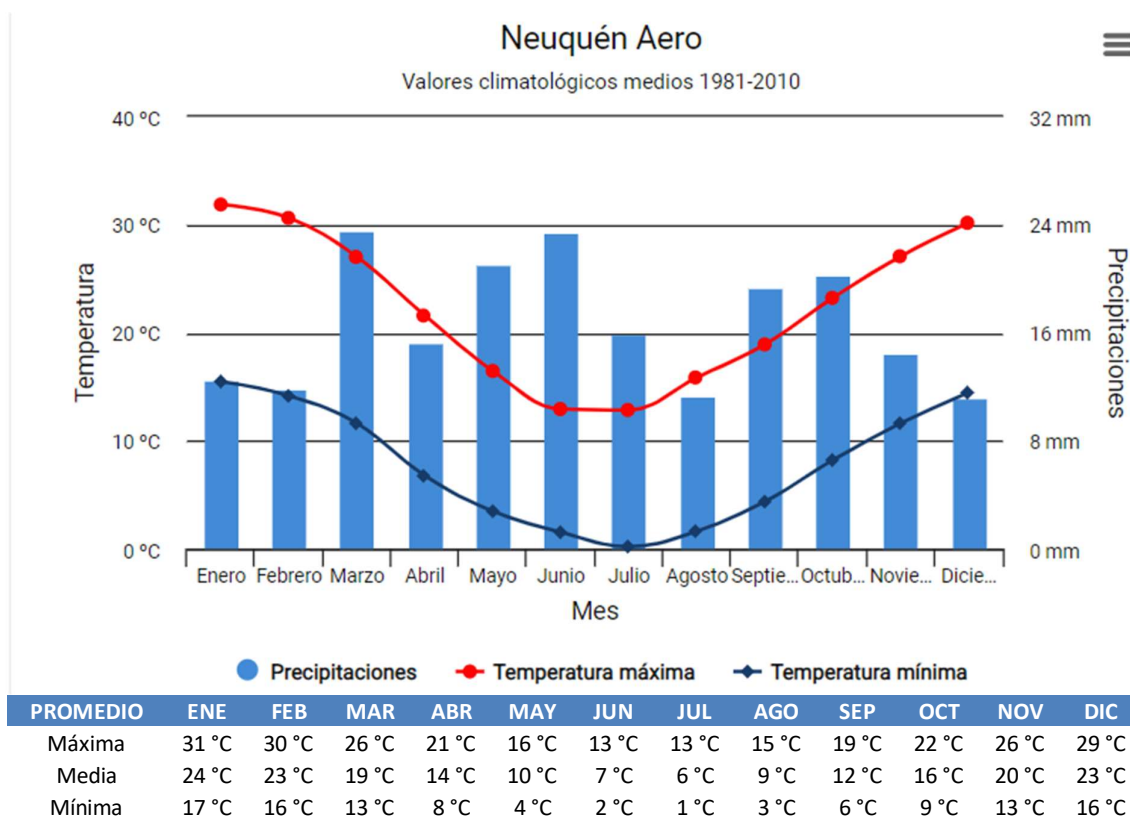


Figura 3: Valores medios de temperatura y precipitación para Neuquén y Cutral Co. Servicio Meteorológico Nacional.



2.2 DELIMITACIÓN DE CANTIDAD DE MATERIA PRIMA DE ORIGEN PECUARIO Y POTENCIAL PRODUCCIÓN DE BIOGÁS

La Argentina, desde el punto de vista agronómico y forestal, es un país que posee condiciones adecuadas para el desarrollo de insumos básicos necesarios para la producción de energía a partir de biomasa. En particular, existe un interés creciente acerca del aprovechamiento energético de la biomasa residual. Esta biomasa, proveniente de las actividades pecuarias intensivas (engorde a corral, producción porcina, tambos y producción avícola), y de la industrialización de esas carnes (frigoríficos), puede ser transformada en biogás (Ministerio de Ambiente, 2019).

Las existencias ganaderas en el Departamento Confluencia fueron relevadas en una primera etapa mediante la información suministrada por el Sistema Integrado de Gestión de Sanidad Animal de SENASA según los expedientes EX-2021-91162689-APN-DGTYA#SENASA y EX-2020-54110394-APN-DGTYA#SENASA. A partir de allí se identificó que los establecimientos con mayor número de animales, con características de cría en establos y con mayor potencial de producción de biogás son los establecimientos productores de aves y porcinos. Las existencias reales fueron actualizadas por medio de visitas a algunos de los principales establecimientos pecuarios instalados en el Departamento Confluencia. Ellos fueron: un establecimiento avícola con 90.000 animales productor de pollos para faena, un establecimiento avícola con 23000 animales productor de huevos y un establecimiento porcino con 17000 animales. En cada caso se realizaron entrevistas a los veterinarios que atienden la producción de esos y otros establecimientos de la región y a los titulares de los establecimientos. La Tabla 4 presenta las existencias ganaderas por tipo para el Departamento Confluencia:

Tabla 4: Existencias en Departamento Confluencia por tipo de ganado.

EXISTENCIAS EN DEPARTAMENTO CONFLUENCIA POR TIPO DE GANADO	
TOTAL AVES (3)	786875
TOTAL PORCINOS (3)	20663
TOTAL CAPRINOS (1)	17454
TOTAL DE OVINOS (2)	4096
TOTAL DE BOVINOS (2)	3665
TOTAL EQUINOS (1)	2006

(1) Datos aportados por SENASA 14/10/21 EX-2021-91162689-APN-DGTYA#SENASA

(2) Datos aportados por SENASA 25/08/20 EX-2020-54110394-APN-DGTYA#SENASA

(3) Actualizado por entrevistas a veterinarios y titulares de establecimientos

Para poder desarrollar cualquier actividad pecuaria en Argentina es obligatorio inscribirse en el Registro Nacional Sanitario de Productores Agropecuarios (RENSPA). Este registro permite la identificación del productor y del predio en que realiza sus actividades. Un mismo productor puede ser Titular de uno o más establecimientos productores, asignándose a cada uno de los establecimientos un único número de RENSPA.

Los datos de cada establecimiento fueron verificados en Sistema de Registros de Servicio Nacional de Sanidad y Calidad Agroalimentaria:

https://aps2.senasa.gov.ar/registros/faces/publico/personas/tc_productoresagropecuarios.jsp

Las distribuciones por tamaño de las existencias animales para los principales Titulares en el Departamento Confluencia se muestran en la Tabla 5, detallándose por cada tipo de ganado:

Tabla 5: Distribución por tamaño de las existencias animales para los principales Titulares en el Departamento Confluencia.

TITULAR	TOTAL AVES (3)	TITULAR	TOTAL PORCINOS (3)
Total general	786875	Total general	20663
MONTERO OSCAR NICOLAS	270000	GRANJA EL AMANECER S R L	17184
DI NOY SRL	185700	MAIALI	1088
RIVAS ROBERTO	100000	DEPOSITO CHAPARRO SRL	694
TIEPPO ISIDORO CARLOS	90000	BIANCHI GUILLERMO GUSTAVO	328
TERRANOISTRA S.R.L.	52000	POZZEBON ALBERTO	244
BASTIAS OMAR	42000	MOYA SERGIO ANDRES	112
NAVARRETE GRACIELA	23175	MARIN LUIS ALBERTO	103
BARRIENTOS CARDENAS MARIA CORINA	8000	GONZALEZ MARIA VANESA	102
GELVES GRACIELA	6000	MASES ENRIQUE HUGO	98
ALMARZA HORACIO ROBERTO	6000	CARCAR VICTOR RICARDO	93
SALAFIA VICTOR EDGARDO	4000	SCHRUL ALBERTO JORGE	92
		FUNDACION FAMILIA	69
		COMAS HECTOR MARIO	61
		OTROS 32 Titulares con < 60 animales	463
TITULAR	TOTAL CAPRINOS (1)	TITULAR	TOTAL EQUINOS (1)
Total general	17454	Total general	2006
RODRIGUEZ DELIA ROSA	1337	MUNARIN CARLOS ENRIQUE	123
CAYUEQUE BENANCIO	1033	MERINO ROLANDO	79
VILLALBA LUIS MIGUEL	1020	DOTZEL PABLO ARIEL	70
HERNANDEZ GERARDO	851	JOCKEY CLUB NEUQUEN	58
VALLEJOS GREGORIO RAMON	826	MOLINA SEGUNDO BERNABE	57
PEREZ CLAUDIO	684	ALMADA WALTER AMILCAR	55
JARA JESUS ARIEL	567	RONDANINA SOTO SEBASTIAN HIPOLITO L	53
ZUÑIGA SERGIO ANIBAL	560	RIVAS ROBERTO	51
CERDA MARIA ANGELINA	454	MUÑOZ RUBEN ANDRES	46
SILVA JUAN PABLO	400	SALVATORI RICARDO JULIO	43
FUENTES BENEDICTO SEBASTIAN	364	LEIVA JUAN AGUSTIN	42
VALLEJOS SUSANA INES	363	OTROS 183 Titulares con < 40 animales	1329
LATORRE SEGUNDO	356		
VALLEJOS ENRIQUE ALFONSO	335		
SANDOVAL JUAN CARLOS	312		
RONDANINA SOTO SEBASTIAN HIPOLITO L	307		
LOPEZ FLORENTINO	300		
OTROS 88 Titulares con < 300 animales	7385		
TITULAR	TOTAL DE OVINOS (2)	TITULAR	TOTAL DE BOVINOS (2)
Total general	4096	Total general	3665
LA GOTERA	254	PEDREGOSO	244
SIN DENOMINACION	234	COMUNIDAD PAYNEMIL	213
EL MOLLE	230	LAS AZUCENAS	206
CHACRA JULIAN	194	EL MANGRULLO	192
SIN DENOMINACION	162	DON PEDRO	142
SIN DENOMINACION	160	COMUNIDAD PAYNEMIL	140
EL DESTINO	149	BARROSAS-BAGUALES	124
CHACRA 24	139	COMUNIDAD PAYNEMIL	101
ISLA EL PORVENIR	130	BAJADA TOLEDO	101
ESTABLECIMIENTO BASSO	115	OTROS 88 Titulares con < 100 animales	2202
COMUNIDAD PAYNEMIL	114		
EL DESTINO	100		
OTROS 75 Titulares con < 100 animales	2115		

(1) Datos aportados por SENASA 14/10/21 EX-2021-91162689-APN-DGTYA#SENASA

(2) Datos aportados por SENASA 25/08/20 EX-2020-54110394-APN-DGTYA#SENASA

(3) Actualizado por entrevistas a veterinarios y titulares de establecimientos

En la determinación de la disponibilidad de estiércol de cada establecimiento se diferencia la disponibilidad potencial de la disponibilidad real. La disponibilidad potencial se calcula en función de cuanto defeca cada animal y la disponibilidad real en la que se aplican factores de corrección a la disponibilidad potencial en función del tiempo de estabulado (encierre) y tipo de materia del piso. Se considera que un sistema completamente estabulado con instalaciones de cemento permite recolectar la totalidad de las deyecciones, mientras que en un sistema de corrales de tierra y sin techo la eficiencia de la recolección manual (remoción mecánica), ronda el 65% con pérdidas por infiltración (Bartucci, 2020).

Considerando la disponibilidad potencial de estiércol de 285891 kg/día y la producción de biogás por tipo de residuo animal elaborado por Varnero Moreno (2011), se estima que la producción potencial máxima de biogás para el Departamento Confluencia es de un volumen diario de 18127 m³/día.

Los valores de producción de gas de los estiércoles presentan grandes diferencias entre distintos autores, lo mismo ocurre con el rendimiento esperado. Esto es debido al sinnúmero de factores intervinientes que hacen muy difícil la comparación de resultados por lo tanto los valores brindados en la Tabla 6 deben ser tomados como orientativos. Allí se indican las cantidades de estiércol producido por distintos tipos de animales y el rendimiento en gas que se espera, tomando como referencia el kilogramo de sólidos volátiles.

Tabla 6: Disponibilidad potencial de estiércol y producción de biogás por tipo de residuo animal (Varnero Moreno, 2011).

Estiércol	Disponibilidad Kg/día*	Relación C/N	Volumen de biogás	
			m ³ /kg húmedo	m ³ /día/año
Bovino (500 kg)	10.00	25:1	0.04	0.400
Porcino (50 kg)	2.25	13:1	0.06	0.135
Aves (2 kg)	0.18	19:1	0.08	0.014
Ovino (32 kg)	1.50	35:1	0.05	0.075
Caprino (50 kg)	2.00	40:1	0.05	0.100
Equino (450 kg)	10.00	50:1	0.04	0.400
Conejo (3 kg)	0.35	13:1	0.06	0.021
Excretas humanas	0.40	3:1	0.06	0.025

* El dato se refiere a la cantidad estimada de estiércol que es posible recolectar de todo el producto.

A continuación, la Tabla 7 detalla la disponibilidad potencial de estiércol y la producción potencial de biogás por tipo de ganado:

Tabla 7: Disponibilidad de estiércol y producción potencial de biogás en Departamento Confluencia por tipo de ganado.

PRODUCCIÓN POTENCIAL DE BIOGAS EN DEPARTAMENTO CONFLUENCIA POR TIPO DE GANADO				
	Existencias (animales)	Disponibilidad de estiércol (kg/día)	Producción de Biogás (m ³ /día/animal)	Biogás (m ³ /día)
TOTAL AVES	786875	141638	0,014	11016
TOTAL PORCINOS	20663	46492	0,135	2790
TOTAL CAPRINOS	17454	34908	0,100	1745
TOTAL DE OVINOS	4096	6144	0,075	307
TOTAL DE BOVINOS	3665	36650	0,400	1466
TOTAL EQUINOS	2006	20060	0,400	802
PRODUCCIÓN POTENCIAL TOTAL DE BIOGAS (m³/día)				18127
DISPONIBILIDAD POTENCIAL TOTAL DE ESTIERCOL (kg/día)				285891

2.3 CAMBIO CLIMÁTICO, CONTRIBUCIONES DETERMINADAS A NIVEL NACIONAL Y POTENCIAL AHORRO DE GEI

El cambio climático es la variación constante del clima atribuida, directa o indirectamente, a la actividad humana durante períodos de tiempo comparables, y añadida a la variabilidad climática natural que se da por cambios del equilibrio entre la energía solar incidente y la energía reemitida por

el planeta Tierra hacia el espacio. El cambio climático se debe principalmente al aumento de la concentración atmosférica de GEI por encima de los niveles naturales. La generación de energía a partir de la utilización de combustibles fósiles, la ganadería, la agricultura, generación de residuos urbanos, y la deforestación, entre otras actividades antropogénicas, contribuyen a la proliferación de los GEI, incrementando así el efecto invernadero y causando el cambio climático (Moreira Muzio, 2019).

La Argentina está lejos de ser un emisor poco relevante a escala global, pues considerado por habitante, sus emisiones lo hacen oscilar alrededor del puesto 33 entre todos los países. Según surge de la Cuarta Comunicación Nacional de la Argentina las emisiones totales de GEI son de 366 MtCO₂e. De ese total, el 51% de las emisiones del país provienen de la generación de energía, y en segundo lugar aparecen las emisiones del sector agropecuario (agricultura y ganadería) con el 39%.

El Sector Energético cumple un rol preponderante en la problemática del Cambio Climático. Tanto en el origen del problema como en la función que puede cumplir en las medidas que buscan enfrentarlo (Girardin, 2018).

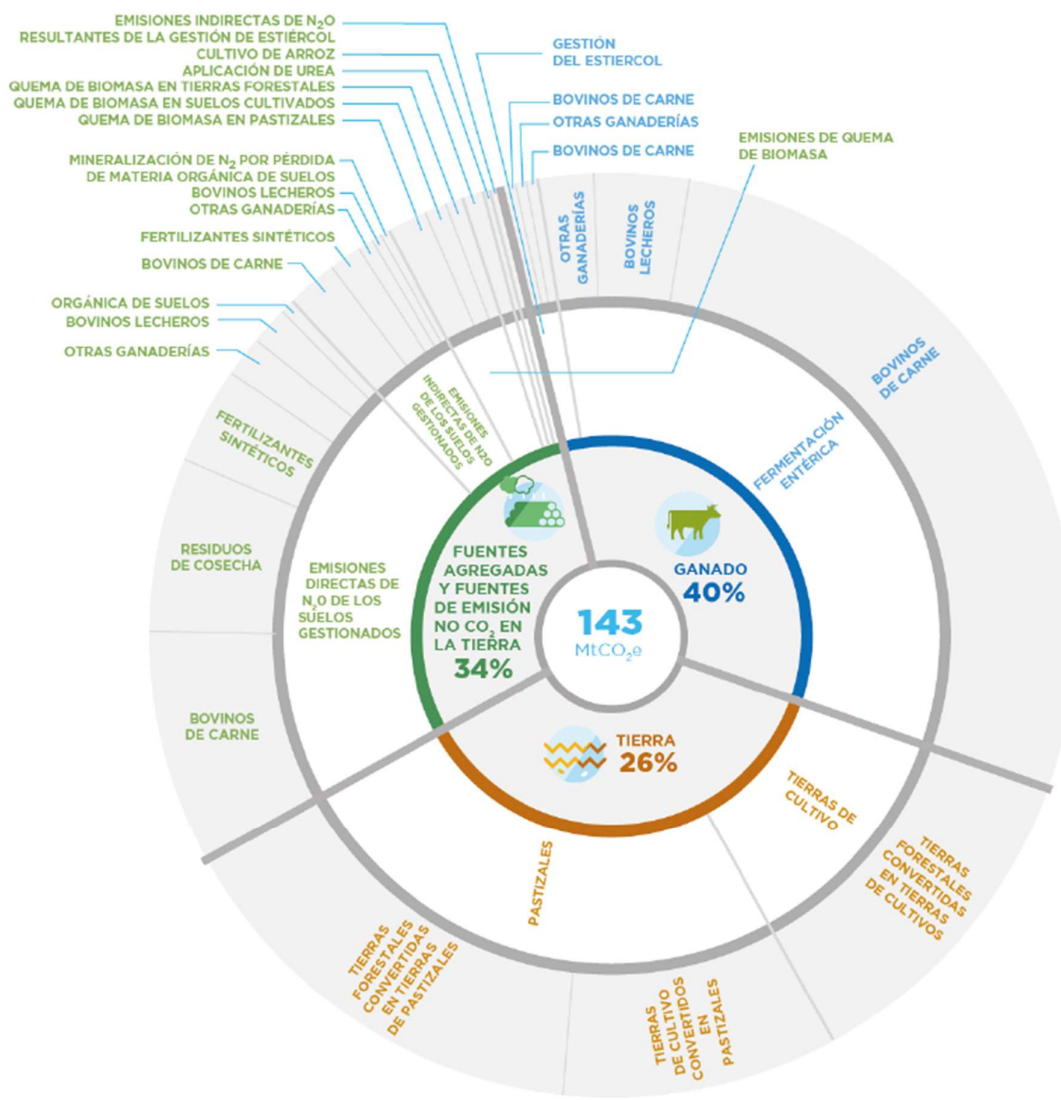
Uno de los impactos ambientales provocados por el sector agropecuario es la emisión de GEI por el ganado bovino, bovino de leche, y otras ganaderías (porcinos, ovinos, aves, entre otros). Los principales GEI emitidos desde el sector agropecuario son el CH₄, el óxido nitroso (N₂O) y el CO₂. La Figura 4 muestra como el sector ganadero argentino es un importante emisor de GEI con 57,2 MtCO₂e (el 40% de los 143 MtCO₂e del sector Agricultura, ganadería, silvicultura y otros usos de la tierra). Estos GEI incluyen las emisiones de CH₄ por la fermentación entérica, y emisiones de CH₄ y N₂O por la gestión de estiércol y las excretas en pasturas (MAyDS, 2021a).

El Acuerdo de París, adoptado en diciembre de 2015 y ratificado por la Argentina el 21 de septiembre de 2016, establece el objetivo de reforzar la respuesta mundial a la amenaza del cambio climático, manteniendo el aumento de la temperatura media mundial muy por debajo de 2 °C y continuar con los esfuerzos para limitar ese incremento a 1,5 °C con respecto a los niveles preindustriales, para reducir considerablemente los riesgos e impactos del cambio climático.

Las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC) son los esfuerzos que todas las Partes de la CMNUCC (que han ratificado el Acuerdo de París) deben llevar a cabo para intensificar sus acciones contra el cambio climático, ya sea para reducir las emisiones de GEI y/o aumentar los sumideros de carbono (acciones de mitigación), o para adaptarse a los impactos producidos por ese fenómeno (acciones de adaptación). Las contribuciones son determinadas por los países en función de las responsabilidades comunes pero diferenciadas, y a sus respectivas capacidades en función de sus circunstancias nacionales. A su vez, el Acuerdo establece la obligación de actualizar cada 5 años las NDC, en el marco de un proceso continuo de aumento de la ambición (Moreira Muzio, 2019).

En 2020, Argentina llevó adelante un proceso de revisión de su NDC que fue publicada por el MAyDS en el documento "Segunda Contribución Determinada a Nivel Nacional". Allí se estableció el compromiso a una meta absoluta e incondicional, aplicable a todos los sectores de la economía, de no exceder la emisión neta de 359 MtCO₂e en el año 2030. Además, para ese año, se pretende haber logrado disminuir la vulnerabilidad, aumentar la capacidad de adaptación y fortalecer la resiliencia de los diferentes sectores sociales, económicos y ambientales a través de medidas de concientización y construcción de capacidades que le permitan al país, y su población, responder de manera solidaria y urgente a este reto para la protección del planeta.

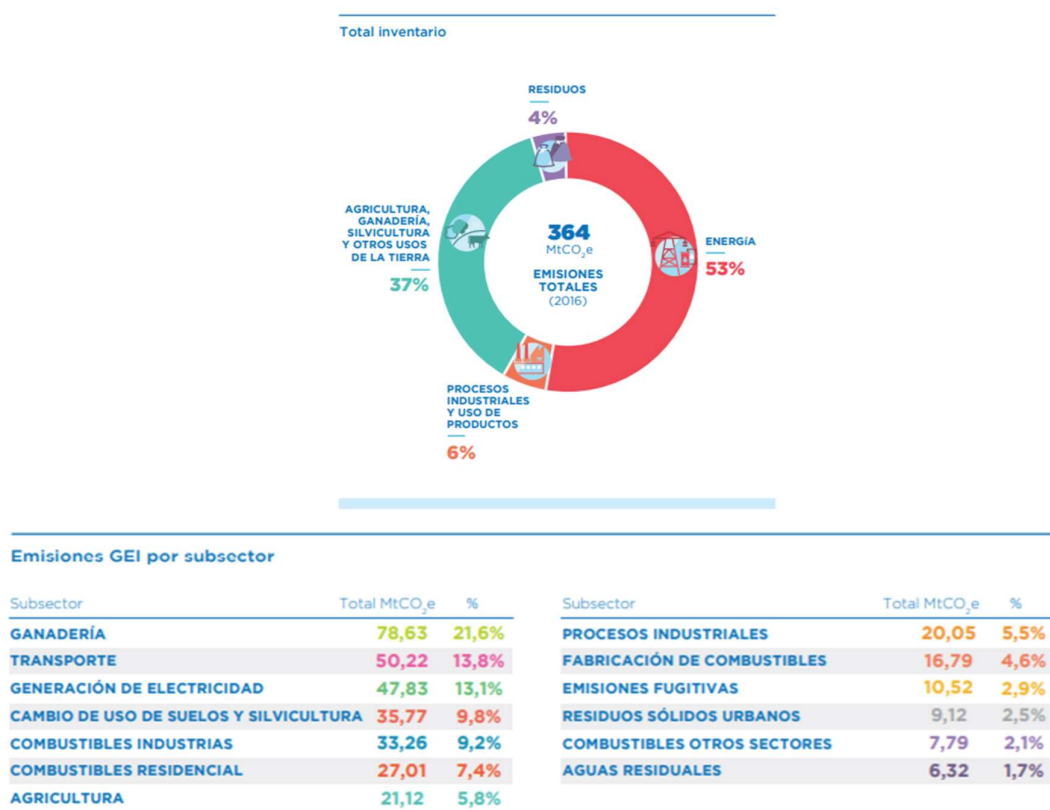
Figura 4: Emisiones del sector Agricultura, ganadería, silvicultura y otros usos de la tierra – 2018 (MAyDS, 2021a).



En octubre de 2021 Argentina presenta la “Actualización de la meta de emisiones netas de Argentina al 2030” donde informa que la meta actualizada es no superar la emisión neta de 349 MtCO₂e en el año 2030. Se aclara que esta es la única modificación que se hace al documento presentado en diciembre de 2020.

Los resultados del inventario de GEI reportados por Argentina en el Tercer Informe Bienal de Actualización a la CMNUCC muestran un total de emisiones de GEI de 364 MtCO₂e (ver Figura 5). De este total, el Subsector ganadería aporta el 21,6% (78,63 MtCO₂e). En este subsector se incluyen las emisiones de las fuentes fermentación entérica, gestión de estiércol y excretas en pasturas.

Figura 5: Inventario Total de GEI de Argentina y Emisiones de GEI por subsector. Fuente: Inventario Nacional de GEI.



En lo referente a la gestión del estiércol, esta fuente de GEI contabiliza alrededor del 1,4% (5 MtCO₂e) de las emisiones Totales de Argentina y es proveniente de las emisiones de CH₄ y de N₂O producidas por la descomposición del estiércol en condiciones de poco oxígeno o anaeróbicas. Estas condiciones ocurren a menudo cuando se manejan grandes cantidades de animales en una zona confinada (ej. cerdos, tambos y granjas de aves, etc.), en las que se suele almacenar el estiércol en grandes pilas o eliminarlo en lagunas o en otros tipos de sistemas de tratamiento con déficit de oxígeno.

Mediante la Resolución 447/2019 de la Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable, Argentina declaró concluida la etapa de elaboración del primer Plan Nacional de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático. De esta manera se dieron a dio a conocer en detalle los planes de acción sectoriales. Uno de ellos es el que está relacionado la actividad agropecuaria, que se denomina “Plan de Acción Nacional de Agro y Cambio Climático (PANAyCC)”

Las medidas previstas en el PANAyCC con efecto sobre el balance de las emisiones de GEI para el sector agricultura, ganadería y silvicultura hasta el 2030 se pueden resumir en la Tabla 8.

Tabla 8: Medidas sobre emisiones de GEI para el sector agricultura, ganadería y silvicultura.

Fuente: Ministerio de Ambiente (2019).

Eje de intervención	Medida	Tipo	Reducción al 2030 (MtCO ₂ eq)	Descripción de la medida
Silvicultura	Forestación	Adicional	18,06	Aumentar la superficie forestada de 1.38 millones a 2 millones de hectáreas entre 2018 y 2030.
Agricultura	Rotación de cultivos	Adicional	4,27	Aumento de la superficie cultivada con cereales (trigo, maíz) y disminución de la superficie ocupada con oleaginosas (soja, girasol), respecto a la proporción de cultivos de la campaña 2011, a partir de 2020.
Agroenergía	Aprovechamiento de biomasa para la generación de energía	Adicional	3,41	Generación térmica mediante uso de biomasa (PROBIOMASA).
		Adicional	NE ²²	Generación de electricidad no conectada a red mediante uso de biomasa (PROBIOMASA).
TOTAL			25,74	

Si bien la forestación es la principal medida de mitigación prevista, dado su impacto significativo en la reducción de emisiones de CO₂, este estudio pone el interés en la medida de aprovechamiento de biomasa (residuos pecuarios) para la generación de energía tanto térmica como eléctrica.

La medida planteada referida al aprovechamiento de biomasa para la generación de energía consiste en incentivar la generación de energía derivada de biomasa para contribuir con la diversificación de la matriz energética y reducir las emisiones de GEI. Se pretende emplear biomasa proveniente de los sectores: cerealero (girasol, arroz, maíz y maní), pecuario (granjas porcinas y avícolas, tambos y feedlots), forestal (residuos de cosecha), azucarero (bagazo), y frutícola (vides, cítricos y olivos). Esta medida deriva del programa para la promoción de la energía derivada de biomasa (PROBIOMASA) y pretende realizarse en dos fases:

- Primera (2018-2021): potencia instalada de 400 MW en 2021.
- Segunda (2022-2030): potencia instalada de 2.650 MW en 2030.

No obstante, actualmente existen barreras de orden económico, institucional, técnico, legal y sociocultural que deben superarse para incrementar, de acuerdo con su potencial, la proporción de bioenergía en la matriz energética nacional (FAO, 2020).

Aún no se cuenta con una plataforma económica y política generalizada que facilite el desarrollo de las tecnologías de biomasa, en referencia a subsidios, impuestos, contribuciones y políticas que cubren, principalmente, a la utilización de hidrocarburos. Por un lado, los precios de la energía no compensan los beneficios ambientales de la biomasa o de otros recursos energéticos renovables (BUNCA, 2002), y por otra parte los esos beneficios ambientales no son valorizados e incluidos en el análisis económico de los proyectos de generación a partir de biomasa.

En el Departamento Confluencia, el ahorro potencial de emisiones de GEI que puede alcanzarse a partir de los residuos pecuarios se presenta en la Tabla 9. Allí se estimaron las toneladas anuales de CO₂eq que se dejaría de arrojar a la atmósfera por el hecho de quemar el metano contenido en el biogás, considerando 65% en volumen de CH₄ con un potencial de calentamiento global de 21.

La reducción estimada de emisiones anuales para el sector pecuario del Departamento Confluencia alcanzaría los 64754 tCO₂eq (0,065 MtCO₂eq). Este sería el ahorro máximo teórico que podría comercializarse o negociarse mediante los mecanismos de desarrollo limpio. Alcanzar este máximo implicaría poder recolectar la totalidad el estiércol generado en el Departamento Confluencia y emplearlo en la producción de biogás en sistemas de cogeneración eléctrico-térmico.

Tabla 9: Ahorro potencial de emisiones de GEI en el Departamento Confluencia.

AHORRO POTENCIAL DE EMISIONES DE GEI EN EL DEPARTAMENTO CONFLUENCIA	
Producción Potencial Total de Biogas (m ³ /día)	18127
Producción Potencial Total de Biogas (m ³ /año)	6616266
Producción anual de CH ₄ (m ³) (*)	4300573
Densidad de CH ₄ (kg/m ³)	0,717
Producción anual de CH ₄ (ton)	3084
Potencial de calentamiento global CH ₄	21
AHORRO POTENCIAL DE EMISIONES tCO₂eq	64754

(*) Composición promedio de biogás: 65% CH₄ y 35% de CO₂

Si se considera que Argentina emite en Total 366.000.000 tCO₂eq de GEI, el ahorro potencial que se muestra para el Departamento Confluencia implica el 0,018% (18 por mil) y comparado con las 5.000.000 tCo2eq de GEI asociadas a la gestión de estiércol en Argentina aquí el ahorro implica el 1,3%. Si bien representan valores marginales en cuanto al impacto que genera en la reducción de GEI a nivel nacional, implica la gestión del total de los residuos pecuarios de una región con baja actividad ganadera. Su análisis toma relevancia si se considera la nula o deficiente gestión actual del estiércol que la actividad genera.

Los productores pecuarios que logren realizar un tratamiento convencional de sus residuos, por ejemplo por lagunaje, podrán reducir la contaminación del ambiente en el que se encuentran. No obstante, sin la existencia de incentivos o acompañamiento para la generación de bioenergía, estos tratamientos convencionales de residuos agroindustriales emitirán metano a la atmósfera. Las emisiones de base establecidas por FAO (2020a) para el estiércol de cerdo sometido a tratamiento anaeróbico sin sistema de recuperación de metano en un establecimiento testigo son de:

- 4786,91 tCO₂e/año para un establecimiento que genera 228,54 m³ diarios de estiércol y trata sus residuos con lagunas de más de 2 metros de profundidad.
- 797,82 tCO₂e/año para un establecimiento que genera 228,54 m³ diarios de estiércol y trata sus residuos con lagunas con menor de 2 metros de profundidad. Aquí se aprecia fuertemente la reducción de la generación de metano al disminuir la capacidad anaeróbica de la laguna.

En función de la relevancia de impulsar proyectos que recuperen residuos, realicen su tratamiento completo y sean aprovechados en generación de energía, en el Capítulo 5 se desarrollará la externalidad positiva asociada al ahorro de emisiones de metano por uso de residuos.

2.4 CONCLUSIONES CAPITULO 1

Hasta aquí, el análisis del potencial de producción de biogás en el departamento permite tener en cuenta las siguientes conclusiones:

- La mayoría de los productores pecuarios son productores familiares, que cuentan con una baja cantidad de animales en su mayoría criados a campo. El potencial de producción de biogás puede satisfacer las necesidades de cocción de alimentos y agua caliente sanitaria, pero se debe trabajar en el estabulado de los animales, al menos en parte de su ciclo de vida. Los proyectos en este sentido toman relevancia si se tiene en cuenta que existen productores en zonas sin acceso a red de gas natural.

- Las distancias entre las principales localidades limitan la alternativa de centralizar el estiércol de la totalidad de los establecimientos en una sola instalación de producción de biogás exclusiva para tipo de materia prima. Dada la concentración de productores pecuarios (avícolas y uno porcino) en la zona de Plottier, allí la asociación de productores puede ser una alternativa para el aprovechamiento de biogás.
- Merece un posterior análisis la alternativa de producción de biogás a partir de estiércol asociada al tratamiento de residuos urbanos (o efluentes). En la localidad de Neuquén existe un relleno sanitario que recibe los residuos sólidos urbanos de las localidades de Plottier, Centenario, Vista Alegre y El Chañar y cuenta con un proyecto de producción de biogás.
- En los principales establecimientos existe el potencial de generación de biogás para satisfacer necesidades energéticas propias del proceso productivo. Los establecimientos con mayor número de animales son los que concentran en un área reducida las actividades que implican un mayor impacto en cuanto a la generación de residuos, los consumos energéticos y las emisiones de gases de efecto invernadero.
- Considerando la disponibilidad potencial de estiércol y la producción de biogás por tipo de residuo animal, se estima que la producción potencial máxima de biogás para el Departamento Confluencia es de un volumen diario de 18127 m³/día.
- El mayor establecimiento de producción pecuaria instalado en el Departamento Confluencia es el establecimiento de producción porcina GRANJA EL AMANECER SRL, RENSPA N° 14.005.0.00406/00, actualmente con casi 18000 animales y con capacidad para 20000 animales. Sobre este establecimiento se realizó el análisis de la rentabilidad de un proyecto de producción de biogás.
- En referencia al potencial ahorro de emisiones de GEI, la reducción máxima teórica estimada anual para el sector pecuario del Departamento Confluencia alcanzaría los 64754 tCO₂eq (0,065 MtCO₂eq). Esto representa el 1,3% de las emisiones de GEI asociadas a la gestión de estiércol en Argentina y el 0,018% (18 por mil) de las emisiones totales del país.

3. CAPITULO 2: TECNOLOGÍAS PARA LA PRODUCCIÓN DE BIOGÁS

3.1 BIOGÁS Y EL PROCESO DE PRODUCCIÓN

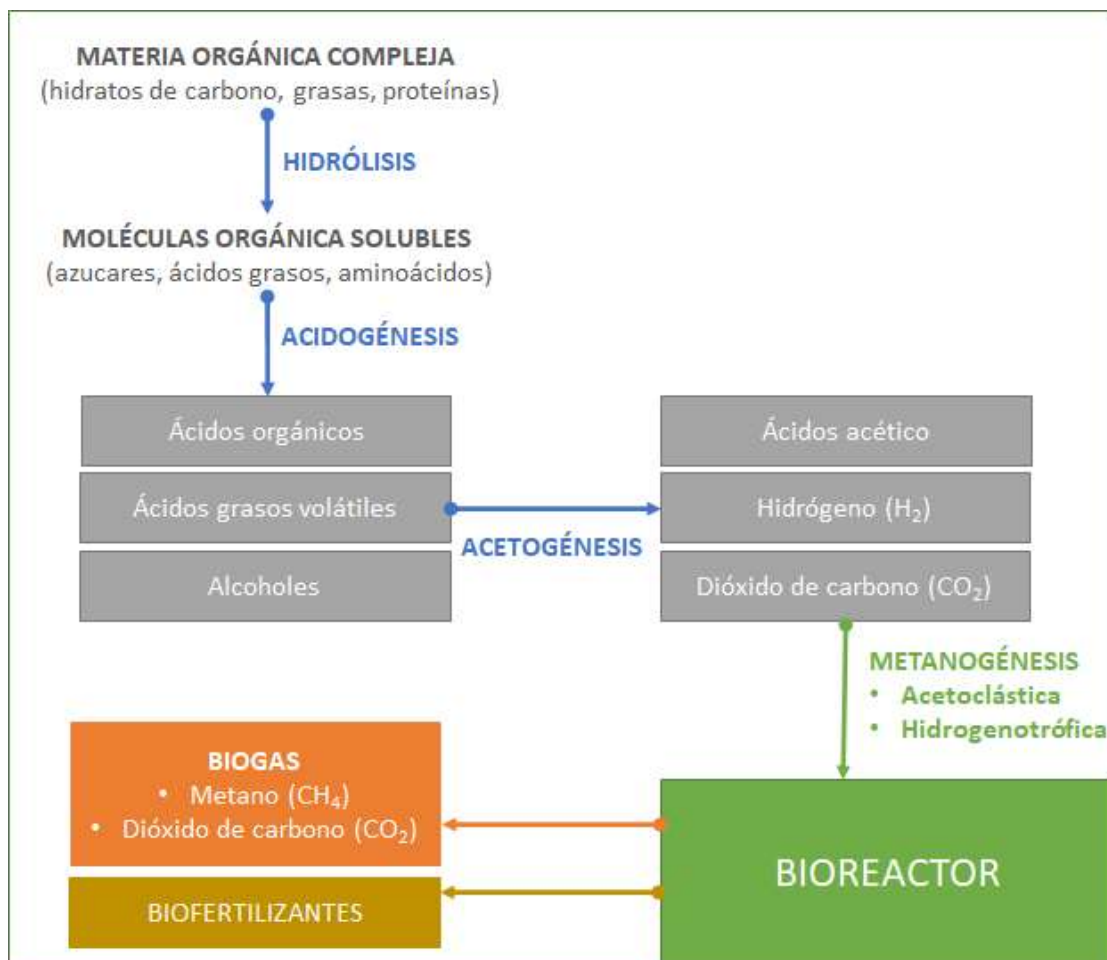
En la naturaleza, el biogás se produce cuando el material orgánico se descompone por microorganismos en un ambiente libre de oxígeno (fermentación anaeróbica), por ejemplo, en los páramos, en los sedimentos que se producen en aguas superficiales o en el rumen de los rumiantes. Dadas estas condiciones, el material orgánico se convierte casi completamente en biogás FAO (2020b).

La producción de biogás es un proceso complejo que requiere de la acción coordinada de un grupo de microorganismos especializados en la degradación de una amplia variedad de sustratos orgánicos (restos de comida, desperdicios orgánicos de industrias, subproductos orgánicos de bajo valor comercial, cultivos energéticos, residuos cloacales, estiércol de animales, etc.). La descomposición de estos residuos en el ambiente natural o en reactores especializados, bajo condiciones de anoxia (ausencia de oxígeno), genera las condiciones imprescindibles para el proceso FAO (2019a).

La descomposición anaeróbica de las sustancias orgánicas se puede clasificar en cuatro etapas: hidrólisis, formación de ácidos, formación de acetato y formación de metano (ver Figura 6).

1. Hidrólisis: un gran número de microorganismos anaeróbicos excretan enzimas hidrolíticas que fraccionan los enlaces de los polisacáridos que forman la biomasa, en unidades simples de azúcares, grasas y aminoácidos.
2. Acidogénesis: los compuestos son asimilados por algunos microorganismos o fermentados, produciendo una gran cantidad de ácidos orgánicos. Se producen también gases como CO_2 , H_2 y pequeñas cantidades de amoníaco (NH_3), sulfuro de hidrógeno (H_2S) y alcoholes, en especial glicerol.
3. Acetogénesis: bacterias denominadas acetogénicas de lento crecimiento metabolizan los alcoholes, el ácido láctico y los ácidos grasos volátiles, produciendo ácido acético e H_2 .
4. Metanogénesis: el acetato, el H_2 y el CO_2 producidos son transformados por acción de las bacterias metanogénicas, y forman CH_4 , CO_2 y H_2O .

Figura 6: Etapas de la digestión anaeróbica en un biodigestor, con producción de biogás y biofertilizante.
Adaptado de FAO (2019a).



En los dos primeros pasos las sustancias orgánicas son licuadas y descompuestas. Su conversión adecuada en CH_4 tiene lugar en los dos últimos pasos de descomposición.

Los pasos individuales no solo difieren entre sí en cuanto a los microorganismos participantes y los productos formados, sino también, esencialmente, por las condiciones ambientales requerida (FAO, 2020b).

Si bien se espera que la correcta aplicación de la tecnología permita alcanzar la máxima eficiencia en el proceso, la adecuada comprensión de las bases físicas, químicas y biológicas de la digestión anaeróbica puede determinar el éxito de los proyectos que se implementen. Los procesos biológicos en todos los biodigestores son similares; la tecnología permite obtener de ellos el máximo rendimiento (FAO, 2019a).

Tabla 10: Características principales de dos procesos básicos para la producción de biogás. Hilbert (2011).

FASE ACIDOGENICA	FASE METANOGÉNICA
Bacterias facultativas (pueden vivir en presencia de bajos contenidos de oxígeno).	Bacterias anaeróbicas estrictas (No pueden vivir en presencia de oxígeno).
Reproducción muy rápida (alta tasa reproductiva).	Reproducción lenta (baja tasa reproductiva).
Poco sensibles a los cambios de acidez y temperatura.	Muy sensibles a los cambios de acidez y temperatura.
Principales productos finales: metabolitos, ácidos orgánicos.	Principales productos finales: metano y dióxido de carbono

Se utilizan biodigestores para controlar y hacer más eficiente la digestión anaeróbica de la materia orgánica y producir biogás. Estos son reactores especialmente diseñados para maximizar la eficiencia de conversión de los sustratos en energía y obtener subproductos con valor agregado, como biofertilizantes (FAO, 2019a).

En un digestor anaeróbico tiene lugar un proceso de hidrólisis enzimática de polímeros, al que se suman la acidogénesis y acetogénesis descriptas. Los microorganismos que participan de esta primera etapa son tolerantes a variaciones en el medio, como cambios en la temperatura y el pH, y pueden vivir en presencia de oxígeno.

En un biodigestor, los ácidos orgánicos son consumidos por poblaciones simbióticas de microorganismos metanogénicos y transformados en biogás y eliminados del medio.

Debe destacarse que los microorganismos que llevan adelante la fase metanogénica de la degradación anaeróbica de la materia orgánica son muy particulares, la Tabla 10 resume sus características principales. Suelen prosperar en ambientes sumamente hostiles para organismos convencionales, por lo que se los define como extremófilos. Al desarrollarse en ambientes extremos (en este caso ausencia total de oxígeno), esos microorganismos tienen la particularidad de reproducirse de forma muy lenta. Además, necesitan aportes externos de energía (en forma de calor) para poder realizar sus procesos metabólicos y son muy sensibles a los cambios en el ambiente (temperatura y pH). Finalmente se destaca que, a diferencia de otros organismos heterótrofos, la degradación de la materia orgánica produce metano además de la liberación de dióxido de carbono.

Si un biodigestor es alimentado con un sustrato altamente digestible y rico en energía y si no se controla ni se tiene un seguimiento sobre la alimentación del biodigestor, tanto en tiempo como en cantidad, ocurre la siguiente secuencia de acontecimientos:

1. Los microorganismos hidrolizan rápidamente los carbohidratos, proteínas y grasas (moléculas complejas y de alto peso).
2. Las bacterias acidogénicas consumen inicialmente el alimento altamente digestible y se reproducen rápidamente. De esta manera liberan en poco tiempo grandes cantidades de ácidos al medio, provocando que este se vuelva totalmente anóxico (carente de oxígeno) y reductor.
3. Las bacterias que generan metano producen biogás a medida que consumen el ácido acético, hidrógeno y dióxido de carbono. No obstante, este proceso se da con una tasa menor a la de generación de ácidos, como resultado de que presentan bajas velocidades de crecimiento.
4. El medio comienza a acidificarse ($\text{pH} < 6$).
5. Las bacterias que generan metano disminuyen su metabolismo, reproducción y actividad, por su alta sensibilidad a los cambios en el pH.
6. El biodigestor detiene su producción de biogás y se registra una disminución marcada del pH por debajo de 5.

En consecuencia, los biodigestores deben ser cargados progresiva y adecuadamente con sustratos ricos en energía altamente digerible, o producir modificaciones graduales en los sustratos a degradar durante el desarrollo del proceso con el fin de permitir el correcto desarrollo de las bacterias metanogénicas. Los microorganismos metanogénicos representan el componente limitante de todo el sistema debido a que poseen las tasas más bajas de crecimiento y reproducción de todo el consorcio microbiano, y por su específica sensibilidad a las variaciones en las condiciones ambientales.

Cuando en un sistema de biodigestión se utilizan varios sustratos, el proceso se denomina codigestión. Se puede considerar a la codigestión como un simple proceso de mezcla de diferentes sustratos, pero es de destacar que es una herramienta que permite incrementar la eficiencia de la digestión de los materiales, maximizar la producción de biogás y optimizar la calidad de los biofertilizantes (FAO, 2019a).

A continuación, se mencionan los principales beneficios del uso de sistemas de biodigestión para la producción de biogás:

- Son una fuente de energía sustentable y renovable.
- Aprovecha el proceso natural de producción de biogás.
- Genera nuevos ingresos al productor.
- Posibilita la utilización del digerido como acondicionador de suelo o biofertilizante.
- Evita el uso de leña local, reduciendo la presión sobre los recursos forestales.
- Permite el reemplazo de GLP en productores sin acceso a red de gas natural.
- Posibilita el abastecimiento de energía eléctrica mediante la instalación de generadores.

3.2 FACTORES QUE AFECTAN LA PRODUCCIÓN DE BIOGÁS

La actividad metabólica que implica el proceso metanogénico se ve afectada por diversos factores, entre los que debe tener mayor atención: el tipo de materia (nutrientes disponibles); el nivel de acidez (pH); la temperatura del sustrato; el tiempo de retención hidráulico; la velocidad de carga orgánica; el contenido de sólidos; materia seca y grado de mezclado; la relación Carbono/Nitrógeno; la presencia de compuestos inhibidores del proceso (Hilbert, 2011) y la codigestión.

3.2.1 TIPO DE MATERIA PRIMA

Las materias primas que permiten la fermentación incluyen una amplia variedad de excrementos animales y humanos, aguas residuales orgánicas de las industrias (procesamiento de carnes, lácteos, verduras, frutas, producción de alcohol, y otras alimenticias), restos de cosechas y residuos de

diferentes tipos, como los efluentes de determinadas industrias químicas. La Tabla 11 muestra ejemplos de residuos orgánicos según su origen.

Tabla 11: Residuos orgánicos de diversos orígenes (Varnero Moreno, 2011).

Residuos de origen animal	estiércol, orina, guano, camas, residuos de mataderos (sangre y otros), residuos de pescados.
Residuos de origen vegetal	malezas, rastrojos de cosechas, pajas, forraje en mal estado.
Residuos de origen humano	heces, basura, orina.
Residuos agroindustriales	salvado de arroz, orujos, cosetas, melazas, residuos de semillas.
Residuos forestales	hojas, vástagos, ramas y cortezas.
Residuos de cultivos acuáticos	algas marinas, jacintos y malezas acuáticas.

El proceso microbiológico requiere de fuentes de carbono y nitrógeno, pero adicionalmente debe existir un cierto equilibrio sales minerales (calcio, magnesio, fósforo, potasio, hierro, manganeso, molibdeno, azufre, zinc, selenio, cobalto, níquel, tungsteno, y otros menores).

Es común que las sustancias orgánicas como los lodos cloacales y los estiércoles presenten estos elementos en proporciones adecuadas. Sin embargo, en la digestión de determinados residuos industriales se puede presentar el caso que se requiera adicionar compuestos minerales o bien un post tratamiento aeróbico.

En referencia a los estiércoles animales, la degradación de cada uno de ellos dependerá principalmente del tipo de animal y de la alimentación que hayan recibido los mismos. El volumen de estiércol producido por las distintas especies animales varía de acuerdo con el peso y el tipo de alimentación y manejo de estos. Cuando se evalúe un proyecto específico se recomienda realizar una serie de mediciones en el lugar donde se emplazará el digestor (Hilbert, 2011). En la Tabla 6 se presentaron las cantidades de estiércol producido por distintos tipos de animales y el rendimiento en biogás de estos.

En la Tabla 12 se presenta el rendimiento en biogás a partir de diferentes residuos vegetales. Es de destacar que las sustancias vegetales con alto contenido de lignina no se pueden aprovechar directamente y por ende se deben someter a tratamientos previos (compostado, cortado, macerado,) con el fin de liberar las sustancias que pueden ser aprovechadas de las incrustaciones de lignina.

Tabla 12: Producción de biogás a partir de residuos vegetales (Varnero Moreno, 2011).

Residuos	Cantidad residuo Ton/ha	Relación C/N	Volumen de biogás	
			m ³ /Ton	m ³ /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

3.2.2 PH

El nivel de acidez es un parámetro de control fundamental debido a que los microorganismos metanogénicos son especialmente dependientes de esta variable y su disminución puede alcanzar un punto de no retorno, en el que se alcance la inhibición del metabolismo de los microorganismos metanogénicos y no se logre producir biogás.

Es por ello por lo que es necesario realizar un control periódico del pH, tanto del material que ingresa como del que sale, a fin de prepararse para realizar correcciones necesarias para mantener un pH óptimo en el rango de 7,0 a 7,8.

3.2.3 TEMPERATURA DEL SUSTRATO

El proceso requiere una temperatura mínima de inicio de 4º a 5º C y no permite superar una máxima de alrededor de 70ºC. Comúnmente se realiza una diferenciación en tres rangos de temperatura de acuerdo con el tipo de bacterias que predominan en cada una de ellas. Los tres rangos de temperatura en los que pueden trabajar los microorganismos anaeróbicos (Tabla 13) son: psicrófilos (por debajo de 25ºC), mesófilos (entre 25 y 45ºC) y termófilos (entre 45 y 65ºC), siendo cada vez mayor la velocidad máxima específica de crecimiento, conforme se incrementa el rango de temperatura.

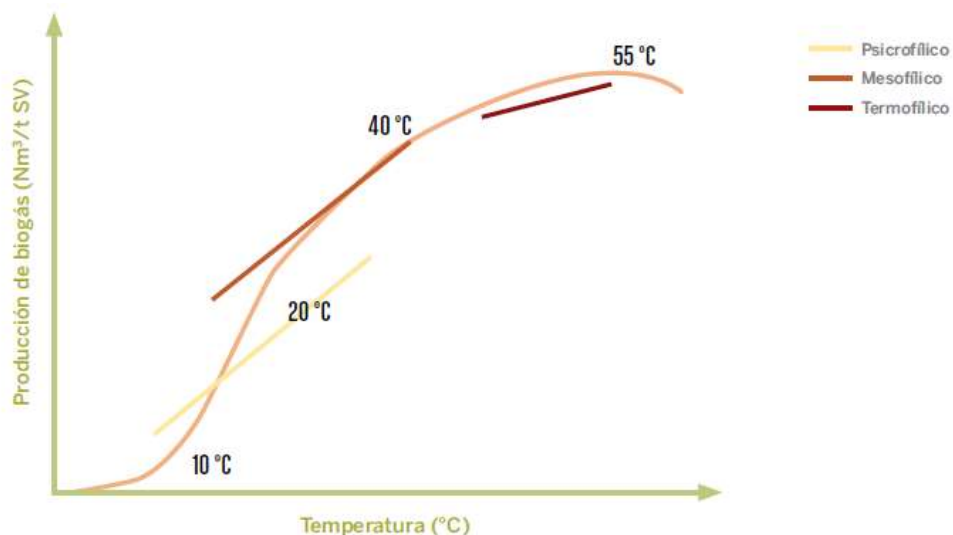
En cada rango de temperatura, existe un intervalo para el cual se hace máximo velocidad máxima específica de crecimiento. En ese intervalo se determina la temperatura de trabajo óptima en cada uno de los rangos posibles de operación. La actividad biológica y por lo tanto la producción de gas aumenta con la temperatura.

Tabla 13: Rango de temperatura para fermentación.

Fermentación	Mínimo	Óptimo	Máximo	Tiempo de fermentación
Psychrophilica	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	75-80°C	10-15 días

El régimen de operación de temperatura mesofílico es el más utilizado, a pesar de que en la actualidad se está implementando cada vez más el rango termofílico. El régimen termofílico permite conseguir una mayor velocidad del proceso, lo que implica, a la vez, un aumento en la eliminación de organismos patógenos. Como contrapartida, el régimen termofílico es más inestable ante cualquier cambio de las condiciones de operación y presenta además mayores inconvenientes en la inhibición del proceso por la mayor toxicidad de determinados compuestos a elevadas temperaturas, como pueden ser el nitrógeno amoniacal o los ácidos grasos de largas cadenas. Como regla general, la actividad biológica se duplica cada incremento en 10°C dentro del rango de temperatura óptima (Figura 7) Para un óptimo funcionamiento del digestor, se recomienda que el tratamiento anaeróbico se diseñe para que opere con variaciones de temperatura que no excedan los 0.6 – 1.2 °C /día (Varnero Moreno, 2011).

Figura 7: Producción de biogás en función de la temperatura del proceso (FAO, 2019a).



A su vez, se debe considerar el proceso no genera calor por lo que la temperatura deberá ser lograda y mantenida mediante energía exterior. Se deben extremar las precauciones para mantener la temperatura a medida que el rango de temperatura de trabajo aumenta, dada la mayor sensibilidad que presentan las bacterias termofílicas a las pequeñas variaciones térmicas. Estas consideraciones se deben evaluar previo a escoger un determinado rango de temperaturas para el funcionamiento de un digestor debido a que, a pesar de incrementarse la eficiencia y producción de gas, también aumentarán los costos de instalación y la complejidad de esta.

Los digestores que trabajan a temperaturas meso y termofílicas poseen generalmente sistemas de calefacción, aislamiento y control los cuales no son necesarios en digestores rurales económicos que trabajan a bajas temperaturas.

La temperatura está íntimamente relacionada con los tiempos que se debe mantener la biomasa dentro del digestor para que se complete su degradación (Tiempo de retención Hidráulica, TRH). A medida que aumenta la temperatura disminuye el tiempo de retención y por lo tanto se necesitará un volumen menor de reactor para digerir una misma cantidad de biomasa (Hilbert, 2011).

Es de necesario mencionar que la viscosidad de sólidos y semisólidos disminuye a medida que aumenta la temperatura, lo que implica menores necesidades de agitación (FAO, 2019a).

3.2.4 TIEMPO DE RETENCIÓN HIDRÁULICO

El tiempo de retención hidráulico (TRH) expresa el tiempo medio que permanecerá el sustrato en el biodigestor, sometido a la acción de los microorganismos, y su cálculo no es más que el cociente entre el volumen del reactor y el caudal medio diario de carga.

Esta variable determina el volumen útil del reactor, que indica el volumen de líquido dentro del reactor, y se encuentra directamente relacionada con la temperatura y, en consecuencia, con la tecnología a utilizar. Resulta necesario adicionar un volumen estimado que operará como cámara de biogás al volumen útil determinado.

Como regla general se observa que, a mayor temperatura, menor TRH. Para producir una cantidad determinada de biogás en rangos psicrófilos se necesitan TRH mayores que en rangos mesófilos o termófilos.

Para los distintos procesos, los tiempos de retención hidráulicos pueden variar significativamente:

- Psicrófilos: de 50 a 120 días.
- Mesófilos: de 25 a 50 días.
- Termófilos: de 15 a 25 días.

Para el dimensionamiento de un biodigestor es necesario conocer la tasa diaria de alimentación y el TRH. Esta última variable tiene una relación directa con la temperatura que se haya elegido para la operación.

TRH (días) x Cantidad de carga (m³/día) = Volumen útil del biodigestor (m³)

Existen muchos modelos, diseños y tecnologías de biodigestión. Los biodigestores que se utilizan generalmente tienen una carga continua o semicontinua, es decir que son alimentados todos los días o regularmente. Cada vez que ingresa una cantidad de sustrato al biodigestor, sale prácticamente el mismo volumen, con grados variables de digestión. El volumen dentro del biodigestor se mantiene siempre estable (FAO 2019a).

La degradación de la materia orgánica en un sistema anaeróbico sigue una tendencia asintótica, presentando una eliminación completa a tiempo infinito, y una producción de gas por unidad de volumen de reactor máxima para un TRH correspondiente con una eliminación de sustrato de entre el 40 y el 60% (masa/masa) (Fedailaine et al., 2015).

Al estar el TRH íntimamente ligado con el tipo de sustrato y la temperatura del sustrato, la selección de una mayor temperatura implicará una disminución en los tiempos de retención requeridos y, asociado a ello, menores los volúmenes de reactor necesarios para digerir un mismo volumen de material. La relación costo beneficio es el factor que finalmente determinará la optimización entre la temperatura y el TRH, ya que varían los volúmenes, los sistemas paralelos de control, la calefacción y la eficiencia.

La Tabla 14 ejemplifica valores indicativos de tiempos de retención usualmente más utilizados en la digestión de estiércoles a temperatura mesófila (Hilbert, 2011).

Tabla 14: TRH utilizados en la digestión de estiércoles a temperatura mesofílica. (Hilbert, 2011).

MATERIA PRIMA	TRH
Estiércol vacuno líquido	20 - 30 días
Estiércol porcino líquido	15 - 25 días
Estiércol aviar líquido	20 - 40 días

3.2.5 VELOCIDAD DE CARGA ORGÁNICA

La velocidad de carga orgánica (VCO) indica la cantidad de materia orgánica que se incorpora por unidad de volumen y tiempo.

La VCO depende del tipo de sustrato orgánico que se utilice, ya que este determina el nivel de actividad bioquímica que ocurre dentro del biodigestor. Valores bajos de VCO implican elevados TRH y/o baja concentración de sólidos volátiles (SV) en el influente, mientras que incrementos en la VCO conllevan una reducción en la producción de biogás por unidad de SV introducida. La VCO óptima se debe determinar para cada instalación y para cada sustrato a utilizar, optimizando de esta manera la operación técnica y económica del biodigestor (FAO, 2019a).

El tiempo de retención, junto con la velocidad de carga orgánica determinada por el tipo de sustrato, son los principales parámetros de diseño, definiendo el volumen del digestor. El contenido de materia orgánica o sólidos volátiles (SV) hace referencia a la parte de la materia seca (MS) o sólidos totales (ST), que se volatilizan al ser sometidos a incineración a temperaturas superiores a 550°C. Los residuales de animales pueden tener un contenido de MS mayor del 10 % de la mezcla agua estiércol. Según los requerimientos operacionales para un reactor anaerobio, el contenido de MS no debe exceder el 10 % de la mezcla agua estiércol en la mayoría de los casos. Es por esto que los residuos de granjas deben diluirse antes de ser tratados.

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 (Varnero Moreno, 2011).

3.2.6 CONTENIDO DE SÓLIDOS

A medida que aumenta el contenido de sólidos la movilidad de las bacterias metanogénicas dentro del sustrato se ve crecientemente limitada y debido a ello puede verse afectada la eficiencia y producción de gas.

Sobre el contenido de sólidos no existen reglas fijas, en base a mediciones realizadas utilizando mezclas de estiércoles animales en agua se ha determinado que para digestores continuos el porcentaje óptimo de sólidos ronda entre el 8% y el 12% (Hilbert, 2011).

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 (Varnero Moreno, 2011).

3.2.7 MATERIA SECA Y GRADO DE MEZCLADO

La MS es la cantidad de material que queda cuando se seca una muestra fresca en estufa a 105,5 °C durante 24 horas y se le extrae toda el agua que contiene, es decir que es la cantidad de sólidos que existen en una mezcla.

La biodigestión es un proceso netamente biológico que lleva adelante una gran variedad de microorganismos, y que puede desarrollarse en medios muy diferentes. De acuerdo con el contenido de MS del sustrato a degradar, los procesos y las tecnologías se pueden dividir en tres grandes grupos:

- Biodigestión húmeda: Ocurre en un medio líquido con porcentajes de sólidos que ronda entre el 1% hasta el 15-17%.
- Biodigestión líquida: Se produce por medio de procesos y tecnologías desarrollados para tratar grandes cantidades de efluentes líquidos, con porcentajes de sólidos que no suelen superar el 1%, como los reactores de manto de lodo anaeróbico de flujo ascendente (o UASB por sus iniciales en inglés Upflow Anaerobic Sludge Blanket), o reactor anaeróbico de flujo ascendente (RAFA), o de lecho fluidizado.
- Biodigestión seca y/o semiseca: Se desarrolla con tecnologías que admiten el tratamiento de residuos con contenidos de MS mayores al 20%.

En los biodigestores húmedos, el contenido de MS se determinará en función del nivel tecnológico que se pretende emplear y su grado de mezclado. En sistemas industriales en los que se pretende alcanzar un máximo de producción de biogás por metro cúbico de biodigestor, se utilizan altos contenidos de MS en la mezcla de alimentación y necesariamente se debe contar con un sistema de agitación continuo que evite la sedimentación de los materiales inertes y/o la formación de una costra superficial de material fibroso por flotación. En el caso de los sistemas de biodigestión domésticos o de baja tecnología que no cuentan con un sistema eficiente de agitación se deben cargar con bajos contenidos de MS.

De esta manera, la cantidad de MS de una mezcla está relacionada con las tecnologías de agitación óptimas para cada proceso. A medida que se incrementa el contenido de MS, más cuidado hay que tener en los sistemas de agitación y mezcla.

Es común observar que los sistemas de recolección de residuos orgánicos arrastran mucho material inerte, que solo ocupa volumen dentro del biodigestor sin ningún beneficio y con el agravante de que puede producir un mayor desgaste de los equipos y disminuir la eficiencia de todo el sistema. Si se comparan 2 sistemas similares, pero con diferente metodología de recolección de residuos orgánicos, ambos pueden tener una producción de biogás por tonelada de MS muy diferente, y esto es reflejo de la diferencia en el contenido de sólidos inertes entre un efluente y otro.

En referencia a la temperatura de proceso, a medida que esta se incrementa, más disminuirá la viscosidad del sustrato dentro del biodigestor. Es por esto que se reduce la necesidad de agitación en comparación con un sistema frío con mayor viscosidad (FAO, 2019a).

La agitación en el biodigestor busca: remover los metabolitos producidos por las bacterias metanógenas, mezclar el sustrato fresco con la población bacteriana, evitar la formación de costras dentro del digestor, unificar la densidad bacteriana e impedir la formación de espacios “muertos” sin actividad biológica.

Al momento de seleccionar el sistema, la frecuencia y la intensidad de la agitación se debe considerar que el proceso fermentativo involucra un equilibrio simbiótico entre varios tipos de bacterias. Interrumpir ese equilibrio en el cual el metabolito de un grupo específico sirve de alimento para el siguiente, implica una merma en la actividad biológica y por ende una disminución en la producción de gas.

En la selección de un determinado sistema de agitación debe tenerse presente tanto los objetivos buscados como el prejuicio que puede causar una agitación excesiva, correspondiendo buscar un punto óptimo medio.

Son varios los mecanismos de agitación utilizados que van desde los más simples que consisten en un batido manual o el provocado por la entrada y salida de los líquidos hasta modernos equipos que involucran agitadores a hélice, inyectoros de gas y recirculadores de sustrato (Hilbert, 2011).

3.2.8 RELACIÓN CARBONO/NITRÓGENO

La relación carbono/nitrógeno (C/N) es la proporción entre esos componentes presentes en un sustrato orgánico. Tanto el carbono y como el nitrógeno son las principales fuentes de alimentación de las bacterias metanogénicas. El carbono compone la fuente de energía y el nitrógeno es empleado en la formación de nuevas células. Las bacterias metanogénicas requieren consumir 30 veces más carbono que nitrógeno. Es por esto por lo que la relación óptima de estos dos elementos en la materia prima se considera en un rango de entre 30:1 hasta 20:1.

La descomposición de materias primas con alto contenido de carbono, mayores a 35:1, ocurre más lentamente, debido a que la multiplicación y desarrollo de bacterias es bajo, ocasionado por la falta de nitrógeno, pero el período de producción de biogás es más extenso. Por el contrario, con una relación C/N inferior a 8:1 se inhibe la actividad bacteriana por la formación de un excesivo contenido de amonio, el cual en elevadas concentraciones es tóxico e inhibe el proceso.

A grandes rasgos se considera que una relación C/N óptima que debe tener la materia prima “fresca” empleada para iniciar la digestión anaeróbica, es de 30 partes de carbono por una parte de nitrógeno, es decir, C/N = 30/1. Por ello, cuando no se cuenta con un residuo que presente una relación C/N inicial apropiada, se requiere realizar mezclas de materias en proporciones adecuadas para alcanzar la relación C/N óptima (Varnero Moreno, 2011).

En la Tabla 6 y en la Tabla 12 se presenta la relación C/N estándar tanto para residuos de origen animal como vegetal.

Los sustratos con relación C/N muy baja (como es el caso del guano de gallina) se origina por la gran cantidad de nitrógeno que contiene. También se puede encontrar una baja relación C/N en el estiércol de vaca si estuvo mucho tiempo expuesto a una degradación aeróbica previo al ingreso al biodigestor. En otros casos, la relación C/N es demasiado alta porque hay poco contenido de nitrógeno.

Para cada caso particular existen alternativas que mejoran la relación C/N hasta llevarla a los rangos necesarios para que el proceso se desarrolle eficientemente: comenzando con la reducción de la cantidad de N mediante distintos métodos de volatilización y/o precipitación, hasta realizar una codigestión mezclando diferentes sustratos para lograr una relación C/N óptima (FAO, 2019a).

3.2.9 PRESENCIA DE INHIBIDORES

Existe diversos compuestos biológicos y/o químicos que en concentraciones determinadas pueden inhibir el proceso de biodigestión. Es importante conocer su presencia, sobre todo, cuando se quiere trabajar con residuos urbanos o efluente que pueden tener altas concentraciones de químicos inhibidores de los procesos biológicos. En la nutrición animal, por ejemplo, en el caso de las dietas del ganado vacuno, se utilizan enzimas para mejorar la eficiencia en la conversión de alimento a carne. La presencia de estas enzimas en contacto con el estiércol que se carga a un biodigestor puede provocar la merma en la producción de biogás (FAO, 2019a).

La Tabla 15 muestra las concentraciones en la que diferentes compuestos alcanzan su capacidad inhibitoria en el proceso de biodigestión.

Tabla 15: Inhibidores del proceso de biodigestión y sus concentraciones inhibitorias (Hilbert, 2011).

INHIBIDORES	CONCENTRACIÓN INHIBIDORA
SO ₄	5 000 ppm
NaCl	40 000 ppm
Nitrato	0,05 mg/ml
Cu	100 mg/l
Cr	200 mg/l
Ni	200-500 mg/l
CN	25 mg/l
ABS (detergente sintético)	20-40 mg/l
Na	3 500-5 500 mg/l
K	2 500-4 500 mg/l
Ca	2 500-4 500 mg/l
Mg	1 000-1 500 mg/l

3.2.10 CODIGESTIÓN

La codigestión, es la mezcla de dos o más sustratos para su transformación en un biodigestor.

Permite regular algunos parámetros, como el pH, la relación C/N y otros, y eficientizar al máximo el proceso fermentativo, con una mayor producción de biogás por cantidad de sustrato. Por otra parte, si se considera el biodigestor como una planta de tratamiento, la codigestión permite mejorar el procesamiento de un determinado efluente. Si se lo entiende como una fábrica de biofertilizantes, a medida que más eficiente sea el proceso, mejores nutrientes producirá.

En el mundo existen numerosos sistemas de producción de biogás se basan en el tratamiento de efluentes provenientes de sistemas pecuarios, agroindustrias o cloacales. Como esos residuos ya fueron procesados por un sistema digestivo, el potencial de producción de biogás de esos sustratos que es significativamente inferior al de sustratos vírgenes. Es por esta razón que en muchos casos se busca mezclar los efluentes con sustratos ricos en energía.

En las grandes plantas de biogás comúnmente se presenta una codigestión entre residuos de agroindustrias (bovinas, porcinas, avícolas, jugueras) y cultivos energéticos (como silaje de maíz). Actualmente ante el debate de si es mejor sembrar tierras para hacer energía o para producir alimento, se han comenzado a utilizar otros sustratos ricos en energía y aptos como codigestores, como por ejemplo los subproductos con escaso valor comercial o desperdicios de algunas industrias, la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos (FORSU), los residuos de las industrias alimenticias (como la vitivinícola y juguera) y otros.

La codigestión es una herramienta más que sirve para integrar producciones y romper barreras, con varios beneficios:

- Optimiza los procesos de biodigestión.
- Mejora la degradabilidad de los sustratos.
- Aumenta la cantidad de biogás producido por unidad de material.
- Perfecciona la calidad de los biofertilizantes.
- Integra producciones.
- Reduce los costos en tratamientos al unificarlos en un solo proyecto.

(FAO, 2019a).

3.3 TECNOLOGÍA EMPLEADA EN LA DIGESTIÓN ANAERÓBICA

Existen diversos tipos de digestores que han sido diseñados y probados a lo largo del desarrollo de esta tecnología de acuerdo con el uso que se le pretende dar al biogás, a las características del material a ser digerido, a las exigencias en cuanto al grado de depuración del residuo a tratar y a la relación costo-inversión-beneficio.

Hilbert (2011) presenta, como se muestra en la Tabla 16, una clasificación de los distintos tipos de digestores en utilización, que van desde los más sencillos hasta la última generación de reactores de alta eficiencia, complejidad y costo; clasificando los mismos de acuerdo con diferentes criterios.

La tecnología de los biodigestores es muy variada, algunos incluyen desde construcciones caseras con diversos materiales, hasta plantas automatizadas con tecnología de punta.

No es apropiado afirmar que exista una tecnología mejor que otra, sino que cada tecnología se adapta mejor a una situación que a otra. La elección del tipo de tecnología dependerá del objetivo que se persiga, de los recursos con los que se cuente, del dinero y del financiamiento para realizar la inversión, y del tipo de sustrato que alimentará al biodigestor, entre otros aspectos.

No hay una única forma estandarizada de clasificación para los biodigestores. Las variables más significativas que se utilizan para la clasificación son por un lado la diferencia por su tamaño y por otro su nivel tecnológico.

En relación con sus características, los biodigestores pueden diferenciarse por la modalidad de carga, el contenido de materia seca de la mezcla de alimentación, el grado de mezclado, el manejo del sustrato y las etapas del manejo.

Tabla 16: Clasificación de los distintos tipos de digestores (Hilbert, 2011).

CARACTERÍSTICA	BIODIGESTOR
1.- CARGA	a) Sistema Batch (Completa en una única vez) b) Sistema continuo o semicontinuo
2.- CONTENIDO DE MATERIA SECA	a) Húmedos b) Semihúmedos c) Secos
3.- INTENSIDAD DE MEZCLA	a) Mezcla completa b) Mezcla parcial o nula
4.- MANEJO DEL SUBSTRATO	a) Contacto anaeróbico b) UASB (reactor anaeróbico de flujo ascendente) c) Lecho fluidizado d) Filtro anaeróbico
5.- MANEJO BIOQUÍMICO	a) Una etapa b) dos etapas

Respecto del nivel de tecnología de los biodigestores, cuando se lo caracteriza como bajo, medio o alto, lo que se evalúa es la posibilidad de controlar el grado de mezclado, la temperatura del proceso, la automatización y los sistemas de medición de la operación.

Independientemente de estas características, en todas las tecnologías de biodigestores hay aproximadamente entre un 20% y un 50% de volumen libre para el biogás.

A continuación, se describen algunos de los biodigestores más comunes tomando como referencia la descripción de FAO (2019a):

3.3.1 BIODIGESTORES EN BATCH

Los biodigestores en batch se utilizan normalmente para investigación en laboratorios. Se utilizan para determinar si un material es apto para producir biogás, cuánto produce y en qué tiempo, por lo que permiten establecer potenciales de producción de biogás de diferentes sustratos. Pueden ser de distintos tamaños y materiales, pero suelen ser pequeños, lo que facilita su operación y la manipulación de diferentes variables, como la temperatura y la agitación, sin grandes costos, permitiendo simular distintos escenarios.

Estos biodigestores pueden ser de mezcla parcial o completa; secos, semihúmedos o húmedos, y con o sin manejo del sustrato.

En los biodigestores batch normalmente se cargan con las materias primas en una sola carga o lote y después de un cierto periodo de fermentación (cuando ha disminuido el contenido de materia prima) se alimentan de nuevo iniciando un nuevo proceso de fermentación (Salazar et al, 2019).

Es necesaria la utilización de una proporción de inóculo, que suele ser de entre 20 y 50% de la mezcla a digerir. El inóculo no es más que una fuente originaria de microorganismos metanogénicos que permitan dar arranque a la reacción. Los efluentes de sistemas pecuarios casi siempre los contienen, pero otros sustratos no, por ello, la proporción en la mezcla varía de acuerdo con el tipo de ensayo y al sustrato.

Como inóculos se suelen utilizar los digeridos provenientes de otro biodigestor en funcionamiento, los lodos de lagunas de tratamiento de efluentes o estiércol de animales, principalmente cerdos o rumiantes.

3.3.2 BIODIGESTORES SEMICONTINUOS O CONTINUOS HÚMEDOS SIN MANEJO DEL SUSTRATO

Estos biodigestores abarcan los sistemas que trabajan con un contenido de materia seca de entre 1 y 17% en la mezcla. En función de su nivel tecnológico, puede no existir mezcla, ser parcial o completa. Estos biodigestores pueden ser de distintos tipos:

Biodigestores rurales de baja tecnología

Los biodigestores domiciliarios rurales particularmente no cuentan con 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 provocar la agitación (por ejemplo, lagunas, tubulares o con flujo tipo 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.

No obstante, el biodigestor se puede aislar de diferentes maneras para garantizar una temperatura constante en su interior. Existen biodigestores rurales económicos en funcionamiento en el Altiplano de Bolivia, que a pesar de que la temperatura externa desciende por debajo del umbral de tolerancia de los microorganismos metanogénicos (<10 °C), consiguen mantenerse en niveles que permiten que la digestión permanezca.

Dentro de este tipo de sistemas puede hacerse una subclasificación:

- Biodigestores tubulares, o taiwaneses, o flexibles

Muy difundidos en Taiwán, son fabricados con diferentes tipos de membranas, resistentes a las condiciones ambientales. Son frágiles y susceptible a daños mecánicos y a los cambios de la temperatura ambiental, por lo que su vida útil se considera de entre 2 y 5 años. La exposición extrema a temperaturas bajas puede reducir considerablemente la producción de biogás debido a su insuficiente aislamiento con el medio exterior. Por lo tanto, en su construcción es requerida una protección y aislamiento térmico contra condiciones climáticas extremas. Estos requerimientos incrementan los costos de su instalación, pero su costo es considerado menor que los biodigestores de tipo chino (Barrera Cardoso et al, 2020).

Las membranas empleadas 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. 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).

- Biodigestores chinos o rígidos

Están hechos con materiales rígidos, como tanques de plástico, ladrillo, hormigón o cualquier variante. Tienen como ventaja una estructura más firme y a veces más resistente, que en muchos casos permite acoplar sistemas de agitación sin mayor dificultad. La construcción de este tipo de biodigestores se debe realizar en el sitio definido, requiere mayor cantidad de horas de trabajo que los reactores tubulares y supervisión por parte de especialistas. Si la estructura es de mampostería, esta es propensa a la porosidad y agrietamiento (a veces sin posibilidad de reparaciones) limitando su hermeticidad y requiriendo la utilización de materiales para su sellado (Barrera Cardoso et al, 2020).

Estos biodigestores presentan una variedad de medidas tan amplia como la de los tanques que se pueden hacer. Para cada alternativa de tecnología y materiales existe una gran cantidad de posibilidades, de acuerdo con la creatividad de cada constructor y al diseño, y esto puede observarse en las variaciones posibles de la forma del piso, si tiene campana incorporada, algún sistema de agitación, entre otras variables.

Biodigestores de laguna cubierta de media-baja tecnología

En este grupo se ubican los biodigestores construidos a partir de lagunas de tratamiento de efluentes, que en muchos casos se cubrieron con membranas para captar el biogás y así aprovechar la biodigestión anaeróbica. Estas lagunas suelen ser grandes y con poco o nulo sistema de agitación. No presentan sistema de calefacción ni aislamiento del medio, por lo que su eficiencia depende mucho de las temperaturas externas y/o de la temperatura con que ingresan los efluentes. En la mayoría de los casos tampoco disponen de sistemas de medición y control para un seguimiento de la eficiencia del proceso.

Si bien las cantidades de biogás que pueden generar estos sistemas son altas, expresadas en metros cúbicos normales de biogás por día (Nm^3 biogás/día), esto se debe a las grandes dimensiones de esas lagunas anaeróbicas y los volúmenes de efluentes orgánicos con los que trabajan, y no a la eficiencia del proceso, que por lo general es baja, expresada en tasa de degradación de demanda química de oxígeno (DQO) y/o metro cúbico normal de biogás por tonelada de sustrato (Nm^3 biogás/ t sustrato).

Estos biodigestores funcionan mejor en zonas tropicales, donde la temperatura interna no desciende por debajo de los 10 °C; en zonas templadas, funcionan bien cuando el efluente desechado por la industria viene a temperaturas superiores a los 30 °C debido al proceso agroindustrial previo. En estos casos, se logra generar un medio mesofílico en el interior de las lagunas.

Biodigestores de mezcla completa de media-alta tecnología

En Tailandia, en la década de 1990, aprovechando las ventajas climáticas y la estructura del suelo, se desarrolló un modelo de biodigestores que buscaba mantener altas eficiencias de producción de biogás, minimizando los costos de inversión.

A partir de la planta piloto que se instaló en 1988, en el marco de un programa de cooperación entre Tailandia y Alemania (con apoyo de la Agencia de Cooperación Alemana), se propagó en ese país asiático la instalación de decenas de biodigestores de tipo canal, una fusión entre biodigestores tubulares y lagunas, pero con control de variables como el mezclado y la agitación, y con la aislación requerida para mantener un proceso mesofílico eficiente.

Biodigestores de mezcla completa de alta tecnología

Son biodigestores que permiten trabajar en cualquier rango de temperatura (psicro-, meso- y/o termofílico), bajo cualquier condición climática, con altas cargas tanto de sólidos como orgánicas para maximizar la eficiencia del proceso.

Su construcción se realiza con hormigón armado, acero al carbono y/o acero inoxidable. En todos los casos se tiene que garantizar que el material esté tratado correctamente para que resista el ataque químico que produce el biogás.

Estos biodigestores permiten garantizar una producción de biogás y, consecuentemente, de energía térmica y/o eléctrica permanente durante las 24 horas del día los 365 días del año. Se estima que cuentan con una vida útil entre 15 a 20 años, lo que permite establecer contratos de largo plazo de suministro de energía eléctrica a la red.

La principal desventaja de estos biorreactores es que su instalación necesita una inversión significativa, en el rango de los 3500 hasta los 5000 USD/kW eléctrico instalado, dependiendo de los tipos de sustratos y de la escala a utilizar.

3.3.3 BIODIGESTORES SEMICONTINUOS O CONTINUOS HÚMEDOS CON MANEJO DEL SUSTRATO

Biodigestores utilizados para efluentes líquidos con altas cargas orgánicas

En Países Bajos, en la década de 1970, se crearon los reactores UASB o RAFA, que funcionaban con un régimen continuo, donde los efluentes utilizados como materia prima ingresan por la parte inferior y salen por la superior después de haber recorrido todo el perfil longitudinal. Por sus características deben ser más altos que anchos, para lograr un buen recorrido ascendente.

La velocidad de ascensión del efluente en el reactor no debe ser ni muy rápida, porque remueve toda la materia orgánica y a los microorganismos del reactor, ni muy lenta, porque provoca la precipitación

de todos los sólidos en un lodo difícil de tratar. La velocidad ascensional adecuada se debe encontrar en un rango con máximos de hasta 1,0-1,5 m/hora y mínimos de hasta 0,4-0,6 m/hora.

Cuando se alcanza la velocidad adecuada, las bacterias se juntan formando glomérulos y flóculos que no salen del reactor. Así se logra una alta eficiencia de tratamiento de los efluentes al mismo tiempo que se genera biogás. El biogás es capturado por acción de desviadores y/o deflectores que lo encauzan en la parte superior del reactor. La columna de materia orgánica que se forma con bacterias floculadas y en glomérulos es la que se denomina “manto de lodos”.

Esta tecnología permite alcanzar una alta reducción de la DQO de los efluentes orgánicos muy diluidos, con porcentajes de MS menores al 1% en la mezcla. Estos biorreactores llegan a reducir enormemente el TRH, llevándolo de días a horas. Como resultado su volumen se reduce significativamente.

Resultan una alternativa muy eficiente para industrias que producen grandes volúmenes de efluentes líquidos por día, con contenido bajo de sólidos y una alta DQO, como por ejemplo de queserías, industrias lácteas, malterías, efluentes cloacales, de industrias de bebidas, entre otras.

Como desventaja de estos biodigestores se menciona que su puesta en marcha requiere de varios meses para crear un buen manto de lodos con bacterias anaeróbicas desarrolladas (como es en los casos que no cuentan con el inóculo apropiado de otro reactor funcionando en condiciones similares). Por otra parte, al depender exclusivamente de la entrada continua de efluente para mantener el manto de lodos, cuando se produce un mal funcionamiento en la carga o parada implica una caída del reactor y, por lo tanto, es necesario realizar una nueva puesta en marcha.

Es por esto por lo que, con el tiempo, el diseño del UASB evolucionó en alternativas como los biorreactores de lecho fluidizado y sus variantes, con estructuras soporte que permiten la fijación de las bacterias anaeróbicas. De esta manera, no dependen únicamente de la entrada continua de efluente para mantener el manto de lodos activo, con lo que se tornan más flexibles ante problemas hidráulicos y logran mejorar los rendimientos y eficiencias del reactor.

3.3.4 BIODIGESTORES SEMICONTINUOS O CONTINUOS HÚMEDOS EN DOS ETAPAS

Este tipo de plantas de biogás se las denomina “de dos etapas” o “de hidrólisis secuencial”.

Se ha expresado anteriormente que en el proceso de biodigestión y producción de biogás intervienen distintos organismos y el pH es una variable importante ya que los metanogénicos son muy sensibles a las variaciones en la acidez o alcalinidad del medio. Pero a un pH neutro, como el de un biodigestor, muchas materias primas, especialmente las fibrosas con altos contenidos de lignina, celulosa y hemicelulosa, no se aprovechan ya que poseen enlaces químicos muy fuertes, que no se rompen. Es por esto por lo que existen tecnologías que hacen un pretratamiento ácido y pueden aprovechar al máximo los beneficios de cada etapa y el desarrollo de bacterias específicas para cada estadio. De esta manera, en una primera etapa, con pH bajo de entre 3,5 y 5,5, se mejora la digestión de carbohidratos, y la producción de biogás puede aumentar significativamente para un mismo sustrato, principalmente en aquellos ricos en fibras.

3.3.5 BIODIGESTORES SEMICONTINUOS O CONTINUOS SEMIHÚMEDOS SIN MANEJO DEL SUSTRATO

Este tipo de biodigestores funciona con mezclas de alimentación que contienen entre 25 y 35% de materia seca. Son aptos para trabajar con la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos (FORSU), con sustratos con bajo contenido de humedad o en zonas en las que no se cuenta con suficiente disponibilidad de agua para diluir las mezclas.

Hay diferentes diseños para estos reactores, que pueden ser de flujo vertical y horizontal. Para asegurar la mezcla de alimentación y del digerido se emplean bombas de tipo hormigoneras.

Estos sistemas tienen la ventaja de que son menos sensibles a la presencia de materiales inertes en la mezcla de alimentación y no producen espuma y/o costra en el interior del reactor. Si bien disminuyen las cantidades de líquidos que se tienen que manipular con respecto a una planta de digestión húmeda, este tipo de reactores deben contemplar algún sistema que permita separar el digerido sólido del líquido (centrífuga y/o prensa helicoidal), para su posterior tratamiento o utilización.

3.3.6 BIODIGESTORES SEMICONTINUOS O CONTINUOS SECOS SIN MANEJO DEL 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 alcanzado se da en la hermeticidad de los portones, que se abren en el momento de la carga de cada compartimiento y luego se cierran, asegurando la hermeticidad y la condición de anaerobiosis dentro de cada reactor. Por otro lado, es importante la recirculación de los lixiviados a fin de mantener el medio con la humedad óptima para el correcto desarrollo de las bacterias metanogénicas.

Luego del pasaje por las bioceldas de la materia prima con alto contenido de sólidos se suele realizar un tratamiento aeróbico, a fin de terminar de estabilizar la materia orgánica para permitir su posterior uso.

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:

- No necesitan sistema de agitación interna.
- Son resistentes y robustos frente a la presencia de elementos inertes pesados y/o plásticos.
- No presentan cortocircuitos hidráulicos.
- Presenta una baja pérdida de sustancias biodegradables durante el pretratamiento.
- Resisten picos de concentración de sustratos o sustancias tóxicas.
- Realizan pretratamientos mínimos y más económicos.
- Tienen una reducida demanda de agua en el proceso.
- Requieren calentar mínimamente el reactor anaeróbico.

3.4 TECNOLOGÍA EMPLEADA EN EL TRATAMIENTO DEL DIGERIDO

Además del biogás, el segundo producto valioso de la digestión anaeróbica es el digerido. Por su contenido de carbono no biodegradable y por contar con casi todos los nutrientes es considerado un valioso y completo fertilizante orgánico que puede mejorar naturalmente la calidad del suelo y devolver el carbono y los nutrientes al suelo. Por lo tanto, suele ser almacenado en tanques grandes (por varios meses) hasta que se necesite para la aportar nutrientes a las plantas.

El digerido puede ser utilizado tal cual sale del reactor o posterior a separar las fracciones sólidas de las líquidas. De decisión de utilizar una u otra alternativa estará dada en función del uso que se le dará y de los sistemas con los que se aplique (FAO, 2019a).

En los casos en los que el digerido es utilizado tal como salen del reactor o para su fracción líquida, el almacenamiento debe asegurar estanqueidad, a fin de evitar la percolación de líquido al suelo y/o fuentes de agua superficial o subterránea. Los sistemas de almacenamiento pueden ser tanques de acero pintado, tanque de hormigón armado o lagunas impermeabilizadas con geomembranas que puedan garantizar una vida útil de al menos 10 años sin presentar roturas.

Para el caso en que la fracción sólida del digerido es separada, esta fracción se debe almacenar sobre una platea impermeabilizada que permita la recolección del percolado.

La separación de las fracciones sólidas y líquidas del digerido puede realizarse con las siguientes tecnologías:

- Centrífugas
- Playas de secado
- Separadores rotativos
- Separadores helicoidales
- Separadores gravimétricos

Las variables involucradas en la selección de la tecnología a aplicar en la separación de las fracciones del digerido son: el nivel de inversión, la disponibilidad de espacio, la cantidad de digerido que debe tratarse; y el porcentaje, tipo y tamaño de los sólidos.

Las playas de secado son los sistemas más económicos en referencia a la inversión inicial y al costo operativo. Su desventaja es que requieren una gran superficie y su eficiencia está condicionada a los factores meteorológicos.

Los separadores helicoidales son la tecnología más utilizada en centrales de biogás que trabajan con digeridos con porcentajes de materia seca superior a 3% y con partículas sólidas de tamaño mayor a 20 milímetros. Estos equipos poseen una alta eficiencia de operación y un bajo costo operativo.

Los sistemas de centrífugas permiten separar la fracción sólida y líquida en digeridos que tienen un pequeño tamaño de partícula (coloides) y el agregado de floclulantes y polielectrolitos le permiten alcanzar altas eficiencias de separación. Son la alternativa adecuada cuando el digerido posee bajo contenido de fibras y no se dispone de espacio suficiente para instalar playas de secado. La limitación que presentan radica en su alto costo operativo debido al consumo de los productos químicos que requiere (FAO, 2019a).

El uso que puede asignarse al digerido es como acondicionador o como fertilizante biológico de suelos. El uso del digerido como acondicionador se aplica para la restitución al suelo de humus o materia orgánica estable, dado por los compuestos orgánicos presentes en el digerido como la lignina, celulosa y hemicelulosa facilitan la formación de humus estable, evitan la erosión e incrementan la permeabilidad del suelo. También son la base para la proliferación de los microorganismos responsables de la conversión de los nutrientes en una forma que puede ser incorporada fácilmente por las plantas. El alto contenido de amonio ayuda a evitar la pérdida de nitrógeno por lavado y lixiviación del suelo como también las pérdidas por volatilización producidas por los procesos de desnitrificación biológica.

El uso del digerido como biofertilizante se da por el aporte de elementos minerales, fundamentalmente nitrógeno obtenido después de la generación de biogás. Este biofertilizante puede estar en forma líquida o sólida. El biofertilizante líquido proviene principalmente de digestores continuos con una tasa de carga alta y un bajo contenido de sólidos totales (menor a 12 %). Su

limitación está dada en su comercialización por el estado físico de su presentación. El biofertilizante en forma sólida se origina en digestores batch o semicontinuos con buen poder fertilizante, que luego del proceso de separación de la fracción sólida se puede comercializar sin problemas.

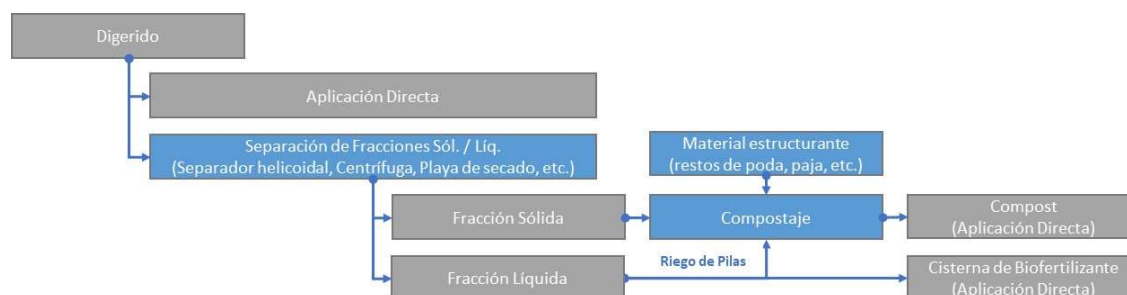
En general todos los productos orgánicos obtenidos son buenos acondicionados o mejoradores de las propiedades físicas del suelo, independientemente del proceso que se haya empleado para su estabilización, porque aportan niveles considerables de materia orgánica estabilizada. La clasificación como biofertilizante estará condicionada a las características bioquímicas de las materias primas utilizadas, de forma que, si contienen altos niveles de nutrientes podrán generar productos con características de fertilizantes orgánicos.

En la Tabla 17 se muestra la comparativa en valores promedio de análisis químicos y microbiológicos realizados sobre Compost (materiales orgánicos estabilizados por oxidación) y bioabono (reducción biológica). En función de la calidad de estos digeridos se pueden definir alternativas de uso, manejo y disposición adecuada, considerando especialmente su aplicación al suelo, potenciando su valor agrícola. Disponer de esta información permite discriminar el valor agrícola del digerido indicando si representa un acondicionador o biofertilizante (Varnero Moreno, 2011). La Figura 8 ejemplifica las alternativas de uso del digerido contemplando estabilización por oxidación de la materia orgánica por medio del proceso de compostaje.

Tabla 17: Caracterización química y bacteriana del Compost y Bioabono. Fuente: Varnero Moreno (2011).

Parámetros		Compost	Bioabono
Químicos	pH (H ₂ O 1:5)	7.2	7.9
	MO(W-B) 1:5	20.0	45.0
	MO(Calcinac. %)	39.0	58.0
	N Total (Kjeldal %)	1.0	1.8
	P Total (%)	4.1	8.4
	K Total (%)	0.4	0.7
	Relación C/N	19.0	25.0
	N mineral (mg/kg)	550.0	30.0
	C.E. (dS/m)	10.1	14.4
Microbianos	Actividad biológica (Nº cél./ml * E 04)	357	1054
	Microflora total (Nºcél/ml * E 03)	10	68
	Hongos y levaduras (Nº cél/ml * E 03)	250	25
	Fermentos nitrosos (Nº cél/ml * E 03)	1200	1100
	Fermentos nítricos (Nº cél/ml * E 03)	800	50
	Coliformes totales (Nº colonias/ml * E03)	0.1	0

Figura 8: Alternativas de uso del digerido considerando estabilización por compostaje. Adaptado de IDEA (2011).



3.5 TECNOLOGÍAS CON MAYORES BENEFICIOS PARA SU IMPLEMENTACIÓN EN LA REGIÓN

Para el caso de productores familiares, la tecnología que presenta mayores beneficios es la construcción de biodigestores tubulares, o taiwaneses, o flexibles, semienterrados y de flujo horizontal (la Figura 9 muestra una imagen de este tipo de biodigestor). Se busca la ventaja de aislamiento térmico al realizar una zanja de cemento coronada con una cubierta de geomembrana de PVC. En Departamento Confluencia, en épocas de bajas temperaturas, es importante implementar adaptaciones de bajo costo en la instalación del invernadero para conservar la temperatura del biodigestor y así proteger al reactor del frío y heladas, y evitar la caída de producción de biogás. Es muy relevante su localización fuera de áreas con períodos largos de sombra.

Para digestores de esta escala y en condiciones de temperaturas medias de 20° o menos, Martí Herrero (2019) recomienda considerar 3 criterios de diseño de calefacción solar pasiva, que van en orden de jerarquía, es decir, para considerar el segundo, habrá que haber considerado previamente el primero. La aplicación de uno u otro criterio depende fuertemente del material con el que se vaya a construir el tanque del biodigestor (plástico de invernadero, geomembrana de PVC o geomembrana de polietileno):

1. Utilizar colores oscuros en el material del que está hecho el biodigestor: Permite absorber la radiación solar incidente y logrando así calentar la cúpula del biodigestor (hasta los 60 y 70 °C). Está opción solo es recomendable si se usa geomembrana de polietileno de color oscuro para hacer tanque (ya viene de color negro y aguanta muy bien la radiación solar directa), ya que la incidencia de la radiación solar directamente sobre el plástico acorta fuertemente su vida útil, y sobre geomembrana de PVC producirá una expansión del biogás y la cúpula que no es fácil de controlar. Con la aplicación de esta técnica se puede lograr un incremento de la temperatura de trabajo del biodigestor de 2 a 3 °C.
2. Utilizar aislante en paredes y suelo de zanja: se trata de conservar el calor ganado por la mezcla interna de agua y estiércol. Si no está presente este aislante, la temperatura de trabajo del biodigestor terminará en valores similares a la temperatura de suelo. Con esta técnica (aislante más color oscuro) se puede aumentar la temperatura de trabajo del biodigestor entre 4 y 6 °C.
3. Construcción de invernadero: incluir un invernadero como elemento de calefacción solar pasiva, también funciona como elemento de protección. Es recomendable que sean compactos, donde no es necesario que una persona pueda entrar, o sea, un invernadero pequeño que contenga y cubra completamente al biodigestor. Se busca minimizar la superficie del invernadero, para así evitar pérdidas de calor. El invernadero puede ser hecho de paredes de adobe, ladrillo o el propio plástico de invernadero. Para que este sistema funcione se requiere que en el interior haya algún elemento de color oscuro (y absorba la radiación solar). Con esta técnica (invernadero, más aislante, más color oscuro) se puede aumentar la temperatura del biodigestor hasta 6-10 °C, siendo la referencia el que el biodigestor puede lograr temperaturas similares a las máximas ambientales.

Figura 9: Biodigestor tubular con adaptaciones de bajo costo a climas fríos (Martí Herrero, 2019).



Por otra parte, existen diversas alternativas comerciales que pueden adaptarse para el aprovechamiento energético del estiércol en pequeños productores a escala familiar. En la Figura 10 se mencionan los modelos comerciales de la empresa Biosoluciones.

Figura 10: Alternativas comerciales de biodigestores. Fuente: <https://biosoluciones.com.ar/biodigestores/>

Items	Descripción	1,2 M3		3,4 M3		15 M3	
		Q		Q		Q	
Foto							
Volumen de almacenamiento de BIOGAS		0,50	m3	1,3	m3	6,2	m3
Volumen de almacenamiento de Materia orgánica		0,50	m3	1,7	m3	8,3	m3
Volumen Fertilizante Orgánico Generado		0,25	m3	0,85	m3	4,15	m3
Capacidad de Tratamiento de residuos diario:	Residuos de alimentos	6,25	Kg/d	25	Kg/d	187,5	Kg/d
	Estiércol de cerdo	11,25	Kg/d	45	Kg/d	338	Kg/d
	Estiércol de vaca	15	Kg/d	60	Kg/d	450	Kg/d
	Estiércol de pollo	6,5	Kg/d	26	Kg/d	104	Kg/d
	Estiércol humano	8	Kg/d	32	Kg/d	240	Kg/d
	Vegetales	16,25	Kg/d	65	Kg/d	488	Kg/d
Producción de biogás		0,50	m3/d	2	m3/d	15	m3/d
Producción de Energía		0,75	kwh/d	3	kwh/d	22,5	kwh/d
Dimensión	Diámetro					2,008	D
	Alto	0,80	m	1,95	m	1,5	m
	Ancho	1,23	m	1,2	m		
	Largo	1,20	m	1,56	m		

Dada la diversidad de opciones comerciales, es fundamental evaluar para cada caso en particular cual se adapta mejor a las particularidades de cada productor. Como desventajas se indica que en general las temperaturas óptimas están fuera del rango del área de estudio, baja resistencia a exposición a vientos fuertes, mayor costo inicial, mayor costo de mantenimiento al contar con equipos rotantes y necesidad de consumo de electricidad.

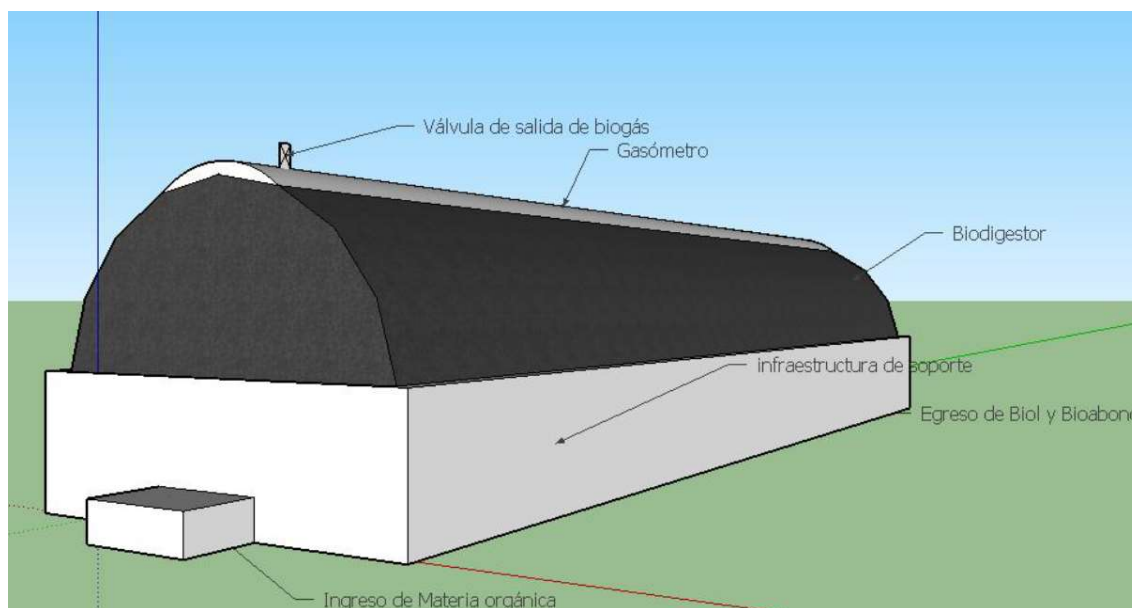
En relación con establecimientos productores, Palomo (2017) establece biodigestores en Batch (por lotes) sin calefacción como mejor alternativa para la reducción del volumen de guano de gallinas ponedoras y aprovechamiento de biogás en una avícola de 23000 animales, situada en la localidad de Plottier. La Figura 11 muestra un esquema de este biodigestor tipo Batch con sus partes constitutivas.

Considera viable la construcción de 2 biodigestores, para lograr un funcionamiento desfasado en una cantidad de 15 días, y así tener acceso a la disponibilidad de biogás durante un período menor a los 30 días estipulados como tiempo de retención.

El dimensionamiento realizado mostró una capacidad de carga de 35/40 m³ de materia orgánica, un biorreactor de 10 metros de largo con un diámetro de 4 metros y un gasómetro que no supera los 2 m³ de almacenamiento de gas. El montaje de cada biodigestor fue establecido sobre una platea de hormigón en una superficie con relieve y un perímetro de concreto para la protección, sobre el que instala y suelda una serie de geomembranas.

Considerando el consumo de GLP del establecimiento (24.713.100 Kcal/año), el sistema propuesto reemplaza solo el 7,5% GLP por Biogás. El plazo de amortización es de 12 años, pudiendo estar por encima de la vida útil de las geomembranas utilizadas (10 y 13 años).

Figura 11: Biodigestor tipo Batch para avícola con 23000 ponedoras. Fuente: Palomo (2017).



Para los grandes establecimientos pecuarios en la región, Zorg Biogás, BGA Energía Sustentable y otras fuentes consultadas especialistas en el diseño, construcción y puesta en marcha de sistema de producción de biogás, recomiendan la tecnología clásica de reactor de tanque agitado continuo, por ser una tecnología simple y ampliamente probada (la Figura 12 muestra una imagen de este tipo de reactor). Estos reactores se caracterizan por poseer un diámetro mayor que la altura, calentamiento por tuberías en las paredes del reactor, un soporte de gas flexible sobre el reactor, eliminación de

azufre y vapor de agua, mezcla con mezcladores inclinados y sumergibles. La estructura del digestor puede realizarse en hormigón armado o mediante paneles de acero atornillados. El porcentaje de humedad óptimo es del 93%, la carga de materia seca orgánica por m³ de reactor es de entre 2 y 4 kg, la fermentación ocurre en el modo mesofílico entre los 33 ° y los 40 ° C, y puede alcanzarse un grado de descomposición del 70% al 75%.

Figura 12: Reactor de tanque agitado continuo. Fuente: Zorg Biogás.



En resumen, se identifican las siguientes tecnologías de producción de biogás que presentan mayores beneficios para su implementación en la región:

- Producción familiar: Biodigestores tubulares, o taiwaneses, o flexibles, semienterrados, de flujo horizontal y con adaptaciones de bajo costo para climas fríos para conservar la temperatura y evitar caída de producción de biogás.
- Producción en grandes establecimientos pecuarios: Tecnología clásica de reactor de tanque agitado continuo, termófilo, de mezcla completa con calentamiento.

3.6 TECNOLOGÍA APLICABLE AL MAYOR ESTABLECIMIENTO PECUARIO DE LA REGIÓN

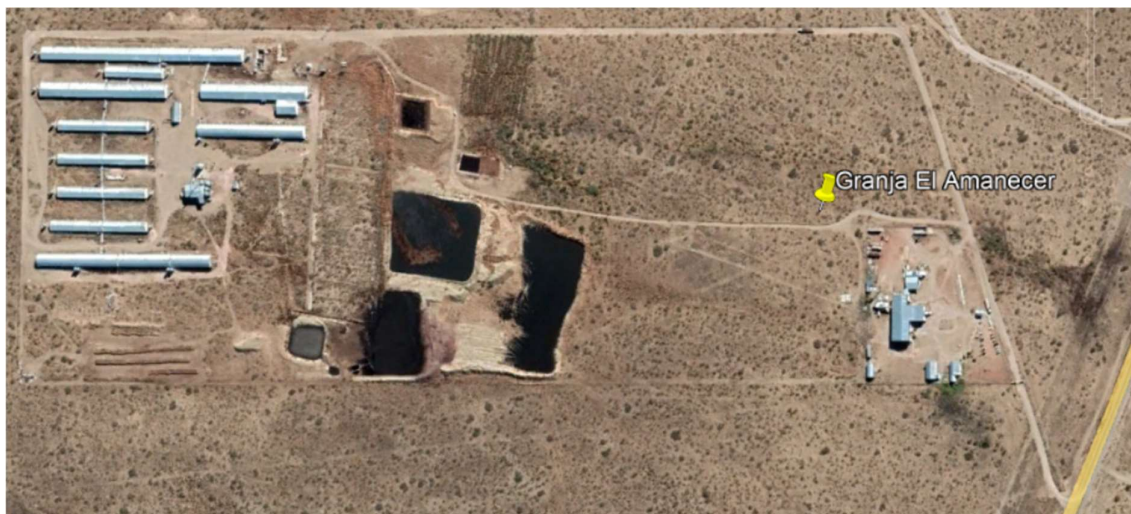
3.6.1 CARACTERÍSTICAS DEL ESTABLECIMIENTO

GRANJA EL AMANECER SRL se ha presentado como el mayor establecimiento pecuario de la región, con mayor potencial de generación de biogás. Posee una extensión de 40 hectáreas y se encuentra ubicada sobre la Ruta provincial N° 17, Km 68, en la Localidad de Cutral Co, Departamento Confluencia, Provincia de Neuquén. La Figura 13 muestra una imagen satelital del establecimiento.

GRANJA EL AMANECER SRL es una empresa familiar, gestionada por sus propios dueños fundadores. Esta granja desarrolla todos los eslabones de la cadena productiva (desde la cría, faena, distribución y comercialización) para una amplia gama de productos derivados de la carne porcina.

El sector del criadero tiene capacidad para mantener 1.700 madres. Actualmente cuenta con 1441 madres en gestación y lactancia. El sistema productivo es intensivo con confinamiento durante todo el ciclo de vida del animal.

Figura 13: Ubicación de Granja El Amanecer. Fuente: Google Earth.



El 8 de febrero y 11 de marzo de 2022 se realizaron visitas al establecimiento donde se recorrió la totalidad de la instalación, se tomaron muestras del efluente generado para su caracterización, se tomaron registros de consumos energéticos y se recabaron los datos requeridos en base a la información brindada mediante las entrevistas realizadas al titular del establecimiento en cada visita. Adicionalmente, se realizaron consultas puntuales para recabar otra información puntual.

3.6.2 EXISTENCIAS DE ANIMALES

Cerdas en gestación (madres): 1279

Cerdas en lactancia (madres): 162

Lechones en maternidad: 2097

Lechones destetados recria 6-30 kg: 4895

Lechones desarrollo 30-70 kg: 4064

Lechones terminación 70-110 kg: 4683

Machos: 4

TOTAL de Cerdos a la fecha del relevamiento: 17184.

Capacidad máxima del establecimiento: 20000 animales.

3.6.3 CONSUMOS ENERGÉTICOS

ENERGÍA ELÉCTRICA

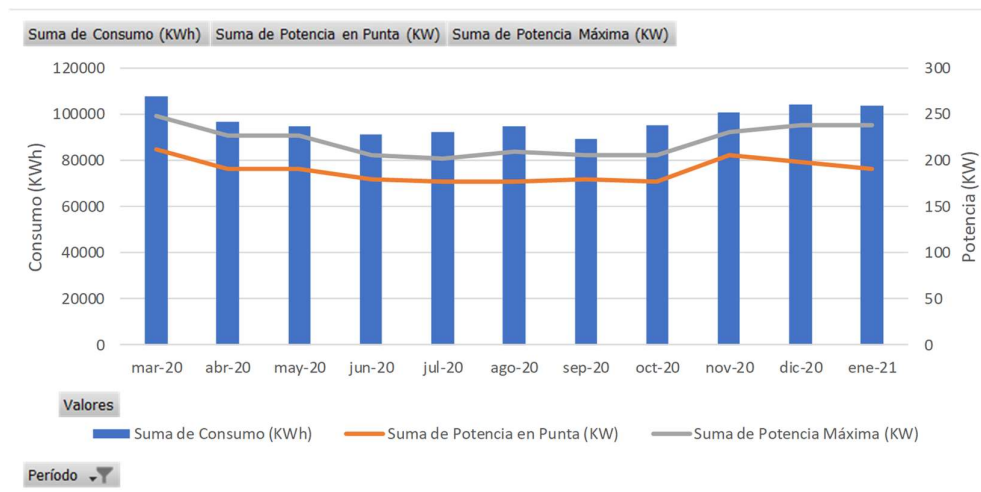
Este establecimiento se abastece de electricidad a través de la cooperativa eléctrica de la localidad de Cutral Co: COPELCO LTDA.

Según el tipo de usuario está categorizado como: Grandes demandas en Media Tensión hasta 300 KW. Tanto la Potencia contratada de Pico y la Potencia contratada Máxima son de 195 KW.

En función de las facturas a las que se tuvo acceso se elaboró la curva de consumos para granja el amanecer desde marzo 2020 a enero de 2021. La media mensual de consumo de energía eléctrica se sitúa próxima a los 100000 KWh (específicamente en 98131,5 kWh). La curva de consumo de energía eléctrica se presenta en la Figura 14.

En la Tabla 18 se muestra la tarifa eléctrica vigente en 2022. La tarifa de energía eléctrica con impuestos que afronta Granja El Amanecer es de 117,66 USD/MWh. Este valor se toma como referencia para la evaluación económica del proyecto. Este valor es próximo a la referencia de FAO (2019b) que establece un valor de 113 USD/MWh para evaluación de este tipo de proyectos en criaderos de cerdos con potencias de generación eléctrica menores a 0,5 MW (Excluidas del programa RENOVAR).

Figura 14: Curva de consumo de Energía Eléctrica de Granja El Amanecer – Marzo 20 / Enero 21.



	Consumo (KWh)	Potencia en Punta (KW)	Potencia Máxima (KW)
Máximo	107683,2	212,4	248,4
Mínimo	89020,8	126	187,2
Promedio	98131,5	183,6	218,4

Tabla 18: Tarifas de energía eléctrica vigentes en 2022 para Granja El Amanecer. Fuente: COPELCO LTDA.

Tarifa T3 - Grandes demandas mayor a 100 kW

Tarifas para Cutral Co y Plaza Huinul.

T3 - Grandes Demandas Mayor a 100 Kw

T3-BT1 Grandes Demandas BT (Hasta 300 kW)	
Cargo por Potencia Máx. kW (\$/kW)	866,0482
Cargo por Potencia Pico kW (\$/kW)	1.114,4800
Consumo Total kWh (\$/kWh)	6,8796
T3-BT2 Grandes Demandas BT (Mas de 300 kW)	
Cargo por Potencia Máx. kW (\$/kW)	802,3872
Cargo por Potencia Pico kW (\$/kW)	837,3661
Consumo Total kWh (\$/kWh)	15,3913
T3-MT1 Grandes Demandas MT (Hasta 300 kW)	
Cargo por Potencia Máx. kW (\$/kW)	814,7926
Cargo por Potencia Pico kW (\$/kW)	1.037,1659
Consumo Total kWh (\$/kWh)	5,6076
T3-MT2 Grandes Demandas MT (Mayores a 300 kW)	
Cargo por Potencia Máx. kW (\$/kW)	814,7926
Cargo por Potencia Pico kW (\$/kW)	1.037,1659
Consumo Total kWh (\$/kWh)	12,2754

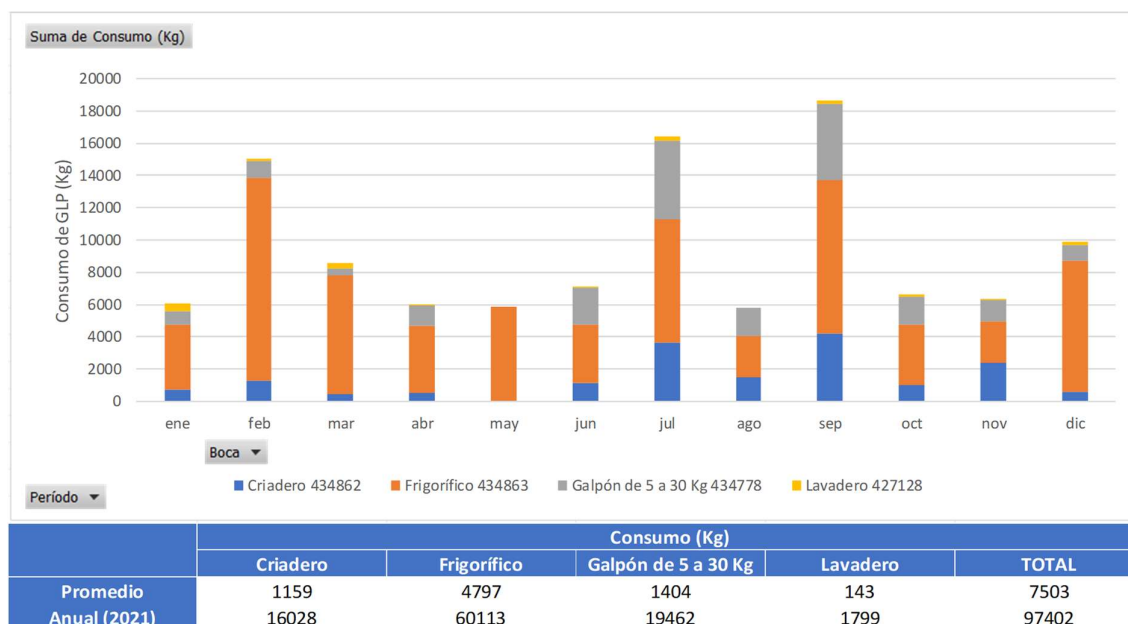
GLP PROPANO

La calefacción tanto del sector de maternidad, recría, engorde y terminación se realiza mediante la combustión de GLP Propano. La generación de agua caliente para el proceso productivo en frigorífico y así como la requerida en el sector lavadero para la limpieza de indumentaria y elementos del personal también se realiza con GLP Propano. El establecimiento cuenta con 4 bocas de descarga de GLP a tanques de almacenamiento próximos a cada sector productivo. Las bocas identificadas son: Frigorífico, Galpón (5 a 30 Kg), Criadero y Lavadero.

El proveedor de GLP Propano para el establecimiento es YPF GAS S.A. y a partir de los datos de la facturación del consumo se elaboró la curva de consumo de propano (Figura 15) contemplando todas las descargas realizadas durante 2021. Allí se puede apreciar que el consumo anual promedio para el establecimiento es de 7503 Kg de GLP Propano, siendo el consumo más relevante el que se realiza en

el sector frigorífico con más del 60% del total (4797 kg), seguido por el Galpón de gestación, maternidad y recría (5 a 30 Kg) con 1404 kg, el Criadero en donde se desarrollan las actividades de desarrollo y terminación con 1159 kg, finalmente el sector Lavadero con 143 kg. El consumo anual de GLP Propano durante 2021 fue de 97402 kg.

Figura 15: Curva de consumo de GLP Propano discretizada por boca de Granja El Amanecer – Enero 21 / Diciembre 21.



La tarifa vigente al 16 de febrero de 2022 de YPF GAS S.A. sobre el GLP Propano es de \$ 131,672 por kilogramo.

3.6.4 CARACTERÍSTICAS DEL EFLUENTE GENERADO

El estiércol de los animales, junto al agua de limpieza de los galpones, da origen al efluente generado. Este es conducido por gravedad mediante canaletas de hormigón y cañerías de PVC con cámara de desagote por etapas en cada galpón. Mediante 2 líneas diferentes, el efluente converge en un tanque de homogeneización de sección circular que mantiene el fluido en agitación por aire y por medio de un agitador de hélice.

Desde el tanque de homogeneización se envía el efluente por bombeo a un sistema de filtros de bandas compuesto de 2 unidades que funcionan en paralelo para separar los sólidos gruesos. Los sólidos caen por gravedad y se acumulan en pilas que se retiran semanalmente como donación para abono de productores agrícolas de la región.

La fracción líquida de la salida del filtro es conducida por gravedad al sistema de tratamiento conformado por una laguna anaeróbica y dos lagunas facultativas dispuestas en paralelo que no superan los 2 metros de profundidad.

El 11 de marzo de 2022 se realiza la toma de muestra del efluente generado y se procede a su caracterización, cuyos resultados se plasman en la Tabla 19. Los análisis fueron realizados por la Ing. Margarita Cesano, del Centro de Investigaciones en Toxicología Ambiental y Agrobiotecnología del Comahue (CITAAC)- CONICET de la Universidad Nacional del Comahue. Puede observarse como el proceso de filtrado aplicado en las condiciones actuales tiene poca relevancia como pretratamiento,

dado al retirar elementos inertes filtrables se logra un incremento del 3% entre la DQO del Efluente Crudo (37787 mg O₂/L) y la DQO del Efluente Filtrado (39087 mg O₂/L).

Tabla 19: Caracterización de efluente de Granja El Amanecer.

	DQO real (mg O ₂ /L)	ST (g/L)	SNV(g/L)	SV (g/L)	% Humedad	%ST	%SV	g SV/100g ST
DQO Efluente Crudo	37787	26,62	9,20	17,42	97,34	2,66	1,74	65,43
DQO Efluente Filtrado	39087	27,69	9,33	18,36	97,23	2,77	1,84	66,31

3.6.5 TECNOLOGÍA APLICABLE

Burdiles (2021) ha estudiado y diseñado una central de cogeneración a partir del biogás producido por la digestión anaeróbica de los residuos pecuarios de este establecimiento en particular. Para el diseño aplicó el modelo propuesto por Lawrence y Mc. Carty. Se toma este diseño como base y se ajusta a los valores de caracterización del efluente de Granja El Amanecer.

En resumen, el diseño del proceso seleccionado se caracteriza por:

- Régimen de operación: Continuo. Se opta por un régimen de operación continuo dado que la producción de biogás es continua y mayor que en los digestores discontinuos.
- Temperatura de operación: 35 °C. Se ha seleccionado un rango de temperatura mesofílico ya que los purines porcinos poseen un alto contenido en nitrógeno amoniacal y podrían existir problemas de estabilidad del proceso (inhibición por amoniacal) si se opera dentro del rango termofílico donde estas inhibiciones se ven acrecentadas.
- Etapas: una única etapa. La digestión anaeróbica del purín se realizará en una sola etapa, dado que son sistemas más sencillos en lo que refiere a construcción, poseen facilidad de manejo y menores costos de operación.
- Contenido de sólidos: Húmedo. La digestión se llevará a cabo por vía húmeda debido a que el contenido en ST del efluente filtrado a utilizar como sustrato es 2,77%.
- Tipo de digestor: El digestor adoptado como óptimo para este establecimiento es del tipo mezcla completa, que combina las etapas de hidrólisis y metanogénesis en un solo tanque. La elección se ha basado en los siguientes motivos: primero porque es el tipo de digestor más sencillo en su concepción y más ampliamente utilizado en las plantas de biogás agroindustrial, luego porque esta tecnología es aplicable a cualquier mezcla de residuos cuyo contenido en sólidos en el interior del digestor no supere el 12% (el residuo a tratar, purín de cerdo filtrado, tiene un contenido en sólidos de 2,77%), y por último es un digestor muy versátil (operación en continuo o discontinuo), con un buen funcionamiento, un costo reducido respecto a otros digestores.

PARÁMETROS DE DISEÑO

En función de las variaciones de caudales mencionadas por el personal del establecimiento y debido a la ausencia de caudalímetros o estructuras que permitan aforar el efluente generado en los sectores de Galpones y Criadero, se adopta el caudal de diseño de 104 m³/día y el tiempo de residencia hidráulico de 28 días establecidos por Burdiles (2021). Queda excluido el tratamiento de los efluentes generados en el Frigorífico y Lavadero.

Los parámetros tenidos en cuenta para el diseño del proceso de biodigestión para Granja El Amanecer se resumen en la Tabla 20.

Tabla 20: Parámetros del Proceso de Biodigestión para Granja El Amanecer.

PARÁMETROS DEL PROCESO	UNIDADES	
Caudal Efluente	m ³ /día	104
Sólidos Totales (ST)	g/m ³	27690
Sólidos Volátiles (SV)	g/m ³	18360
Sólidos Fijos (SF)	g/m ³	9330
DQO	g DQO/m ³	39087
DBO	g DQO/m ³	34787
TRH	días	28
Número de Digestores	-	2
Volumen Útil del Digestor	m ³	1455
Caudal Alimentación de c/Digestor	m ³ /día	52
Velocidad de Carga Orgánica (VCO)	Kg SV/m ³ Digestor día	0,66

Los principales procesos de la planta diseñada por Burdiles (2021) se presentan a continuación:

I. Almacenamiento y homogenización

La materia prima de la planta de digestión anaerobia es el purín procedente de los sectores de criadero y galpones de la granja (104 m³/día). En la primera etapa del tratamiento, el efluente es conducido por gravedad hasta un tanque de homogeneización que permite su almacenamiento en constante agitación por un plazo de 3 días.

II. Digestión anaerobia y generación de biogás

El sustrato homogenizado se dirige mediante tuberías de PEAD hacia el digestor donde se somete al proceso de digestión anaerobia con el objetivo de obtener biogás para su posterior aprovechamiento energético y un digerido parcialmente estabilizado, que presenta unas características que mejorarán la eficacia de los posibles postratamientos al que pueda ser sometido.

Las etapas que componen el proceso son las siguientes:

- Alimentación del digestor: el sustrato homogeneizado es impulsado desde el tanque de almacenamiento y homogenización hacia el digestor mediante una bomba sumergible trituradora situada en el interior del tanque de almacenamiento.
- Calentamiento del sustrato: el aporte de energía térmica necesario para el proceso de digestión se consigue mediante un intercambiador de calor externo de tubos concéntricos en el que el fluido térmico, calentado con la energía térmica recuperada en la cogeneración, transfiere calor al sustrato previo ingreso al digestor.
- Digestión anaerobia: se llevará a cabo en dos digestores, a través de los cuales circulará el sustrato de forma continua, con un tiempo de retención de 28 días. En ellos, la materia orgánica fermenta a una temperatura de 35 °C (rango mesófilo). El digestato se dirige hacia a las lagunas de estabilización existentes como continuación del tratamiento del digerido.
- Almacenamiento de biogás: para el almacenamiento del biogás el digestor estará equipado con una cubierta (gasómetro) de doble membrana con una capacidad de almacenamiento equivalente a 5 hs de producción, 415 m³.

III. Purificación del biogás

El biogás almacenado en el gasómetro, ubicado en la parte superior del digestor, será desulfurado internamente mediante la inyección de aire en el espacio de cabeza (en inglés: headspace). La inyección de aire se realiza en 3 puntos del headspace mediante un soplador.

Tras su salida del gasómetro, el biogás es dirigido por una tubería PEAD hacia el equipo de secado con equipo enfriador de gas, previo a su valoración energética en la unidad de cogeneración.

IV. Cogeneración

Una vez depurado el biogás se transforma en energía eléctrica y térmica en el equipo de cogeneración. El equipo de Cogeneración seleccionado es Marca TEDOM, Modelo Cento L230, con una potencia eléctrica de 235 KW y una potencia térmica 269 KW.

La energía eléctrica obtenida podrá emplearse para el consumo interno de Granja El Amanecer o bien ser inyectada a la red de servicio público.

Por otro lado, parte de la energía térmica recuperada del circuito de refrigeración del motor y gases de escape, se empleará en su totalidad en el proceso de calentamiento del sustrato dentro del reactor.

V. Almacenamiento de digerido

Dado que la planta se ubica en una zona sin explotación agrícola, el digerido será dirigido hacia el sistema de lagunas preexistente en la granja como posterior tratamiento del efluente generado ya sea para riego de forestación dentro del predio del establecimiento o quedando disponible para futuros aprovechamientos agrícolas en la región.

El titular del establecimiento expresa haber realizado el estudio económico para proveer de biofertilizante en estado líquido a los emprendimientos agrícolas en la zona de Arroyito/Senillosa/Plottier que se encuentran ubicados a más de 60 km. Se llegó a la conclusión que el costo de transporte a estos centros agrícolas no hace rentable esa posibilidad, lográndose solo en algunas ocasiones la donación de los actuales elementos residuales sólidos de los filtros a los pequeños productores de la zona que cuentan con transporte propio.

RENDIMIENTOS ESPERADOS

La estimación de producción diaria de biogás es de 2010 m³ (35°C,1atm), con un 67% de metano. Si se considera: 1ro la disponibilidad del 85% informada por CAMMESA para centrales de biogás, 2do las potencias eléctricas y térmicas del equipo de cogeneración seleccionado y 3ro un valor calorífico para el metano de 7 kWh/m³ (6000Kcal/m³), se arriba a los resultados de producción expresados en la Tabla 21.

Tabla 21: Rendimientos energéticos esperados para Central de Biogás en Granja El Amanecer.

RENDIMIENTOS	UNIDADES	
Horas de funcionamiento	horas/año	7446
Producción de biogás diaria (67% CH ₄)	m ³ /día	2010
Producción de biogás anual (67% CH ₄)	m ³ /año	623467
Generación de energía eléctrica diaria	kWh/día	5640
Generación de energía eléctrica anual	MWh/año	1750
Generación de energía térmica diaria	kWh/día	6456
Generación de energía térmica anual	MWh/año	2003

En relación con el ahorro de emisiones de GEI, la Tabla 22 muestra que el potencial de Granja El Amanecer se establece en 6291 tCO₂eq.

Tabla 22: Ahorro potencial de emisiones de GEI en Granja El Amanecer.

AHORRO POTENCIAL DE EMISIONES DE GEI EN GRANJA EL AMANECER	
Producción Potencial Total de Biogas (m ³ /día)	2010
Producción Potencial Total de Biogas (m ³ /año)	623603
Producción anual de CH ₄ (m ³) (*)	417814
Densidad de CH ₄ (kg/m ³)	0,717
Producción anual de CH ₄ (ton)	300
Potencial de calentamiento global CH ₄	21
AHORRO POTENCIAL DE EMISIONES tCO₂eq	6291

(*) Composición promedio de biogás: 67% CH₄ y 33% de CO₂

La Figura 16 muestra, en un diagrama de bloques, los diferentes procesos para la generación de biogás para Granja El Amanecer. La Figura 17 detalla el diagrama de flujo de la planta diseñada con los principales componentes y con el sentido de los fluidos.

Figura 16: Diagrama de bloques del proceso de generación de biogás para Granja El Amanecer. Adaptado de Burdiles (2021).

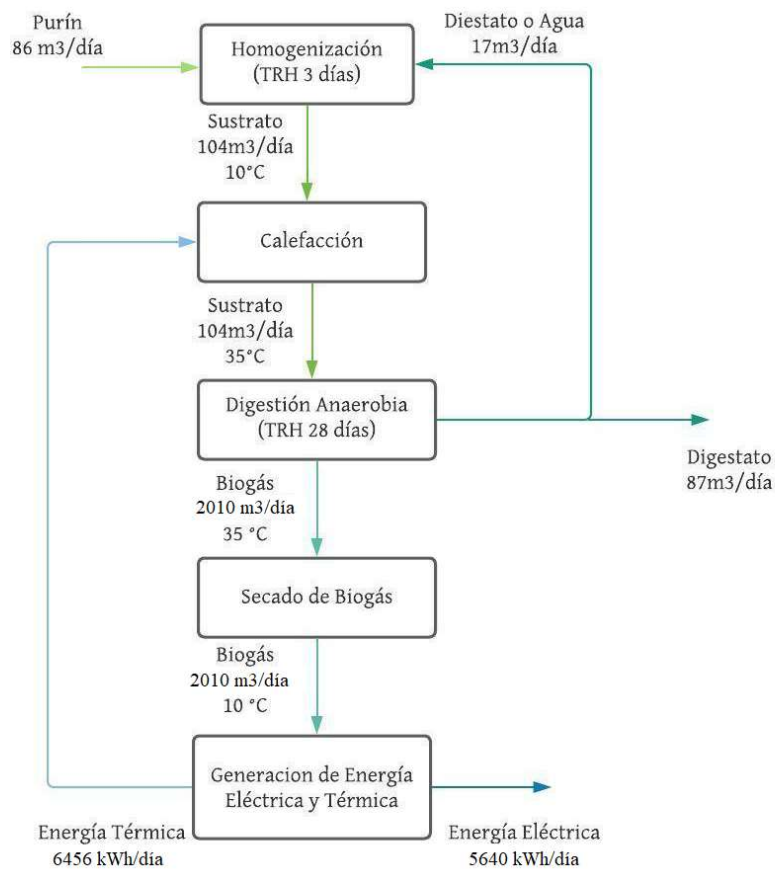
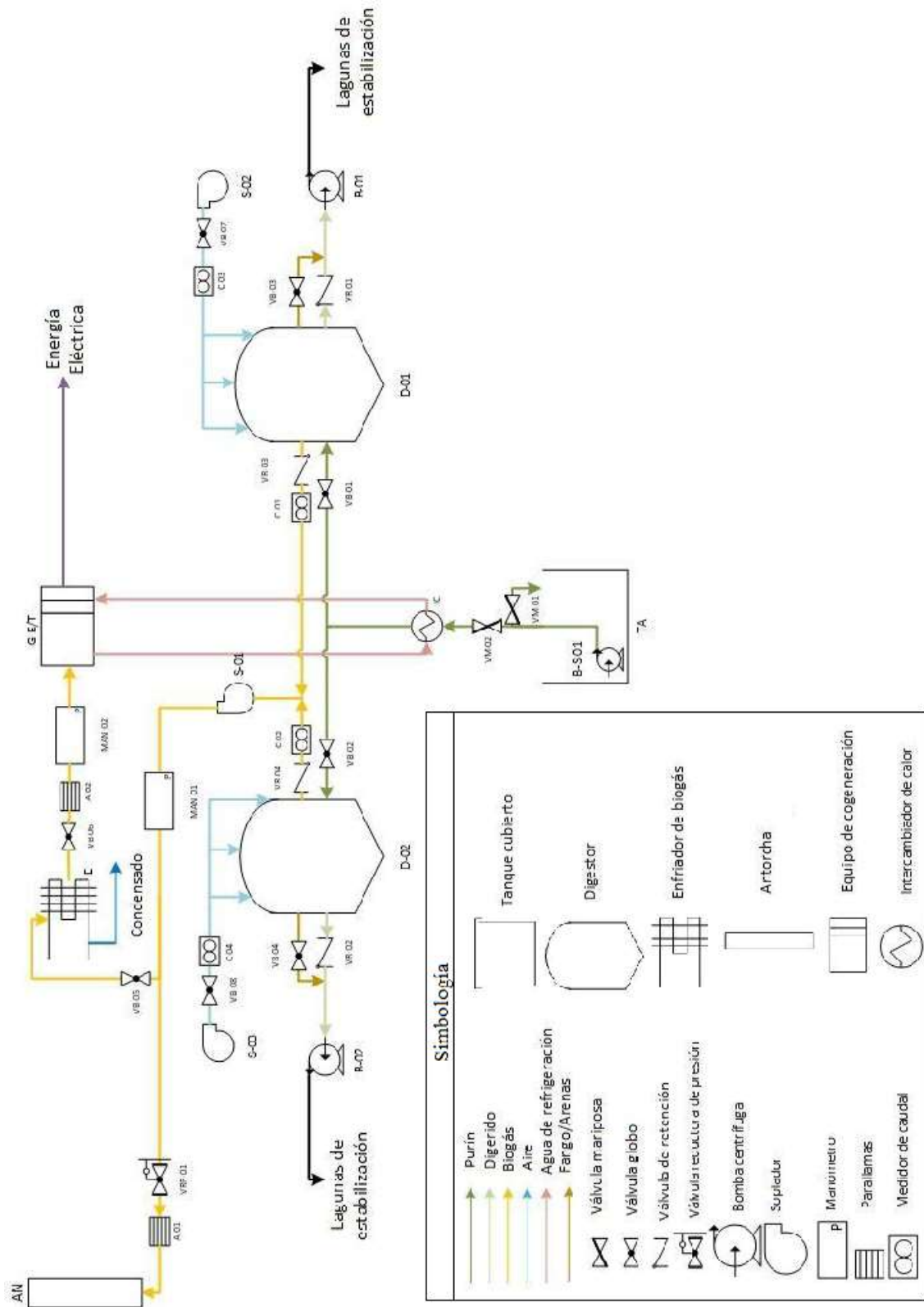


Figura 17: Diagrama de flujo de la Planta Diseñada por Burdiles (2021) para Granja El Amanecer.



4. CAPITULO 3: ALTERNATIVAS DE USO PARA EL BIOGÁS PRODUCIDO

4.1 POSIBLES ALTERNATIVAS EXISTENTES

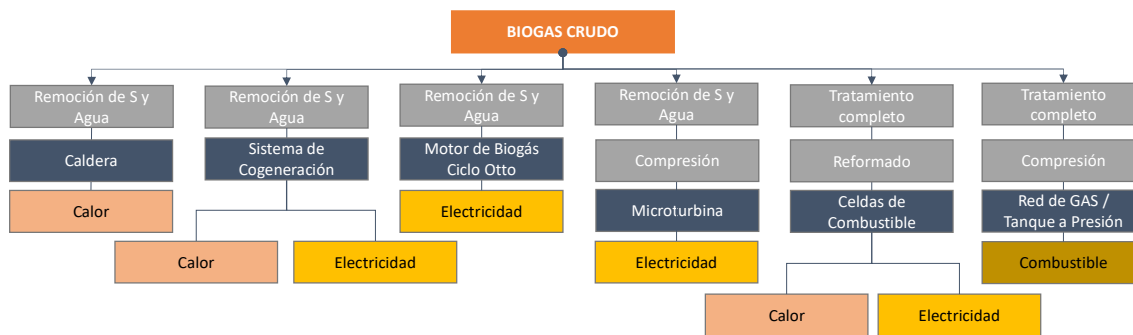
Existen diferentes alternativas para el uso del biogás producido en el sector agrícola y agroindustrial de ingresos medios y altos. Entre estas alternativas se enumeran las principales:

1. Combustión directa para obtención de calor.
2. Generación combinada de electricidad y calor (Cogeneración)
3. Generación de electricidad con motores de biogás de ciclo otto
4. Generación de electricidad con microturbinas
5. Generación de electricidad con celdas de combustible
6. Inyección a redes de distribución como biometano

La Figura 18 resume las alternativas de uso para el biogás y los tratamientos a los que se debe someter para su purificación previo a su aprovechamiento.

Figura 18: Alternativas de uso del biogás y sus necesidades de purificación.

Tratamiento completo es el tratamiento que implica la eliminación de gran parte del CO₂, vapor de agua y otros gases traza del biogás, mientras que Reformado hace referencia al proceso de conversión de metano en hidrógeno.



4.1.1 COMBUSTIÓN DIRECTA PARA OBTENCIÓN DE CALOR

La manera más simple de utilizar biogás es para la obtención de energía térmica (calor) es por medio de la combustión directa. Este uso toma preponderancia en lugares donde los combustibles son escasos ya que permite proporcionar calor para actividades básicas como cocinar, calefaccionar galpones o ambientes más pequeños y calentar agua o generar vapor. En los sistemas de pequeña escala también se pueden utilizar para iluminación por lámparas de gas y en heladeras rurales. Para este uso solo es requerida la eliminación del sulfhídrico y el vapor de agua.

El biogás contiene menor porcentaje de metano que el gas natural y que el gas licuado de petróleo (GLP), por lo que es necesario adaptar los equipos que utilizan gas natural o GLP de manera de asegurar un mínimo de aire de 21% para alcanzar una combustión eficiente.

Los quemadores de gas convencionales de escala domiciliar se pueden adaptar fácilmente para operar con biogás, simplemente cambiando la relación aire-gas. En este caso, es baja la calidad del biogás requerida para su combustión en quemadores. Se necesita alcanzar una presión de gas de 8 a 25 mbar (Varnero Moreno, 2011).

Para su utilización en escala industrial, como es el caso de calefacción de galpones zootécnicos y/o calderas industriales, es necesario utilizar equipos adicionales que garanticen una presión constante de alimentación al quemador del biogás. Para esto se emplean sopladores de canal lobulares y/o

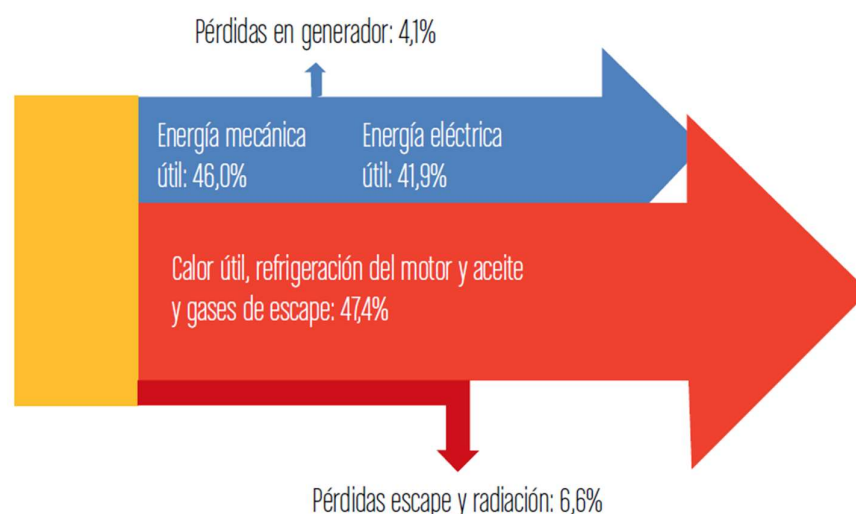
lateral: estos equipos no comprimen el biogás, pero logran incrementar la presión hasta por lo menos 200 mbar, y asegurar un caudal constante de alimentación al punto de consumo final (FAO, 2019a).

4.1.2 GENERACIÓN COMBINADA DE ELECTRICIDAD Y CALOR (COGENERACIÓN)

Hasta el momento la forma más eficiente para aprovechar el biogás es mediante una central de generación que produzca tanto energía eléctrica como energía térmica. A este tipo de centrales se la conoce como centrales de cogeneración. De esta manera se pueden alcanzar eficiencias próximas al 90% de utilización de la energía que está contenida en el biogás. En la Figura 19 se muestra como a partir de un sistema de cogeneración de 519 kWe de potencia nominal, se aprovecha el 89,3% de energía (41,9 % como energía eléctrica y 47,4 como calor), perdiendo solo el 10,7% en gases de escape, transformación y radiación.

Estos sistemas permiten recuperar la energía que normalmente se pierde como calor en los motores de combustión interna. La recuperación se realiza por medio de un sistema de refrigeración del motor de del aceite y con aprovechamiento del calor que contienen los gases de escape. Las unidades de cogeneración más utilizadas constan de un motor de combustión (ciclo gas-otto o gas diesel) asociado a un generador sincronizado.

Figura 19: Eficiencia eléctrica y térmica de un cogenerador convencional de potencia nominal 519 kWe (FAO, 2019a).



Una central de cogeneración es fundamental como método para recuperar el calor producido en la generación eléctrica y utilizarlo para calefaccionar el proceso biológico, de mantener una temperatura estable en el biorreactor. Habitualmente 1/3 del calor que se logra producir en una central de cogeneración se destina a calefaccionar el biorreactor el resto se pierde en la atmósfera o puede ser utilizado tiene algún proceso industrial.

El calor recuperado puede utilizarse para calefacción domiciliaria, calefacción de naves industriales, generación de vapor, secado y, en algunos casos, para refrigeración con procesos de absorción y absorción. Este último caso, en el que al sistema de cogeneración se le incorpora la producción de frío es conocido como trigeneración.

4.1.3 GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD CON MOTORES DE BIOGÁS DE CICLO OTTO

Esta forma aprovechamiento de biogás implica la utilización de motores del ciclo Otto para la producción de energía eléctrica. En centrales de potencias menores a los 300 kW eléctricos comúnmente se utilizan motores que fueron diseñados para funcionar con nafta o diesel y han sido

adaptados para hacerlo con biogás. En general, estos motores alcanzan una eficiencia eléctrica por debajo del 35%.

Por otro lado, cuando es requerida una potencia superior a los 300 kW eléctricos, se utilizan motores también de ciclo Otto fabricados y configurados específicamente para trabajar con biogás con al menos 45% de metano, siendo fundamental que el biogás esté libre de agua y mantener la concentración de H₂S por debajo de 200 ppm.

4.1.4 GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD CON MICROTURBINAS

De electricidad con microturbinas es una alternativa menos difundida que los motores biogás Otto para producir energía eléctrica y/o térmica a partir de biogás. Las microturbinas funcionan bajo el principio de Brayton, un generador de energía eléctrica acoplado a una turbina de gas y/o biogás a pequeña escala. El aire se comprime y se introduce a la cámara de combustión a alta presión y es mezclado con el biogás. Posteriormente se combustiona la mezcla, luego se expande y sale a través de la turbina. Su uso comúnmente se da en centrales de potencias inferiores a los 200 kW eléctricos.

Con respecto a los motores biogás Otto de baja potencia, las microturbinas presentan las siguientes ventajas: tiene una mejor eficiencia tanto eléctrica como térmica, su peso y tamaño es hasta un 50% menor, su costo de mantenimiento es muy bajo por tener únicamente una parte móvil, producen menos emisiones de NO_x, generan menos ruido al ambiente y permiten mayor recuperación de calor si realiza cogeneración (solo presenta pérdidas de calor por medio de los gases de escape).

Como desventajas de las microturbinas frente a los motores biogás Otto se menciona: un mayor costo de inversión, la necesidad de comprimir el biogás y la necesidad de personal altamente capacitado para realizar el mantenimiento y las reparaciones (FAO, 2019a).

4.1.5 GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD CON CELDAS DE COMBUSTIBLE

Actualmente las celdas de combustible no son económicamente competitivas frente a los motores de biogás Otto. En un futuro, seguramente las innovaciones y el desarrollo que se den en esta tecnología reducirán los costos de estos equipos.

Las celdas de combustible son unidades electroquímicas que permiten convertir la energía de una reacción química en energía eléctrica y básicamente están compuestas por 3 componentes: un ánodo, un cátodo y un electrolito. El principio de funcionamiento es análogo al de una batería, diferenciándose en que estas celdas están diseñadas para permitir el abastecimiento continuo de los reactivos consumidos.

En este tipo de sistemas, el biogás actúa como agente reductor y el aire como oxidante, permitiendo la ocurrencia del proceso electroquímico. Como este proceso no implica la combustión de los reactivos, no se generan emisiones de NO_x, SO_x ni de material particulado. Hay diferentes tipos de celdas de combustibles aptas para biogás, en base al tipo de electrolito que utilizan.

4.1.6 INYECCIÓN A REDES DE DISTRIBUCIÓN COMO BIOMETANO

Para poder utilizar el biogás como combustible es necesario convertirlo en biometano, que se caracteriza por tener un contenido de metano superior al 84%. alcanzar esta concentración, el principal destino es su inyección en redes de distribución de gas y en menor medida es utilizado como combustible vehicular.

La principal ventaja de la obtención de biometano y su inyección a la red es que permite almacenar energía para utilizarla en momentos en la que hay pico de demanda para transporte, generación de calor o generación de electricidad.

Actualmente los desafíos en la producción de biometano se centran en reducir los costos de purificación para volverlo competitivo frente al gas natural. Debido a los beneficios que genera su utilización, varios países destinan incentivos económicos para promover la producción de biometano.

En Argentina existe gran potencial en producir biometano dado el desarrollo alcanzado por el GNC (Gas Natural Comprimido) y la posibilidad de abastecer a pequeños pueblos del interior por medio de gasoductos virtuales.

4.2 ALTERNATIVAS DE USO CON MAYOR POTENCIAL DE APROVECHAMIENTO EN LA REGIÓN

Al analizar el potencial de generación de electricidad y calor a partir de la combustión del biogás, FAO (2019a) considera que los rendimientos de los grupos electrógenos en cuanto a cantidad de energía eléctrica están determinados por sus fabricantes y que, por lo general, se encuentran todos en un rango bastante similar. Debe aclararse que además de las características propias de cada equipo, el porcentaje de metano que tenga el biogás puede hacer variar mucho la cantidad de energía por cada metro cúbico que este biocombustible puede generar.

Por lo general, en grupos electrógenos de baja potencia, el rendimiento puede ser un poco menor, cercano al 35%, y se entiende que se puede producir 1,72 kWh por metro cúbico de biogás. Para grupos de potencias mayores, superiores a 500 kVa, la eficiencia puede llegar al 42% con una conversión capaz de alcanzar incluso valores de 2,2 kWh por metro cúbico de biogás.

Un grupo electrógeno utiliza aproximadamente un 40% de la energía contenida en el biogás para generar energía eléctrica, mientras que el resto se pierde en forma de calor. Para la determinación del potencial de generación de electricidad se utiliza un equivalente de producción de energía eléctrica (kWh/m³ biogás) = 1,72-2,2 kWh/m³. En los casos en que se realiza cogeneración, si bien el aprovechamiento del calor no llega al 100%, es válido estimar que por cada kWh eléctrico producido puede obtenerse 1 kWh térmico.

Para el Departamento Confluencia, la Tabla 23 muestra como el potencial de biogás generado (18127 m³/día) tiene asociado un potencial de generación de energía eléctrica de 31178 kW/día. La potencia teórica máxima que se podría alcanzar se sitúa entre 1 y 1,5 MW, más específicamente 1,3 MW.

Tabla 23: Producción potencial de electricidad a partir de biogás en Departamento Confluencia.

PRODUCCIÓN POTENCIAL DE ELECTRICIDAD A PARTIR DE BIOGÁS EN DEPARTAMENTO CONFLUENCIA				
	Existencias (animales)	Biogás (m ³ /día)	Electricidad (kW eléctrico/día)	Potencia (kW)
TOTAL AVES	786875	11016	18948	789
TOTAL PORCINOS	20663	2790	4798	200
TOTAL CAPRINOS	17454	1745	3002	125
TOTAL DE OVINOS	4096	307	528	22
TOTAL DE BOVINOS	3665	1466	2522	105
TOTAL EQUINOS	2006	802	1380	58
PRODUCCIÓN POTENCIAL TOTAL		18127	31178	1299

Factor de Generación Eléctrica (kWh/m³ biogás) = 1,72 kWh/m³
 Equivalente producción de energía térmica de un grupo 1 (kWh térmico/kWh eléctrico)

En cuanto al aprovechamiento de este potencial, si se considera que el consumo promedio de un hogar en Argentina es de 200 kWh/mes (ENRE, 2021), el potencial del Departamento Confluencia de biogás podría abastecer de electricidad a aproximadamente 4677 hogares (ver Tabla 24).

Tabla 24: Potencial abastecimiento de energía eléctrica a partir de biogás en Departamento Confluencia.

Electricidad (kW eléctrico/día)	Electricidad (kW eléctrico/mes)	Consumo Hogar (kWh/mes)	N° Hogares
31178	935340	200	4677

La alternativa de utilizar el biogás producido mediante combustión directa para obtención de calor tiene principal relevancia en productores familiares situados en las zonas rurales con difícil acceso a fuentes de energía convencionales a través de redes eléctricas o de gas natural. En estos casos, el objetivo buscado es entregar energía, estabilizar los residuos y obtener un fertilizante orgánico empleando tecnologías de mínimo costo y fáciles de operar. Como limitante se menciona que las eficiencias en estos casos pueden ser pobres, con bajos niveles de producción de energía.

Varnero Moreno (2011) establece una producción mínima de 5,05 m³/día de biogás para satisfacer las necesidades energéticas de cocción, iluminación y refrigeración de alimentos para una familia rural de 5 integrantes. Esa producción de biogás se podría alcanzar con el estiércol de 13 animales bovinos, 39 porcinos, 365 aves o una combinación diferente estiércoles.

Bartucci (2020) menciona que la digestión anaeróbica como técnica para la valorización energética podría ser sumamente relevante en esta zona, dado que solo el 4% de los productores encuestados tiene acceso a la red de gas natural, y el 62% a la red de energía eléctrica del corredor Plottier-Senillosa. A su vez, indica que asumiendo un consumo familiar de 3 m³ de biogás diarios para cocción de alimentos y agua caliente sanitaria, el 82% de los productores del corredor productivo de Plottier-Senillosa podría satisfacer esta demanda mediante la digestión anaeróbica de sus residuos pecuarios. Sin embargo, la disponibilidad también se reduce en función de dos variables: por un lado, considerando el tiempo de estabulación, la cantidad de productores que podrían cubrir sus necesidades energéticas se reduce al 60 %; por otro, si se toma en cuenta además la infraestructura de corrales de tierra, finalmente el 38 % podrían producir la energía suficiente.

La particularidad para destacar en los productores rurales de la región es su potencial de aprovechamiento de los residuos pecuarios en la producción de biogás en forma dispersa. En ese sentido toman relevancia las políticas regionales de desarrollo rural para explotar el potencial de producción de biogás a escala familiar apuntadas a estabulado de animales, recolección de estiércol, sistemas de producción de biogás y tecnologías para su uso.

Por otra parte, la digestión anaeróbica de los residuos pecuarios aplicado al sector agropecuario de la región con medianos ingresos tiene por objetivo brindar energía y solucionar los graves problemas de contaminación. La forma más eficiente de aprovechamiento del biogás para la región es la generación combinada de electricidad y calor. Como limitante se identifica que los digestores de alta eficiencia desarrollados con cogeneración tienen un mayor costo inicial y poseen sistemas que hacen más complejo su manejo y mantenimiento.

Debido a su elevado contenido en metano, el biogás tiene un poder calorífico levemente mayor que la mitad del poder calorífico del gas natural. Un biogás con un contenido en metano del 65% tiene un poder calorífico de 6,5 kWh/Nm³. Es decir, salvo por el contenido en H₂S, es un combustible ideal, con unas equivalencias que se muestran en la Tabla 25.

Tabla 25: Equivalencia en cuanto a poder calorífico del biogás frente a otros combustibles. Fuente FAO (2011).

Combustible	Poder Calorífico (kWh/m ³)	Cantidad de Biogás Equivalente (m ³)
Biogás (*)	6,5	-
Gas Natural	10	1,53
Gas Propano	26	4

(*) Composición promedio de biogás: 65% CH₄ y 35% de CO₂

Según la Presentación de ENARGAS (2021) para la provincia de Neuquén, el Departamento Confluencia presenta el 68% de los usuarios de la provincia. Su consumo residencial promedio mensual de gas natural es de 258 m³, mientras que el consumo promedio mensual de gas natural para el sector comercial e industrial es de 419 m³.

La Tabla 26 presenta como el potencial de generación de biogás en el Departamento Confluencia teóricamente permitiría sustituir el consumo actual de Gas Natural a 1378 hogares o 848 comercios e industrias. En referencia al consumo de biogás para satisfacer las necesidades energéticas de cocción, iluminación y refrigeración de alimentos para una familia rural, la producción teórica permitiría abastecer a 3589 hogares rurales (ver Tabla 27).

Tabla 26: Potencial sustitución Gas Natural a partir de Biogás en Departamento Confluencia.

Producción Potencial de Biogás (m ³ /día)	Producción Potencial de Biogás (m ³ /mes)	Equivalencia Gas Natural (m ³ /mes)
18127	543803	355427

Consumo Mensual GN por Hogar (m ³ /mes)	N° Hogares	Consumo Mensual GN Comercial/Industrial (m ³ /mes)	N° Comercios/ Industrias
258	1378	419	848

Tabla 27: Potencial abastecimiento de biogás a hogares rurales en Departamento Confluencia.

Producción Potencial de Biogás (m ³ /día)	Consumo Biogás por Hogar Rural (m ³ /día)	N° Hogares Rurales
18127	5	3589

4.3 ALTERNATIVAS DE USO APLICADAS AL MAYOR ESTABLECIMIENTO PECUARIO DE LA REGIÓN

Las alternativas de uso para Granja El Amanecer son, por un lado, el reemplazo de GLP Propano para calentamiento de agua y cocción en frigorífico, calentamiento de agua en lavadero y calefacción de criadero y galpones; y por otro la cogeneración de Energía Eléctrica y Térmica con el objeto de autoabastecerse de electricidad (con posibilidad de venta de la electricidad excedente) para iluminación, ventilación y fuerza motriz y aprovechamiento del calor recuperado de para calefacción de los biorreactores.

El consumo anual de GLP Propano durante 2021 fue de 97402 kg. Considerando que el poder calorífico superior del propano es de 13,385 kWh/kg y la producción de biogás anual estimada de 623467 m³ se

evidencia que es posible implementar la sustitución de GLP Propano con 186247 m³ de Biogás. La Tabla 28 resume el análisis de sustitución de GLP Propano por Biogás planteado para Granja El Amanecer.

Tabla 28: Análisis de sustitución de GLP Propano por Biogás en Granja El Amanecer.

Sustitución de GPL Propano	UNIDADES	
Consumo GLP Propano	kg GLP/año	97402
PCS Propano	kWh/kg Propano	13,385
PCS Biogás	kWh/m ³ Biogás	7
Biogás para Sustitución	m ³ Biogás/año	186247
Producción de biogás anual (67% CH ₄)	m ³ /año	623467

En cuanto al consumo anual de Energía Eléctrica de Granja El Amanecer se estima próxima a los 1200 MWh (98131,5 kWh/mes de promedio). La Central propuesta de cogeneración eléctrica y térmica podría producir 1750 MWh por año. El balance entre electricidad consumida y generada que se muestra en la Tabla 29, produce un excedente anual de electricidad de 550 MWh. Este excedente se analiza como posible venta e inyección a la red eléctrica.

Si bien habitualmente un tercio del calor que se logra producir en una central de cogeneración se destina a calefaccionar el biorreactor, en este caso se considera que el total del calor recuperado será destinado a la calefacción del biorreactor.

Tabla 29: Análisis de sustitución de Energía Eléctrica con Central de Biogás en Granja El Amanecer.

Sustitución de Energía Eléctrica	UNIDADES	
Consumo Energía Eléctrica	MWh/año	1200
Energía Eléctrica Producida	MWh/año	1750
Energía Eléctrica Excedente	MWh/año	550

Para análisis económico en la generación de biogás de origen pecuario se tomará la alternativa de cogeneración de energía eléctrica y térmica con el objeto de autoabastecerse de electricidad (con posibilidad de venta de la electricidad excedente) y aprovechamiento del calor recuperado de para calefacción de los biorreactores. Esta elección se fundamenta en que la cogeneración es la forma más eficiente para aprovechar el biogás, con eficiencias próximas al 90% de utilización de la energía que está contenida en el biogás.

5. CAPITULO 4: VALORIZACIÓN DE LAS EXTERNALIDADES

Las externalidades son acciones que realiza un agente económico las cuales generan costos o beneficios que recaen indiscriminadamente sobre la sociedad y el ambiente, y no están incluidos en la estructura de precios del servicio o producto que le da origen. En referencia a los proyectos de biogás, es conocido que no es fácil asignarles un valor monetario a las externalidades positivas o cobeneficios al momento de incorporarlos en el flujo de fondos, independientemente de que produzcan un impacto ambiental y socioeconómico importante y real.

No todos los efectos colaterales que produzca una actividad deben ser considerados como externalidades. Analizar los efectos producidos como externalidades depende, fundamentalmente, del contexto legal e institucional en el que se desarrolla la actividad económica que los produzca.

Considerando la teoría económica neoclásica, al alcanzar mercados perfectamente eficientes, el libre funcionamiento de los mercados conduce a una asignación óptima de los recursos y a obtener el

máximo bienestar social posible. Sin embargo, existen casos especiales en las que se producen las “fallas de mercado” que impiden su buen funcionamiento. La presencia de externalidades es una falla de mercado. En estas situaciones, es justificada la intervención del estado para corregir la asignación ineficiente de recursos, permitiendo internalizar las externalidades al incorporarlas al precio de mercado. De esta forma, el costo total asignado al bien o servicio será la suma del costo privado más el costo de la externalidad.

Los mecanismos de intervención pública en materia energética pueden categorizarse en dos grandes grupos: los de comando y control y los de mercado. Su diferencia principal es que los instrumentos de comando y control buscan no solo definir la cantidad de externalidades (positivas o negativas) para disminuirlas o aumentarlas, sino que también determinan cómo hacerlo. Por otro lado, los mecanismos de mercado buscan implementar incentivos económicos para los agentes que generan las externalidades (tanto positivas como negativas), de manera que las reduzcan o incrementen de una manera más costo-eficiente, pero sin intervenir en cómo tienen que hacerlo (Russell et al, 1996).

Los efectos negativos o positivos que no están incorporados al precio final de la energía dan lugar a externalidades que ocasionan una asignación ineficiente de los recursos por parte del mercado. Valorar las externalidades en los proyectos de generación de biogás, contribuye a evidenciar las ventajas del uso de esta tecnología, permitiendo una asignación más eficiente de recursos. Por otra parte, monetizar los efectos ambientales y socioeconómico en términos de pérdida o aumento de bienestar, permite agregar información relativa a distintos conceptos de beneficios o impactos. De esta manera, es posible extraer conclusiones y contribuir al diseño e implementación de diferentes medidas de política energética (FAO, 2020a).

5.1 EXTERNALIDADES POSITIVAS EN PROYECTOS DE PRODUCCIÓN DE BIOGÁS

Las principales externalidades positivas en proyectos con tecnologías de biomasa y biogás radican en soluciones integrales para el aprovechamiento eficiente de residuos y la mitigación de la contaminación ambiental. Las externalidades positivas exclusivas de la biomasa tienen que ver con el tratamiento de residuos (y eliminación de olores que puedan generar), la disminución en impactos sobre la salud, contaminación visual, ocupación de espacios y generación de gases de efecto invernadero (metano).

Los análisis económico-financieros de los proyectos energéticos en general no incorporan costos de remediación, o de pasivos ambientales, ni de servicios ambientales, porque no disponen de esa información. Como resultado, estos análisis dan como resultado una sobreestimación de la rentabilidad de los proyectos, independientemente de la tecnología.

Otra cuestión para considerar es que, en la evaluación de proyectos energéticos a partir de biomasa y biogás, es que no se toma en cuenta la variable de generación de empleo inducido, ni el impacto que estos proyectos tienen en las economías regionales y en la salud de la población. El análisis se centra en los costos de inversión y a lo largo del tiempo para operar y mantener la unidad de generación, y los ingresos por la venta de energía sobre la base de un contrato y los beneficios impositivos.

Al momento de evaluar las distintas tecnologías que generan energía eléctrica, se debe pensar no solo el costo del megavatio hora (MWh), sino también otros costos que pueden incidir en el sistema eléctrico, como la reserva en frío, las pérdidas en los sistemas de transmisión y distribución por las distancias entre la oferta y la demanda, el despacho forzado para anclar la frecuencia, e incluso la necesidad de expansión de la red para lograr inyectar energía desde puntos remotos. Sin embargo, no todos esos costos son aplicables (FAO, 2020a).

A continuación, se presenta la valorización de una serie de externalidades para proyectos de biogás basada en el estudio realizado por FAO (2020a).

5.1.1 MULTIPLICADOR DE LA INVERSIÓN

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

Tabla 30: Multiplicador de inversión por MWh producido con disponibilidad del 85%. Fuente: FAO (2020a).

Tecnología	Inversión por MW disponible (USD)	CPE inversión anual. 20 años al 10% (USD)	CPE inversión por MWh producido (USD)	Inversión nacional (%)	Inversión importado (%)	Inversión nacional (USD)	Inversión importado (USD)	Multiplicador inversión nacional por MWh producido (USD)
Biogás	6 176 471	725 486	82,82	75	25	4 632 353	1 544 118	66,1

En base a los proyectos licitados en las rondas 1, 1.5 y 2 del Programa RENOVAR, en la Tabla 30 puede observarse que para la tecnología de biogás la inversión en bienes y servicios nacionales alcanza los 4.632.353 USD, por cada MWh disponible. Considerando una disponibilidad del 85%, el multiplicador de la inversión del componente nacional por MWh producido, en biogás es de 66,10 USD.

5.1.2 EMPLEO INDIRECTO E INDUCIDO

Beljansky (2018) diferencia claramente los conceptos de empleos directos, indirectos e inducidos. Los empleos directos son aquellos que se desarrollan dentro de los límites del proyecto de energía. Los indirectos manifiestan las inversiones realizadas en las cadenas de valor. Los inducidos resultan del aumento de la actividad económica, tanto en el proyecto como en la cadena de valor, generando empleos en otros sectores de la economía.

A modo de ejemplo, en el caso de un proyecto de biogás, los empleos directos son los de los profesionales, contratistas y obreros que trabajan en la planificación y construcción del sistema de biodigestión, en la producción de los componentes (calderas, equipos de cogeneración, gasómetros, entre otros) y en la operación y mantenimiento de sistema. Los empleos indirectos son aquellos que se generan en las fábricas de materiales (acero, cemento, plásticos y otros) o de equipos utilizados en la construcción (maquinaria vial, camiones, grúas, etcétera). Finalmente, los empleos inducidos son los que se generan en toda la economía como consecuencia de los gastos de quienes tienen esos empleos directos e indirectos: sus salarios se gastan, entre otros destinos, en bienes de mercados o tiendas, y en servicios turismo, educación, salud, restaurantes y otros, y tal aumento en la actividad económica crea empleos en estos sectores.

De esta manera, los salarios de los empleos directos e indirectos no son considerados una externalidad, ya que son costos que están incluidos al calcular el precio de venta del MWh de los proyectos de energía renovable. Los empleos inducidos si se consideran una externalidad positiva. Para estimar los empleos inducidos, se requiere calcular primero los directos e indirectos.

Rijter (2018) publicó el documento Generación de empleo: Energías Renovables, donde presenta el indicador de empleo directo para energías renovables (IEDER) en la Argentina, cuantificando los puestos de trabajo requeridos tanto para la construcción e instalación, como para la operación y el

mantenimiento de una planta de 1 MW de potencia instalada para cada tecnología renovable destinada a la generación eléctrica (empleos/MW), como muestra en la Tabla 31.

Tabla 31: Generación de empleo directo por MW de energía renovable. FUENTE: Rijter, G (2018).

IEDER				
Tecnología	Construcción			O&M
	Año 1	Año 2	Año 3	
BIOGÁS	9,7	13,1	3,2	4,6
BIOMASA	4,3	7,3	4,4	2,2
BRS	6,7	0,8	0,1	4,2
PAH	13,2	13,5	11,5	2,5
EÓLICO	1,6	1,9	0,7	0,2
SOLAR	2,3	2,8	0,2	0,2

De acuerdo con (FAO, 2020a), las centrales de biogás con una potencia instalada inferior a 1 MW demandan más personal que las de 2 MW, debido a la mayor automatización en las plantas de más envergadura. Por consiguiente, la escala afecta la generación de empleo de cada central, aunque no es proporcional el impacto, ya que algunos puestos de trabajo no necesariamente se duplican por la duplicación de la potencia. Por ello, para plantas de biogás de menores a 1 MW de potencia instalada, el IEDER de O&M puede ser 7 en lugar de 4,6.

El IEDER no puede utilizarse como indicador para estimar los recursos humanos de un proyecto en particular, pero sí permite calcular el promedio de mano de obra empleada por MW para cada tipo de tecnología. Tomando los datos relevados de proyectos bioenergéticos en ejecución y/o operación, puede concluirse que el IEDER de biogás de 4,6 puestos de trabajo por MW para representar a las plantas con potencia instalada de entre 1,5 y 2,4 MW. Aquí se utiliza el indicador de 4,6 por MW para mantener homogénea la base de información.

Deben determinarse los salarios medios de los distintos sectores para valorizar económicamente el indicador de generación de empleo en cada tecnología de producción de energía renovable. Considerando el Boletín anual de seguridad social de 2018 de la Administración Federal de Ingresos Públicos y promedio mensual del tipo de cambio vendedor informado por el Banco Central de la República Argentina, FAO (2020a) determina un salario medio mensual de 884 USD para un empleado del sector construcción y de 1351 USD para un empleado de Operación y Mantenimiento. Estos valores son los utilizados para determinar la externalidad dada por el empleo inducido por los proyectos de biogás y biomasa.

Para considerar el costo salarial de construcción de una central de biogás, se utiliza el concepto de Costo Periódico Equivalente tomando como parámetros una tasa de descuento del 10% y un periodo de 20 años. Si, además de los salarios, se incluye lo relativo a los aportes (aproximadamente 26,5%) y las contribuciones la seguridad social (13%), el componente salarial de las etapas de Construcción y Operación y Mantenimiento por cada MWh generado (con disponibilidad del 85% informada por

CAMMSA para centrales de biogás) es de 17,55 UDS por MWh. La Tabla 32 presenta el componente salarial por cada MWh generado para la tecnología de biogás y otras fuentes renovables.

Tabla 32: Componente salarial por cada MWh generado considerando disponibilidad del 85%. Fuente: FAO (2020a).

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

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

FAO (2020a) calcula la externalidad del empleo indirecto e inducido, a partir de los cálculos realizados previamente sobre masa salarial generada por los proyectos de energías renovables.

Para contemplar el impacto de los empleos de Operación y Mantenimiento, utiliza el multiplicador de empleo de 3,58 del sector agroalimentario desarrollado por Obschatko (2003). Este indicador estipula que, por un aumento de 1 en el empleo directo, el impacto final en empleo directo, indirecto e inducido es de 3,58. Es decir, que el impacto total está conformado por 1,00 empleo directo y 2,58 indirectos e inducidos. Por lo tanto, 2,58 es el multiplicador que se utilizará para estimar salarios indirectos e inducidos de Operación y Mantenimiento en proyectos de biogás.

Para los cálculos sobre los empleos de construcción, se utilizará el multiplicador 1,64 de la construcción, que se encuentra en la Matriz Insumo Producto publicada por el INDEC en 1997. Igual al caso anterior, este indicador expresa que, por un incremento de 1 en el empleo directo, el impacto final de empleo directo, indirecto e inducido es de 1,64, por lo que el impacto total está compuesto por 1 empleo directo y 0,64 indirecto e inducido. Es por esto que se utiliza 0,64 como multiplicador para calcular salarios indirectos e inducidos de construcción.

En la Tabla 33 se muestran los resultados de esos cálculos considerando una disponibilidad del 85%. Los salarios totales (Construcción y Operación y Mantenimiento) son de 12,58 USD/MWh producido en el caso del biogás, y, considerando los multiplicadores detallados, los salarios indirectos e inducidos son de 29,10 USD/MWh producido.

Cabe destacar que el resultado de aplicar el multiplicador a los salarios totales es igual a sumar los salarios totales o directos a los indirectos e inducidos. Aquí se está considerando que los salarios directos serían un costo, ya que estarían internalizados en la tarifa, y los salarios indirectos e inducidos serían las externalidades.

Tabla 33: Externalidad por empleo indirecto e inducido. Masa salarial indirecta e inducida por MWh generado considerando disponibilidad del 85%. Fuente: FAO (2020a).

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

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

5.1.3 IMPUESTOS INDIRECTOS

Los impuestos indirectos derivados del gasto de cada uno de los proyectos se consideran como externalidad. La estimación que propone FAO (2020a) consiste en aplicar la presión fiscal neta sobre el gasto agregado de cada tecnología, descartando el repago de la inversión. Es decir, el resultado de la tarifa menos el repago del capital sería el gasto agregado, que se destina a mantenimiento, sueldos, materia prima, entre otros. Contempla el precio sin incentivos.

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

A partir de estas consideraciones, en la Tabla 34 se presenta como los impuestos derivados por el gasto agregado del biogás se estiman en 22,17 USD con una disponibilidad del 85%. A mayores costos de cada tecnología, mayor gasto y aporte tributario derivado.

Tabla 34: Impuestos derivados del gasto agregado considerando disponibilidad del 85%. Fuente: FAO (2020a).

Tecnología	Precio promedio ponderado por Tecnología MWh. RenovAr rondas 1, 1.5 y 2 (USD)	Flujo de fondos por MWh producido p/ repago capital: TIR=10% (USD)	Gasto agregado por MWh entregado (USD)	Impuestos derivados. Presión fiscal 28,86% (USD)
Biogás	59,7	82,88	76,82	22,17
Biomasa	116,5	43,38	73,12	21,1
Eólica	50,07	41,32	8,75	2,52
Solar	50,35	40,75	9,6	2,77

5.1.4 ELÉCTRICAS

Reserva de potencia

El aumento de energía eólica y solar como recursos intermitentes de generación en la matriz eléctrica requiere de una mayor cantidad de reservas para garantizar una operación segura y eficiente.

La ley nacional 27191 establece el objetivo de abastecer con fuentes de energías renovables el 20% de la demanda eléctrica argentina en el año 2025, y se debe asegurar la participación de todas las tecnologías renovables y la distribución regional de las nuevas centrales. En este contexto, el biogás y la biomasa toman relevancia al poder entregar potencia firme y reducir las necesidades de reserva producida con combustibles fósiles.

Para valorizar el costo de la reserva de potencia se utilizaron los últimos datos publicados por CAMMESA en su Informe Anual 2019, que permite saber que ese costo para ese año fue de 9,90 USD/MWh.

Sobrecosto de emisiones de toneladas de dióxido de carbono (tCO₂) equivalentes de combustibles fósiles por reserva de potencia.

Para la valorización de las externalidades positivas producto de la reducción de emisiones equivalentes de CO₂ se toma el costo de emisión promedio de 23,38 USD/tCO₂e que FAO obtiene a partir de la Plataforma Escenarios Energéticos Argentina 2040 para los próximos veinte años. Se emplea el factor de emisión de la reserva de potencia por la penetración de la energía renovable intermitente (eólica y solar) es de 0,508 tCO₂/MWh también determinado por FAO (FAO, 2020a).

Al multiplicar el costo de emisión promedio para los próximos veinte años (23,38 USD/tCO₂e) por el factor de emisión de la reserva de potencia (0,508 tCO₂/MWh), se obtiene un sobre costo de emisión de tCO₂e por reserva de potencia de 11,88 USD/MWh.

El factor de emisión para las centrales de biogás y de biomasa es cero. Esto se debe a que este indicador contempla la cantidad de CO₂e liberado a la atmósfera como producto de la combustión en centrales térmicas, mientras que en la combustión de biomasa se libera el CO₂ que fue capturado durante el crecimiento de esa propia biomasa, a raíz de eso, el balance es neutral. En este análisis es indiferente si el sustrato o combustible utilizado en una central de biogás es un residuo y/o un cultivo energético.

A partir de estas consideraciones, se valoriza este sobre costo de emisión de tCO₂e por reserva de potencia de 11,88 USD/MWh como esta externalidad para biogás.

5.1.5 AMBIENTALES

Los establecimientos pecuarios de carácter intensivo afrontan el problema de gestionar el tratamiento de grandes cantidades de estiércol en áreas reducidas, sin contar con suficiente suelo agrícola para su posterior aplicación. El estiércol sin tratamiento es un residuo que debe ser tratado para mitigar su impacto en el ambiente.

Según lo establecido en las principales leyes ambientales, tanto en la Ley nacional N°25675 como la Ley de la provincia de Neuquén 1875, los establecimientos pecuarios tienen la obligatoriedad de aplicar una adecuada gestión tanto a los efluentes como a los residuos sólidos generados. A raíz de esta obligatoriedad, establecida en la normativa vigente, los establecimientos industriales (en este caso agropecuarios) deben incluir el tratamiento de los efluentes y residuos sólidos generados en el desarrollo de su actividad como parte de su estructura de costos operativos.

Como resultado de lo expuesto anteriormente, no corresponde reconocer el tratamiento de los efluentes y residuos sólidos como una externalidad positiva para los proyectos de biogás, ya que de igual manera ese tratamiento se debería llevar a cabo con o sin un sistema de producción de biogás.

No obstante, la digestión anaerobia de los residuos pecuarios es una alternativa factible de tratamiento que permite lograr una baja sustancial de la contaminación con el agregado de contar con el potencial de producir energía que puede ser aprovechada. Cuando se pretende dar prioridad a la producción de energía renovable como el biogás para reemplazar energías no renovables (gas natural y gas oíl) es necesaria la mezcla de los efluentes como los estiércoles con materia de alto potencial de producción de biogás (Gruber, S et al, 2010).

No ocurre lo mismo con las emisiones de CH₄ a la atmósfera generadas por los sistemas de tratamiento de lagunas anaeróbicas o facultativas, que por su bajo costo son las que mayormente se utilizan cuando no existen incentivos para la generación de bioenergía.

Ahorro de emisiones de dióxido de carbono equivalentes por cogeneración

Las centrales de biogás que cuentan con una unidad de cogeneración tienen la capacidad de producir energía eléctrica y térmica a partir de la combustión del biogás en un motor.

Alrededor del 30% de la energía térmica producida se utiliza para calefaccionar el biorreactor de manera de mantener constante su temperatura durante el proceso de digestión anaeróbica. El calor excedente puede ser utilizado en otro proceso industrial dentro del establecimiento o bien puede ser comercializado a una industria cercana a la central de biogás.

En países como Alemania e Italia, los diferentes programas de incentivos al desarrollo de biogás asignan un adicional fijo (en euro/MWh inyectado) a la tarifa base a aquellas centrales de biogás que recuperan el 100% del calor.

Para calcular el ahorro en las emisiones de CO₂ equivalentes, FAO (2020a) asume la sustitución de gas natural en una caldera con un rendimiento térmico total, incluyendo la pérdida de generación y transformación, de 50%. El ahorro de emisiones por cogeneración para el aprovechamiento de biogás a partir de residuos pecuarios es considerado una externalidad positiva valorizada en 7,41 USD/MWh (ver Tabla 35).

Tabla 35: Ahorro de emisiones de CO₂e por cogeneración en centrales de biogás. Fuente: FAO (2020a).

Tecnología	Emisiones evitadas por cogeneración (kgCO ₂ e /kWh)	Ahorro de emisiones por cogeneración (USD/MWh)
Biogás (silaje)	0,222	5,18
Biogás (100% residuos)	0,317	7,41

Ahorro de emisiones de metano por uso de residuos

El tratamiento que se produce en una central de biogás mediante la digestión anaeróbica de los residuos y efluentes pecuarios provoca un ahorro de emisiones de metano al utilizar este gas en el proceso de generación de energía, evitando así su liberación directa al ambiente.

FAO (2020a) valoriza esta externalidad positiva neta a partir de las emisiones de CO₂ equivalente, utilizando el factor de emisión de 0,013 kg CO₂e/kWh propuesto por Hilbert (2018). Este factor tiene en cuenta las emisiones relacionadas con la operación de la central de biogás.

El ahorro de emisiones se determina al comparar las emisiones de CO₂ equivalente de la central de biogás con las emisiones de GEI que se liberan a la atmósfera al utilizar otro tipo de tratamiento para los residuos.

En referencia a las emisiones de tCO₂e evitadas por la utilización de estiércol de cerdo en centrales de biogás, la línea de base considera el tratamiento a través de lagunas de estabilización anaeróbicas sin sistema de recuperación de metano con profundidades mayores y menores a los 2 metros. Este sistema de lagunaje es el utilizado mayoritariamente para el tratamiento de estos residuos, debido a su bajo costo y a la falta de incentivos para su aprovechamiento como recurso en la producción de energía.

A partir de los datos de la Tabla 36 se puede calcular la reducción de emisiones de tCO₂e a alcanzar por tratar los efluentes en un reactor anaeróbico determinar el valor de la externalidad positiva asociada al ahorro de emisiones.

Tabla 36: Ahorro de emisiones con utilización de residuos en centrales de biogás. Fuente: FAO (2020a).

Tecnología	Reducción de emisiones tratamiento de efluentes (tCO ₂ e /MWh)	Ahorro de emisiones de utilización de residuos (USD/MWh)
Biogás: Engorde de cerdos (recría + engorde) con laguna >2 m de profundidad	0,65	15,17
Biogás: Engorde de cerdos (recría + engorde) con laguna <2 m de profundidad	0,13	2,98

5.2 VALORIZACIÓN DE EXTERNALIDADES EN PROYECTOS DE BIOGÁS DE LA REGIÓN

Los proyectos de biogás a partir de residuos deben considerarse como proyectos que transforman pasivos ambientales en activos energéticos, analizando no solo su viabilidad desde la perspectiva de la producción energética si no también valorizando las externalidades positivas en cuanto al desarrollo local y ambiental de manera de permitir su fomento y justificar su desarrollo.

En el departamento Confluencia la producción avícola y porcina son las que presentan actualmente mayor potencial de generación de biogás. Para potenciar el desarrollo de proyectos de generación de biogás a partir de residuos pecuarios en la región deberían considerarse las externalidades positivas que son comunes para cualquier proyecto de biogás: Multiplicador de empleo, Multiplicador de inversión componente nacional, Impuestos derivados, Reserva de Potencia y Sobrecosto de emisiones. La sumatoria de la valorización de estas externalidades positivas se sitúa en 139,15 USD/MWh.

Adicionalmente, para cada tipo de proyecto con utilización de residuos pecuarios deberán valorizarse las externalidades positivas relacionadas al Ahorro de emisiones por cogeneración y por Ahorro de emisiones por utilización de residuos. En la Tabla 37 se presentan las externalidades valorizadas para para proyectos de centrales de biogás que utilizan estiércol de cerdos, considerando una disponibilidad del 85%. Estas externalidades se valorizan en un rango que tiene un mínimo de 147,32 USD/MWh (para proyectos que produzcan biogás a partir de codigestión de purines de cerdo y silaje de maíz supliendo el tratamiento del estiércol que se da en lagunas con profundidades menores a 2 metros) y un máximo de 161,72 USD/MWh (en caso de producir biogás solo con purines de cerdos y reemplacen el tratamiento del estiércol de laguna con profundidades mayores a 2 metros).

Tabla 37: Externalidades valorizadas del biogás a partir de estiércol de cerdos, considerando disponibilidad del 85%. Actualizado a partir de FAO, 2020a.

Concepto	Biogás (USD/MWh)			
	100% residuos		Silaje	
	Residuos cerdos		+ Purín de cerdos	
	Laguna <2 m	Laguna >2 m	Laguna <2 m	Laguna >2 m
Multiplicador de empleo	29,10	29,10	29,10	29,10
Empleo	29,10	29,10	29,10	29,10
Multiplicador de inversión componente nacional	66,10	66,10	66,10	66,10
Inversión	66,10	66,10	66,10	66,10
Impuestos derivados	22,17	22,17	22,17	22,17
Impuestos	22,17	22,17	22,17	22,17
Reserva de potencia	9,90	9,90	9,90	9,90
Sobrecosto de emisiones	11,88	11,88	11,88	11,88
Reserva de potencia + Sobrecosto de emisiones	21,78	21,78	21,78	21,78
Ahorro de emisiones cogeneración	7,41	7,41	5,18	5,18
Ahorro de emisiones utilización de residuos	2,98	15,17	2,98	15,17
Ambiental	10,39	22,57	8,17	20,35
Total	149,54	161,72	147,32	159,50

Para el caso de aplicación en la región, Granja el Amanecer se contempla la producción de Biogás a partir de la utilización del 100% de los residuos de cerdos generados, los cuales son tratados actualmente en un sistema de lagunas que no superan los 2 metros de profundidad.

Como resultado de la valorización de las externalidades positivas, se puede determinar que una planta de biogás en Granja el Amanecer que utilice 100% residuos de cerdos y que el tratamiento de los residuos que se da en el biorreactor sustituya un tratamiento por lagunaje de profundidad menor a 2 metros, presenta externalidades totales por 149,54 USD/MWh producido.

6. CAPITULO 5: ANÁLISIS ECONÓMICO EN LA GENERACIÓN DE BIOGÁS DE ORIGEN PECUARIO

En este capítulo se analizará la rentabilidad de un proyecto de producción de biogás aplicado al establecimiento Granja El Amanecer, como mayor productor pecuario del Departamento Confluencia. Para ello se considera un proyecto de Central de Cogeneración de energía eléctrica y térmica con el objeto de autoabastecerse de electricidad (con posibilidad de venta de la electricidad excedente) y aprovechamiento del calor recuperado para calefacción de los biorreactores.

Se detallará la inversión inicial requerida y se analizarán 3 alternativas con variaciones tanto en costos como en ingresos.

Las alternativas a evaluar son:

1ra Generación de electricidad para autoconsumo en el Establecimiento.

2da Generación de electricidad para autoconsumo en el Establecimiento y venta de energía eléctrica excedente.

3ra Generación de electricidad para autoconsumo en el Establecimiento y venta de energía eléctrica excedente con reconocimiento de externalidades.

6.1 INVERSIÓN

A continuación, en la Tabla 38, se estiman los costos de inversión inicial asociados a la planta dimensionada tomando como base el diseño realizado por Burdiles (2021) para Granja El Amanecer. El detalle con la apertura de cada ítem se presenta en el 10.1 ANEXO I.

Tabla 38: Inversión inicial para Central de Cogeneración en Granja El Amanecer.

INVERSIÓN INICIAL	USD
Obra Civil	935600
Equipos	526135
Accesorios y Tuberías	8654
TOTAL	1470389

Como Obra Civil se considera la construcción del tanque de alimentación de 312 m3 de capacidad y 2 digestores de 1493 m3. El costo de los tanques incluye: excavación, carga y transporte del material proveniente de la excavación, armadura de hierro, encofrado, hormigonado, aislamiento y revestimiento en el caso de los digestores.

Los equipos contemplados en la inversión inicial son: agitadores, bomba sumergible trituradora, bombas centrifugas, sopladores de biogás y de aire, analizador de gases, intercambiador de calor, gasómetro de doble membrana integrado, enfriador, equipo de cogeneración Cento L230 y laboratorio para determinación de parámetros de control (pH, SV, ST).

Como accesorios y tuberías se tienen en cuenta las tuberías de PEAD de diferentes diámetros, los accesorios para instalación de tuberías, válvulas, caudalímetros y manómetros.

Como resultado, la Inversión Inicial se estima en 1.470.389 USD para una planta que, si es manejada correctamente, tendría una vida útil de 20 años. Este es el período de tiempo que se trabajará para la amortización de la inversión, asumiendo que el titular del establecimiento utiliza capital propio para la inversión inicial del proyecto, sin contraer deuda con terceros. Al final de la vida útil del proyecto se considera que no posee valor residual o de desecho. Se considera necesaria una reinversión a los 10 años para el cambio del gasómetro (doble membrana integrado al digestor).

6.2 ANÁLISIS DE ALTERNATIVA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA PARA AUTOCONSUMO

Como costo fijo se considera el pago de los salarios y cargas sociales del personal. Para la operación de la central de cogeneración se contempla la necesidad de armar un equipo de trabajo liderado por un jefe de planta y conformado por tres operarios que aseguran el funcionamiento de la central, realizando análisis de rutina y controlando los parámetros de la operación. La asistencia de personal de mantenimiento se considera part time.

El personal requerido para asistencia a seguridad e higiene, así como las tareas de administración y cobertura de vacaciones de los operarios se consideran cubiertas por la dotación actual de Granja El Amanecer.

Se asume un valor de 1200 pesos por hora para salario de jefe de planta y personal de mantenimiento; y de 750 pesos por hora para los salarios de los operarios. Adicionalmente se toma un 35% como pago por aportes y contribuciones.

Como costos variables se considera al costo reparación y mantenimiento, al costo de consumibles y al costo de los análisis de derivados a laboratorios externos. El costo de reparación y mantenimiento se considera con un valor anual igual al 1 % de la inversión. Para los costos anuales de consumibles se consideran los consumos eléctricos anual de las bombas y agitadores y se los afecta por el valor de la tarifa del kW. En referencia los costos variables de laboratorio se asumió el envío de una muestra mensual, con un costo de 125 US\$ por análisis realizado.

Esta alternativa no generaría ingresos por ventas, sino que implica generar el ahorro de la energía eléctrica que hoy el establecimiento contrata a la Cooperativa COPELCO. En cuanto al consumo anual de Energía Eléctrica de Granja El Amanecer se estimó en 1200 MWh anuales que, a la tarifa actual 117,66 USD/MWh, implica un ahorro anual de 141.193 USD. No se consideran ingresos adicionales por venta del digerido como fertilizante ni tampoco se considera ahorro por aprovechamiento de calor, debido a que este último es utilizado en su totalidad para la calefacción de los digestores.

El modelo de flujo de caja que se utiliza para la evaluación del proyecto constituye una estructura financiera comúnmente utilizada por los inversionistas y que tiene como fundamento el hecho que el valor de los activos está determinado por el Valor Actual Neto (VAN) de los flujos de caja que dicho activo genera. Para llevar los flujos de distintos períodos a un valor actual (de manera de homogeneizar monetariamente los distintos períodos) se utiliza una tasa de retorno determinada. Esta tasa es la que representa el rendimiento que espera obtener el inversor por el aporte de su capital. De esta manera se busca determinar cuál es el rendimiento del proyecto, es decir su Tasa Interna de Retorno (TIR), dados los supuestos utilizados y los flujos de caja esperados. Este último es el mecanismo elegido a partir de valorizar todos los flujos en dólares constantes (asumiendo constantes los precios en dólares estadounidenses). Para el análisis financiero se utilizó la tasa de retorno del capital de inversión del 8 % que Gruber (2010) menciona como comunes en este tipo de proyectos de generación de biogás.

Como resultado del análisis de la alternativa de generar energía eléctrica para el autoabastecimiento se obtiene que el proyecto en esa condición no es rentable. La TIR arroja un valor negativo (-12,71%) y el VAN se sitúa en - 1.348.060 USD por lo que el proyecto se rechaza. El detalle de esta determinación se presenta en el Anexo II.

6.3 ANÁLISIS DE ALTERNATIVA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA PARA AUTOCONSUMO Y VENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EXCEDENTE

Esta alternativa contempla la confección de un contrato de venta de electricidad con la cooperativa responsable de la distribución de la localidad en el marco de la Ley 3297 de la provincia de Neuquén, la cual adhiere a la Ley nacional 27424 Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública.

A los costos de la alternativa anterior se suma un costo fijo anual por seguro garantía de cumplimiento de contrato, el cual se establece en 0,5% de la inversión inicial.

En cuanto a los ingresos, esta alternativa contempla incorporar los beneficios generados por la venta de la energía eléctrica excedente. El balance entre electricidad consumida y generada muestra un excedente anual de electricidad de 550 MWh que, a la tarifa de 117,66 USD/MWh, implica ingresos anuales por 64.713 USD.

Como resultado del análisis de la alternativa de generar energía eléctrica para el autoabastecimiento y venta del excedente se obtiene que el proyecto en esa condición tampoco es rentable. La TIR arroja un valor negativo cercano a cero (-0,51%) y el VAN se sitúa en -\$ 784.714 USD por lo que el proyecto se rechaza. El detalle de esta determinación se presenta en el Anexo II.

Para que el proyecto resulte una alternativa posible, debe al menos alcanzar la tasa del 8% con la que se está evaluando el capital invertido. En esta alternativa está lejos de poder ser considerada una posibilidad real ya que para que ocurra, por ejemplo, se debería contar con un aporte de capital no reembolsable de 784.714 USD, que representa el 53,4% de la inversión inicial.

6.4 ANÁLISIS DE ALTERNATIVA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA PARA AUTOCONSUMO Y VENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EXCEDENTE CON RECONOCIMIENTO DE EXTERNALIDADES

La última alternativa a analizar contempla el reconocimiento de las externalidades además de la generación eléctrica para autoconsumo y venta de energía eléctrica excedente. Como se presentó en el capítulo anterior, este proyecto en Granja el Amanecer en el que se utiliza 100% residuos de cerdos y en el que la digestión anaeróbica del digestor sustituye al tratamiento por lagunaje de profundidad menor a 2 metros, presenta externalidades positivas totales valorizadas en 149,54 USD por MWh producido.

Como resultado del análisis de esta alternativa se obtiene que el proyecto es rentable y altamente atractivo para inversores. La TIR arroja un valor de 17,24% y el VAN se sitúa en 1.120.554 USD. Si se utiliza la TIR como criterio para decidir la aceptación o no del proyecto al compararla con la tasa de rentabilidad exigida al capital invertido del 8% (o costo de oportunidad de la inversión) claramente se recomienda desarrollar el proyecto. El detalle de esta determinación se presenta en el Anexo II.

Sin embargo, el costo promedio de MWh producido sería de 267,20 USD, muy lejos del valor máximo reconocido para proyectos de biogás en la última Ronda 2 de RENOVAR en la cual el precio promedio ponderado se situó en los 160,6 USD por MWh producido y el máximo precio adjudicado fue de 177,85 para la Central de Yanquetruz (ver Tabla 39).

Tabla 39: Precios de proyectos de biogás adjudicados RENOVAR Ronda 2.
Fuente: <https://www.minem.gob.ar/www/833/25897/proyectos-adjudicados-del-programa-renovar>

Adjudicaciones del Programa **RenovAr**

Ronda 2



Adjudicados		Potencia		Precio Promedio Ponderado			
31		56,2		160,6			
Proyectos		MW		USD/MWh			
Tecnología	ID	Región	Provincia	Oferente	Nombre del proyecto	Potencia [MW]	Precio adj. [USD/..]
Biogás	BG-518	Centro	San Luis	BIO ENERGI..	C.T. Yanquetruz li	0,80	177,85
	BG-510	BSAS	Buenos Aires	INMADE S.A.	C.T. Resener I	0,72	176,4
	BG-520	Centro	San Luis	ANTIGUAS ..	C.T. Don Roberto Bio	1,00	175
	BG-519	Centro	Córdoba	ANTIGUAS ..	C.T. El Alegre Bio	1,00	175
	BG-516	Centro	San Luis	BIOMASS C..	C.T. Bio Justo Daract	1,00	175
	BG-529	Centro	Córdoba	CLEANERG..	C.T. Villa del Rosario	1,00	174,5
	BG-524	BSAS	Buenos Aires	CARNES DE	C.T. General Alvear	1,00	171,85
	BG-507	BSAS	Buenos Aires	PACUCA S.A.	C.T. Pacuca Bio Energia	1,00	171,85

En la Tabla 40 se muestra la comparativa entre las alternativas anteriormente analizadas.

Tabla 40: Comparativa de alternativas analizadas.

Resumen de análisis de proyecto	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3
Energía Eléctrica Producida por Año (MW)	1750	1750	1750
Ahorro de electricidad (MW)	1200	1200	1200
Precio de electricidad (USD/MW) COOPELCO Con Impuestos	\$ 117,66	\$ 117,66	\$ 117,66
Electricidad excedente	0	550	550
Externalidades (USD/MW)	\$ -	\$ -	\$ 149,54
Precio de venta del Digerido (USD/m ³)	\$ -	\$ -	\$ -
Digerido generado (m ³ /Año)	31755	31755	31755
Ahorro de GLP (Kg)	0	0	0
Precio de GLP (USD/Kg) YPF Con Impuestos	\$ 1,27	\$ 1,27	\$ 1,27
VAN (8%)	-\$ 1.348.060	-\$ 784.714	\$ 1.120.554
TIR	NEGATIVA	NEGATIVA	17,24%

6.5 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Hasta aquí se ha simplificado el estudio analizado las 3 alternativas con flujos de caja que se suponen conocidos con certeza. Se ha hecho una estimación de lo que puede ocurrir en el futuro y se calcularon los resultados que se obtendrían para cada alternativa.

Como todo proyecto de inversión tiene asociado un riesgo, para las alternativas 2 y 3 se realizará un análisis del tipo ¿qué pasa si...? donde se plantearán supuestos para algunas variables que no son las inicialmente propuestas, sino que resultan mejores o peores para el proyecto que lo inicialmente supuesto. Este tipo de acciones se llama análisis de sensibilidad. Habrá variables que inciden mucho en los resultados y otras que afectan muy poco a los mismos (Riavitz et al, 2019).

6.5.1 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE ALTERNATIVA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA PARA AUTOCONSUMO Y VENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EXCEDENTE

Para este análisis de sensibilidad se considerará la variación del precio de la electricidad hasta alcanzar el precio de referencia promedio ponderado de 160,6 USD por MWh para proyectos de biogás en la última Ronda 2 de RENOVAR y el máximo precio adjudicado fue de 177,85 para la Central de Yanquetruz.

Tabla 41: Análisis de sensibilidad al precio de la electricidad.

% de variación del precio de la electricidad	Precio de la electricidad (USD/MWh)	TIR (%)	VAN (USD)
0,0%	\$ 117,66	-0,51%	-\$ 784.714
36,5%	\$ 160,60	7,19%	-\$ 87.011
41,0%	\$ 165,95	8,00%	\$ -
51,2%	\$ 177,85	9,73%	\$ 193.279

Como resultado se obtiene (en la Tabla 41) que aun si el precio de la electricidad alcanzara el promedio ponderado de 160,6 USD/MWh no resulta rentable el proyecto de generación eléctrica para autoconsumo y venta de energía eléctrica excedente. Recién si el precio alcanza los 165,95 USD/MWh se iguala la tasa del 8% exigida al capital, produciéndose aquí la condición de indiferencia en el costo de oportunidad para el inversor.

Si el precio alcanzara el máximo de 177,85 USD/MWh el proyecto resultaría atractivo para el inversor, ya que su TIR alcanza el 9,73% y el valor actual del proyecto sería de 193.279 USD.

6.5.2 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE ALTERNATIVA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA PARA AUTOCONSUMO Y VENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EXCEDENTE CON RECONOCIMIENTO DE EXTERNALIDADES

Para este análisis de sensibilidad se ordenan las externalidades de menor a mayor valor y se recalcula el precio de la electricidad, la tasa interna de retorno y el valor actual neto con el reconocimiento progresivo de las diferentes externalidades.

Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 42. Allí se puede ver nuevamente que sin el reconocimiento de externalidades se presenta la situación en la inicial para la 2da alternativa. Con el reconocimiento de externalidades por un valor de \$54,34 USD/MWh (en concepto de ahorro de emisiones por utilización de residuos, ahorro de emisiones por cogeneración, reserva de potencia, sobrecosto de emisiones e impuestos derivados) se obtiene una TIR de 8,52%, levente superior al 8% exigido al capital, un VAN de \$57346 USD y un precio de electricidad de \$172 USD/MWh. En esa condición, el inversor estaría ante un proyecto posible de ejecutar.

Tabla 42: Análisis de sensibilidad al reconocimiento de externalidades.

Concepto	Valor de Externalidad (USD/MWh)	Suma de Externalidades (USD/MWh)	Precio de la Electricidad (USD/MWh)	TIR (%)	VAN (USD)
Sin reconocimiento de externalidades	\$ -	\$ -	\$ 117,66	-0,51%	-\$ 784.714
Ahorro de emisiones utilización de residuos	\$ 2,98	\$ 2,98	\$ 120,64	0,17%	-\$ 733.675
Ahorro de emisiones cogeneración	\$ 7,41	\$ 10,39	\$ 128,50	1,76%	-\$ 606.358
Reserva de potencia	\$ 9,90	\$ 20,29	\$ 137,95	3,68%	-\$ 436.259
Sobrecosto de emisiones	\$ 11,88	\$ 32,17	\$ 149,83	5,79%	-\$ 232.139
Impuestos derivados	\$ 22,17	\$ 54,34	\$ 172,00	8,52%	\$ 57.346
Multiplicador de empleo	\$ 29,10	\$ 83,44	\$ 201,10	11,35%	\$ 382.339
Multiplicador de inversión componente nacional	\$ 66,10	\$ 149,54	\$ 267,20	17,24%	\$ 1.120.554

Si adicionalmente se reconocieran un monto superior en concepto de externalidad por multiplicador de empleo o por multiplicador de inversión en componente nacional, tanto el TIR como el VAN del proyecto serían más interesantes para el inversor, pero el precio de la electricidad excedería el valor de referencia (promedio ponderado y máximo) para proyectos de biogás en la última Ronda 2 de RENOVAR.

Por lo expuesto, se justifica la aplicación de políticas energéticas que impulsen la cogeneración de electricidad y calor a partir de centrales de biogás con el aprovechamiento de residuos pecuarios, a través del reconocimiento de las externalidades que estos proyectos provocan.

7. CAPITULO 6: BARRERAS IDENTIFICADAS

Se consideran barreras a aquellos factores que afectan de manera adversa al éxito de los proyectos de biogás y pueden ser tanto internas como externas., del tipo económicas, técnicas, legales, socioculturales y político institucionales.

Se identifican barreras generales a todo proyecto de biogás en la región y barreras específicas para el proyecto de producción de biogás en el principal establecimiento pecuario de la región.

7.1 BARRERAS PARA PROYECTOS DE BIOGÁS EN EL REGIÓN

7.1.1 ECONÓMICAS

Los proyectos de planta de biogás presentan altos costos en la inversión inicial. Si se produce energía eléctrica, el precio de la energía generada alcanza precios que no son competitivos con otras fuentes de energía. En plantas de media y baja escala, se presentan además altos costos asociado a los análisis químicos necesarios para mantener el proceso en funcionamiento, en donde les es muy dificultoso armar laboratorios propios para el control del proceso. En referencia al manejo del digerido, el relevamiento de Producción de Digeridos de Plantas de Biogás en Argentina (MAGyP, 2021) identifica como una de las principales barreras halladas, los costos de transporte para aplicar el digerido en diferentes sitios al lugar de generación.

En referencia a las externalidades, la principal barrera económica identificada es la dificultad de asignarles un valor monetario que permita incluirlas en el flujo de fondos del proyecto, independientemente de que produzcan claros impactos ambientales y socioeconómicos en la región. Una parte significativa del mayor costo de las tecnologías de biomasa y biogás proviene de la falta de señales del mercado respecto a la internalización de externalidades positivas como forma de incentivar este tipo de proyectos, que implican soluciones integrales para el aprovechamiento eficiente de residuos y la mitigación de la contaminación del ambiente (FAO 2020a)

La situación económica de Argentina no presenta previsibilidad a los inversores para asignar capital a proyectos productivos como el de la generación de biogás. El fenómeno inflacionario continuo en Argentina presenta variaciones anuales superiores al 50%. La Figura 20, muestra la variación interanual del Índice de Precios de Consumidor (IPC) que para junio de 2022 registró una variación del 64%. Si se toma en cuenta el tipo de cambio minorista entre el peso y el dólar para venta del Banco Central de la República Argentina se observa que a inicios de 2018 se situaba en 20 pesos por cada dólar y a mediados de 2022, el tipo de cambio se ubica por encima de los 130 pesos por dólar (ver Figura 21). Esta falta de previsibilidad aumenta el riesgo del inversionista limitando la posibilidad de ejecutar proyectos productivos en el país.

Una fuerte barrera hallada para la concreción de proyectos que impliquen la instalación de plantas de biogás en la Argentina es la falta tanto de subsidios del sector público como de financiamiento desde el sector privado que otorguen créditos a baja tasa y a largo plazo para poder amortizar este tipo de proyectos. En la situación económica actual, no se avizoran nuevos programas de subsidios para este tipo de proyectos y el financiamiento del sector privado encuentra mejores alternativas en otros países.

Figura 20: Variaciones interanuales del Nivel general del IPC - Junio 2022 - Total nacional
 Fuente: INDEC, Dirección Nacional de Estadísticas de Precios, Dirección de Índices de Precios de Consumo.

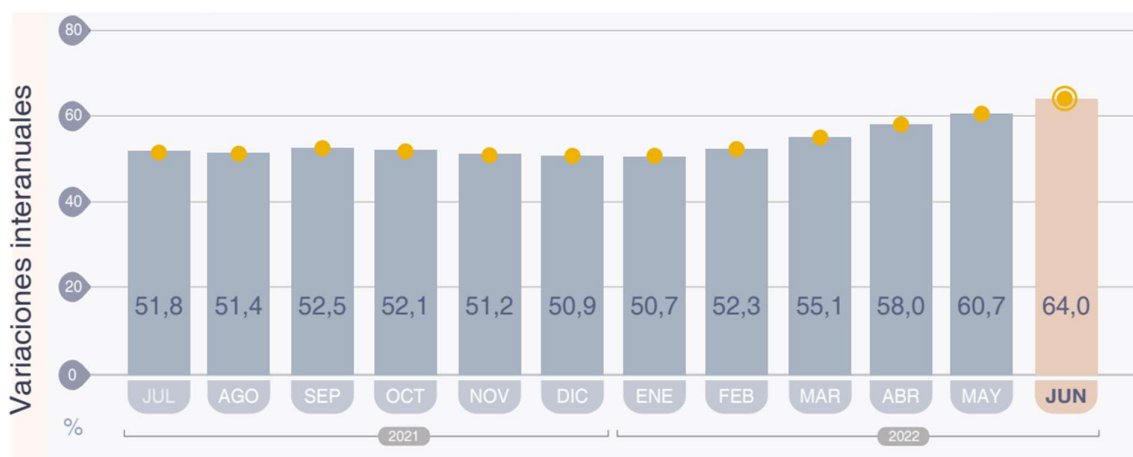
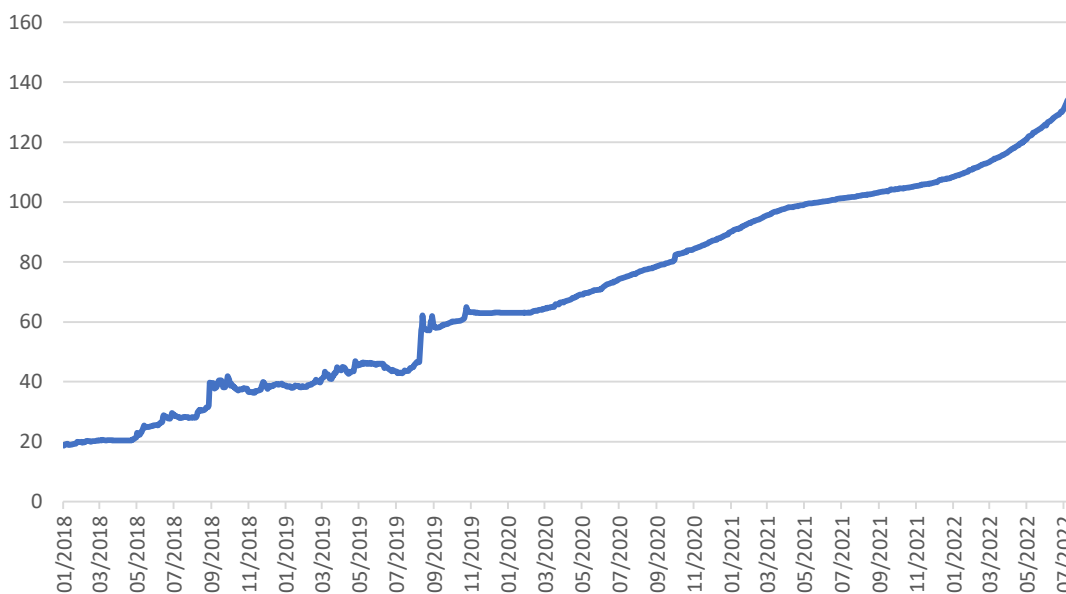


Figura 21: Tipo de Cambio Minorista (\$ por US\$) Comunicación B 9791 – Promedio. Fuente: Banco Central de la República Argentina (2022) http://www.bcra.gov.ar/PublicacionesEstadisticas/Principales_variables_datos.asp



7.1.2 TÉCNICAS

Las barreras del tipo técnico se presentan inicialmente desde la complejidad de mantener un sistema biológico en condiciones determinadas y estables a lo largo del tiempo para lograr alcanzar una producción mantenida de biogás. En esta región, los meses invernales de bajas temperaturas medias (abril/septiembre) obligan a diseñar reactores con mayores necesidades de aislamiento térmico comparado con las necesidades de aislamiento de climas más cálidos, sumando costos a la inversión inicial. A su vez, es necesario el aporte de energía en forma de calor para mantener la temperatura del reactor en el rango de trabajo definido. Este aporte de calor generado (ya sea por combustión del biogás producido o por recuperación del calor cogenerado) limita la cantidad de energía disponible para aprovechamiento en otro uso que podrían producir beneficios económicos al proyecto.

Una dificultad observada en general para la región es la insuficiencia de volumen de residuos producidos en establecimientos pecuarios que justifiquen, por sí solos, proyectos de generación de energía eléctrica (con posibilidad de recuperación de calor) con potencias de 0,5 MW o superiores, o que puedan acceder a beneficios relacionados a la generación renovable o a la reducción de emisiones de efecto invernadero. Considerando los potenciales máximos del Departamento Confluencia en cuanto a generación de energía eléctrica (potencia de 1,3 MW) y sobre el ahorro de emisiones (64754 tCO₂eq o 0,065 MtCO₂eq), obliga a considerar asociación de productores pecuarios (y/o con productores agrarios que aporten biomasa para el incremento del potencial) para concretar proyecto con financiamiento del estado, como los que se realizaron en el Programa RENOVAR.

Se identificó que en su mayoría los productores pecuarios del Departamento Confluencia son de escala familiar para las cuales la finalidad de la instalación de una planta de biogás perseguirá el tratamiento de residuos y generación de biogás para autoconsumo, especialmente para la cocción de alimentos

Es limitada la cantidad de animales que tienen un período de estabulado en la que se pueda realizar un manejo adecuado del estiércol. Los animales criados a campo no presentan posibilidad de recuperación de estiércol. A su vez, en los establecimientos en los que los animales presentan algún tiempo de estabulado, el potencial de producción de biogás se ve disminuido por el tipo de piso de las instalaciones (no permite separar el estiércol fresco) y la inexistencia de establos total o parcialmente techados (en épocas de lluvia se licuan los residuos recuperados).

El estiércol de gallina es el principal residuo pecuario en la región. Su procesamiento es técnica y económicamente más complejo que el resto de los estiércoles. Por un lado, su utilización requiere una línea de pretratamiento del residuo con el objeto de reducir el contenido de material inerte, carbonato y plumas para evitar que se produzcan problemas de sedimentación en los reactores y minimizar las horas fuera de servicio del sistema. Por otra parte, si bien este residuo avícola tiene características que lo hacen favorables para ser tratado por digestión anaeróbica, la presencia de ciertos compuestos como el nitrógeno amoniacal, pH alcalino, Sodio y Cinc puede producir la inhibición del proceso, conduciendo a desestimar la aplicación de esta tecnología (Bres, 2019). La codigestión del estiércol de gallinas con otro residuo agropecuario de la región puede plantearse como alternativa para no solo mejorar el proceso anaeróbico, sino que también representa una alternativa de tratamiento de dos residuos que podrían ser utilizados como recursos energéticos.

Existe una escasa oferta de empresas de tecnología que se dediquen a la instalación de plantas de producción de biogás en Argentina. A su vez, el equipamiento a instalar (motogeneradores, equipos de cogeneración, motores, agitadores, entre otros) es principalmente de origen extranjero, importado por firmas con representación en el país. Esta realidad genera incremento de los costos de inversión y mantenimiento, y ocasiona demoras en la provisión del equipamiento por importación. Sobre este punto es de remarcar la necesidad de fomentar la industria nacional para la generación de equipamiento nacional ajustado a los actuales requerimientos tecnológicos para esta industria.

También se identificó como una barrera la falta de acompañamiento técnico al productor pecuario para implementar mejoras en la gestión del estiércol (Ejarque, 2019) y para analizar alternativas tecnológicas referidas a la producción de biogás en diferentes escalas y sus potenciales aprovechamientos.

En referencia a la gestión del digerido, una barrera tecnológica identificada son las reducidas áreas en las que puede hacerse aprovechamiento agrícola en la región y las distancias entre las localidades que nuclea las actividades agropecuarias.

Finalmente se identificó como barrera técnica la ausencia de datos actualizados y sistematizados (a nivel nacional) sobre plantas de biogás existentes. Esto limita el análisis de alternativas de gestión de residuos pecuarios sobre una base sólida de información. La información está dispersa y disponible por medio de contactos personales, conocimiento de establecimiento en particular, difusión digital de información puntual, entre otros.

7.1.3 LEGALES

A nivel nacional existe un marco normativo de referencia para proyectos de producción de biogás a partir de residuos pecuarios. Las principales leyes aplicables son las siguientes:

- Ley 27424: Régimen de fomento a la generación distribuida de energía renovable integrada a la red eléctrica pública.
- Ley 27191: Modificación del régimen de fomento nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica.
- Ley 26190: Régimen de fomento nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica.
- Ley 26093: Régimen de regulación y promoción para la producción y uso sustentables de biocombustibles.
- Ley 25675: Ley general del ambiente.
- Ley 24051: Residuos peligrosos.

A nivel provincial, la Ley 3006 fija las políticas y establece las condiciones administrativas, contractuales, técnicas y económicas para la conexión a las redes de distribución de energía eléctrica, en media y baja tensión, de las instalaciones de producción de energía eléctrica de origen renovable, para fomentar el autoconsumo. Asimismo, esta norma provincial busca promocionar las inversiones en investigación y desarrollo, fabricación de equipos y generación de energía eléctrica, a partir del uso de fuentes renovables.

La Ley 3297 de Neuquén adhiere a la Ley nacional 27424 para el fomento a la generación distribuida energía renovable integrada a la red eléctrica pública.

Si bien existe un marco para el fomento de las energías renovables (como el biogás) y de generación distribuida, que la provincia de Neuquén adopta, no se ha logrado aplicar con proyectos concretos de biogás en la región.

Con respecto a la generación distribuida, la capital neuquina es el primer y único municipio de la provincia en poner en práctica la Ley 27424 para la Generación Distribuida a partir de la aprobación de la Disposición 64/21.

Como barrera se identifica que la provincia de Neuquén no tiene un marco regulatorio con cuestiones técnicas y tarifarias para la ley de generación distribuida, en donde se defina que autoridad de aplicación es la que controlará el cumplimiento de los beneficios de la ley. Por lo tanto, al tener en cada municipio una distribuidora de energía eléctrica, es complejo y extenso en el tiempo que cada municipio cree su propia ordenanza al respecto.

En referencia al uso del digerido, la Resolución 19 de 2019 de la Secretaría de Gobierno de Ambiente y Desarrollo Sustentable marca la norma técnica para la aplicación agrícola de digerido proveniente de plantas de digestión anaeróbica. En esta norma se establece que debido a que las propiedades intrínsecas del digerido (contenido de nutrientes, etc.) lo hacen potencialmente benéfico para suelos y cultivos, se busca promover su valorización agronómica. Para ello, fija criterios generales y establece

requisitos mínimos que debe cumplir el digerido proveniente de plantas de digestión anaeróbica, a efectos de asegurar que su aplicación agrícola sea sustentable.

En lo referente a las barreras legales para la utilización del digerido se identifica principalmente desconocimiento del marco regulatorio por parte de los veterinarios que atienden la producción de los establecimientos visitados y por los propios titulares de los establecimientos. Por otro lado, existe una superposición de legislación referida al aprovechamiento del digerido entre Ministerio de Agricultura, Ganadería y Pesca (MAGyP), el Instituto Nacional de Tecnología Agropecuaria (INTA) y en vinculación al proyecto DiBiCoo (Digital Biogás Cooperation) del Programa Internacional de la Unión Europea H2020.

7.1.4 POLÍTICO INSTITUCIONALES

Existe dificultad en implementar estrategias energéticas coordinadas por parte de la Secretaría de Energía de la Nación con otros sectores en búsqueda de una política general de desarrollo. Actualmente no existe (o no se logra percibir) un Plan Energético, ni una planificación energética clara para el país. Se pueden ver la elaboración de Escenarios Energéticos (2030) y lineamientos para el plan energético argentino, elaborados por parte de la secretaria de Energía. El foco principal está puesto en cambiar la realidad energética y económica del país mediante la producción de gas y petróleo no convencional a partir de la explotación de la formación Vaca Muerta. A partir de allí, se presenta como barrera, la falta de programas robustos, vigentes y constantes para asignar incentivos a la generación de energía mediante recursos renovables, específicamente a partir de biomasa.

Se visualiza que la implementación de programas nacionales de fomento (como el Plan Renovar/GENREN/PREMER), ha generado un impacto positivo en el desarrollo de tecnologías de tratamiento de residuos pecuarios orientados en la obtención de subproductos, como la generación del biogás y del digerido (FAO, 2019c). La barrera identificada se presenta en que este tipo de programas es que solo permiten la inscripción de un proyecto en un período de convocatoria determinado, pasando años entre una convocatoria y la siguiente.

Otra barrera identificada es el enfoque de los programas nacionales de fomento de energía renovables. Por un lado, están enfocados en grandes productores (el Plan Renovar limita potencias superiores a 0,5 MW), cuestión por la cual quedan afuera los proyectos de menor escala. Por otro lado, los programas han impulsado mayoritariamente la generación eléctrica de fuente solar y eólica, por sobre la de biomasa. Si se consideran los proyectos de biomasa con generación de biogás por aprovechamiento de residuos, su desarrollo ha sido marcadamente menor.

A nivel Provincial existen proyectos de energía renovable impulsados por la Agencia de Inversiones del Neuquén. La Figura 22 muestra los proyectos de generación eólica (Vientos Neuquinos, Loma Jarillosa, Picún Luefú, La Americana, Los Pocillos, Cerro Senillosa, Añelo I y II), de Generación Geotérmica (Copahue), generación con micro centrales hidráulicas (Colo Michi Co, Los guiones, Butalón Norte y Nahueve). A nivel municipal, Cutral Co cuenta con un proyecto para la instalación de un parque solar fotovoltaico en su parque tecnológico. Sin embargo, no se registró la existencia de programas a nivel provincial o municipal para la promoción de generación de energía renovable a partir de biomasa, menos aún para el aprovechamiento de residuos pecuarios o agrícolas.

En referencia al digerido, existe un gran interés en poder implementar su comercialización, ya que al momento no forman parte de la ecuación económica de los establecimientos pecuarios de la región y son un foco de contaminación puntual de suelos y agua subterránea. En este sentido, se evidencia que existe la necesidad de un acompañamiento de políticas públicas que permitan el crecimiento

tecnológico y el desarrollo de este nuevo mercado (no solo en la región, sino en nuestro país) en un contexto de economía circular.

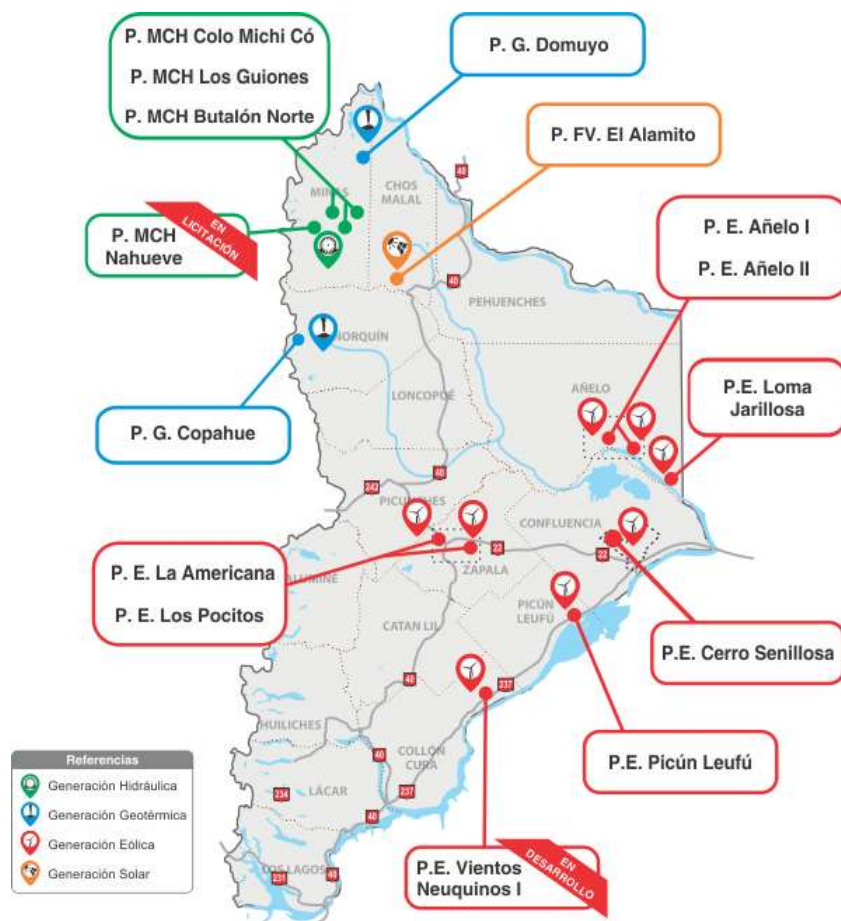
7.1.5 SOCIOCULTURALES

Es incipiente involucramiento de la sociedad en la protección del ambiente y el ejercicio de su derecho en gozar de un ambiente sano en la región. Los beneficios de una producción verde no son predominantes en la libre elección de productos por parte de los consumidores, es por esto por lo que los productores no tienen señales de mercado que los impulsen a desarrollar productos desde un modelo basado en economía circular. Por otra parte, resultan mínimas las exigencias de los organismos de control hacia los productores pecuarios en referencia al cumplimiento de lo establecido en la legislación para el tratamiento de residuos pecuarios y minimización del impacto ambiental.

Ejarque (2019) identificó como principales barreras para la gestión de residuos pecuarios en esta región: falta de información de los productores, falta de asesoramiento técnico y ausencia de mano de obra calificada para realizarla.

Como barrera también se identifica la falta de recursos humanos y técnicos para la gestión y monitoreo de proyectos de biodigestión anaeróbica. A diferencia de otras regiones, la Patagonia no cuenta con tantas experiencias en biodigestión anaeróbica ni de generación distribuida, por lo que deben buscarse los recursos técnicos y humanos capaces de brindar asistencia a un proceso que involucra capacidades de diferentes disciplinas y gestionarse el conocimiento para generar capacidades instaladas a nivel regional (Zanovello, 2017).

Figura 22: Proyectos de Energía Renovable en la Provincia de Neuquén. Fuente: AIDIS, 2021.



7.2 BARRERAS ESPECÍFICAS PARA EL PROYECTO DE PRODUCCIÓN DE BIOGÁS EN EL PRINCIPAL ESTABLECIMIENTO PECUARIO DE LA REGIÓN

En referencia a las barreras específicas identificadas para el proyecto de central de cogeneración a partir del biogás producido por la digestión anaeróbica de los residuos pecuarios de Granja El Amanecer, se mencionan:

- La inversión inicial (con equipamiento importado a precios internacionales) y las actuales tarifas subsidiadas de energía eléctrica hacen imposible de amortizar el proyecto sin la incorporación de las externalidades al flujo de caja.
- No se identificaron líneas de crédito existentes para el desarrollo de este tipo de proyectos en la provincia. La totalidad de la inversión debería afrontarse con capital propio del titular del establecimiento.
- En referencia al diseño preliminar, el caudal analizado es una estimación con los datos aportados en las visitas, por lo que no está claramente determinado el caudal real del efluente generado ni su curva con variaciones estacionales.
- La imposibilidad de acceder directamente a una fuente de agua dulce y la alternativa actual de abastecerse de agua industrial con alto contenido salino puede limitar las alternativas de aprovechamiento del digerido. Por otro lado, la limitante del recurso hídrico imposibilita la radicación (en las proximidades) de emprendimientos agrícolas para producción de sustratos que incrementen el potencial de generación de biogás y permitan el aprovechamiento del digerido.
- Las distancias a otros centros agrícolas y la inexistencia en la integración de productores de la región impiden tanto la compra de biomasa para una codigestión, como la comercialización del digerido.
- Si bien se identifica al establecimiento como generador de reclamos por parte de la población por malos olores, también es considerado un generador de empleo genuino en la comunidad. Desde los organismos municipales y provinciales no se le han dado alternativas para la gestión de residuos pecuarios y no se han planteado programas de desarrollo productivo para este tipo de proyectos.
- La alternativa de venta del excedente de la energía eléctrica generada debe ir acompañada de una fuerte gestión municipal y provincial estableciendo acuerdos claros entre las partes tanto para definir los requerimientos técnicos para el usuario generador como para acordar precios de venta de la energía eléctrica.

8. DISCUSIÓN Y CONCLUSIÓN

La mayoría de los productores pecuarios del Departamento Confluencia son productores familiares, que cuentan con una baja cantidad de animales en su mayoría criados a campo. El potencial de producción de biogás puede satisfacer las necesidades de cocción de alimentos y agua caliente sanitaria, pero se debe trabajar en el estabulado de los animales, al menos en parte de su ciclo de vida. Los proyectos en este sentido toman relevancia si se tiene en cuenta que existen productores en zonas sin acceso a red de gas natural.

Las distancias entre las principales localidades limitan la alternativa de centralizar el estiércol de la totalidad de los establecimientos en una sola instalación de producción de biogás exclusiva para tipo de materia prima. Dada la concentración de productores pecuarios (avícolas y uno porcino) en la zona de Plottier, allí la asociación de productores puede ser una alternativa para el aprovechamiento de biogás.

A partir del relevamiento de las existencias ganaderas de los establecimientos pecuarios del Departamento Confluencia se identificó que los establecimientos con mayor número de animales, con características de cría en establos y con mayor potencial de producción de biogás, son los establecimientos productores de aves y porcinos.

La disponibilidad potencial de estiércol del Departamento Confluencia se estableció en 285891 kg/día y la producción potencial máxima de biogás es de un volumen diario de 18127 m³/día.

Dada la cercanía de la zona de estudio con el Alto Valle de Río Negro, el orujo de fruta (residuo orgánico proveniente de la molienda de manzana, pera, vid) generado en la producción de caldos de sidra, jugos y jugos concentrados puede considerarse como una posibilidad concreta para la codigestión con estiércoles. En el Alto Valle se producen aproximadamente 100.000 Tn anuales de orujo de manzana, el cual sino es tratado adecuadamente (al igual que los residuos pecuarios) origina impactos negativos en el ambiente (Bartucci et al, 2019). A futuro pueden realizarse estudios adicionales para evaluar la codigestión del orujo de manzana con el estiércol porcino como alternativa de aprovechamiento energético, como mejora del rendimiento de biogás y como tratamiento de estos residuos en la región.

En referencia al potencial ahorro de emisiones de GEI, la reducción potencial máxima teórica estimada anual para el sector pecuario del Departamento Confluencia alcanza los 64754 tCO₂eq (0,065 MtCO₂eq). Esto representa el 1,3% de las emisiones de GEI asociadas a la gestión de estiércol en Argentina y el 0,018% (18 por mil) de las emisiones totales del país.

A escala familiar, se identificó que la tecnología de producción de biogás que presenta mayores beneficios para su implementación en la región es la de biodigestores tubulares, semienterrados, de flujo horizontal y con adaptaciones de bajo costo para climas fríos (utilizar colores oscuros en el material del que está hecho el biodigestor, utilizar aislante en paredes y suelo de zanja y construcción de invernadero) para conservar la temperatura y evitar caída de producción de biogás.

Para grandes establecimientos pecuarios, la tecnología clásica de reactor de tanque agitado continuo, termófilo, de mezcla completa con calentamiento es la identificada como más apropiada para su instalación en el Departamento Confluencia.

El potencial de biogás producido (18127 m³/día) tiene asociado un potencial de generación de energía eléctrica de 31178 kW/día con una potencia teórica máxima de 1,3 MW. En cuanto al aprovechamiento de este potencial eléctrico, si se considera que el consumo promedio de un hogar en Argentina es de 200 kWh/mes, en el Departamento Confluencia se podría abastecer de electricidad a aproximadamente 4677 hogares.

Paralelamente a la comparativa de aprovechamiento eléctrico, el potencial de biogás producido teóricamente permitiría sustituir el consumo actual de Gas Natural a 1378 hogares o 848 comercios e industrias, considerando consumos promedio de 258 m³/mes y 419 m³/mes respectivamente. En referencia al consumo de biogás para satisfacer las necesidades energéticas de cocción, iluminación y refrigeración de alimentos para una familia rural (consumo promedio 5 m³/día), la producción teórica permitiría abastecer a 3589 hogares rurales.

Para potenciar en la región el desarrollo de proyectos de generación eléctrica (o cogeneración) a partir de biogás proveniente de residuos pecuarios se deben considerar las externalidades positivas que son comunes para cualquier proyecto de biogás: multiplicador de empleo, multiplicador de inversión componente nacional, impuestos derivados, reserva de potencia y sobrecosto de emisiones. La sumatoria de la valorización de estas externalidades positivas se sitúa en 139,15 USD/MWh. Adicionalmente, para cada tipo de proyecto con utilización de residuos pecuarios deben valorizarse las externalidades positivas relacionadas al ahorro de emisiones por cogeneración y por ahorro de emisiones por utilización de residuos. Las externalidades para proyectos de centrales de biogás que utilizan estiércol de cerdos (considerando una disponibilidad del 85%) se valorizaron en un rango que tiene un mínimo de 147,32 USD/MWh y un máximo de 161,72 USD/MWh.

El mayor establecimiento de producción pecuaria instalado en el Departamento Confluencia es el establecimiento de producción porcina Granja El Amanecer SRL con capacidad para 20000 animales. Sobre este se realizó el análisis de la rentabilidad de un proyecto de producción de biogás basado en el diseño de Burdiles (2021) de una central de cogeneración a partir del biogás producido por la digestión anaeróbica sus residuos pecuarios.

Se caracterizó el efluente generado en el establecimiento, se ajustaron los parámetros del proceso de biodigestión y se determinó que la producción diaria de biogás puede alcanzar los 2010 m³ (35°C,1atm), con un 67% de metano. En cuanto a los rendimientos, se espera una generación anual de energía eléctrica de 1750 MWh y una generación térmica anual de 2003 MWh (el calor recuperado se aprovecha en su totalidad para calefacción de los biorreactores). En referencia al ahorro de emisiones de GEI, este establecimiento alcanzaría las 6291 tCO₂eq.

El análisis económico para el proyecto de producción de biogás en Granja El Amanecer se realizó considerando 3 alternativas: 1ra Generación de electricidad para autoconsumo, 2da Generación de electricidad para autoconsumo y venta de energía eléctrica excedente, y 3ra Generación de electricidad para autoconsumo y venta de energía eléctrica excedente con reconocimiento de externalidades. Tanto la 1ra como la 2da alternativa no pueden ser consideradas una posibilidad real ya que presentan VAN y TIR negativos. Si en la 3ra alternativa se incluye el reconocimiento de 149,54 USD/MWh en concepto de externalidades positivas propias para este proyecto, el resultado arroja una TIR y un VAN interesantes para el inversor, pero el precio de la electricidad excedería el valor de referencia (promedio ponderado y máximo) para proyectos de biogás en la última Ronda 2 de RENOVAR.

Del análisis de sensibilidad de la 2da alternativa se observa que, si el precio de venta de la electricidad alcanza los 165,95 USD/MWh, se iguala la tasa del 8% exigida al capital y se genera una condición de indiferencia en el costo de oportunidad para el inversor. Con precios de electricidad mayores, la alternativa de autoconsumo de energía eléctrica y venta de excedente se tornan más interesantes para el inversor. Sobre la sensibilidad de la 3ra alternativa se determinó que si el reconocimiento de externalidades alcanza al menos un valor de \$54,34 USD/MWh (en concepto de ahorro de emisiones por utilización de residuos, ahorro de emisiones por cogeneración, reserva de potencia, sobrecosto de emisiones e impuestos derivados) se obtiene una TIR prácticamente igual a la exigida al capital, un VAN leve positivo y un precio de electricidad de \$172 USD/MWh. En esa condición, el inversor estaría ante un proyecto posible de ejecutar.

Las políticas energéticas que pretendan incrementar la producción de biogás en la región, como aporte a la diversificación de la matriz energética nacional, deberán articular acciones para sortear las barreras identificadas de índole económicas, técnicas, legales, político institucionales y socioculturales.

Las barreras económicas identificadas principalmente son: dificultad de asignarles un valor monetario a las externalidades positivas para incluirlas en el flujo de fondos, altos costos en la inversión inicial, falta de previsibilidad de la economía de Argentina para que inversores asignen capital, ausencia de subsidios y créditos a baja tasa y a largo plazo.

Como barreras técnicas se identificaron como principales: bajo volumen de residuos en establecimientos pecuarios, productores familiares que su mayoría no cuentan con instalaciones que permitan la recolección del estiércol, y equipamiento de origen extranjero (motogeneradores, equipos de cogeneración, motores, agitadores, entre otros).

En referencia a barreras legales, se identifica que la provincia de Neuquén no tiene un marco regulatorio con cuestiones técnicas y tarifarias para la ley de generación distribuida, en donde se defina la autoridad de aplicación que va a controlar que se cumplan los beneficios de la ley. Por lo tanto, al tener en cada municipio una distribuidora de energía eléctrica, es complejo y extenso en el tiempo que cada municipio cree su propia ordenanza al respecto.

Como barrera político institucional se identificó la falta de programas robustos, vigentes y constantes para asignar incentivos a la generación de energía mediante recursos renovables, específicamente a partir de biomasa. Los programas desarrollados (como el RENOVAR) solo permiten la inscripción de un proyecto en un período de convocatoria determinado, pasando años entre una convocatoria y la siguiente, y están enfocados a grandes productores pecuarios (limitado a potencias superiores a 0,5 MW), cuestión por la cual quedan afuera los proyectos de menor escala.

Desde el aspecto sociocultural se identificó como barreras para el aprovechamiento energético de residuos pecuarios en esta región: falta de información de los productores, falta de asesoramiento técnico y ausencia de mano de obra calificada para realizarla.

Se concluye que la producción de biogás como aprovechamiento de la biomasa residual de establecimientos pecuarios en el Departamento Confluencia es una alternativa técnicamente viable. Simultáneamente presenta el beneficio de ser una alternativa real para el tratamiento de los residuos pecuarios que actualmente provocan contaminación de suelos y aguas, minimiza las emisiones de metano y genera un biofertilizante con potencial valor económico. De esta manera, los proyectos de biogás a partir de residuos pecuarios deben considerarse como proyectos que convierten pasivos ambientales en activos energéticos.

Para que estos proyectos resulten económicamente posibles, no solo se deben evaluar desde la perspectiva de la producción energética, sino que resulta necesario y fundamental incluir la valorización de las externalidades positivas en cuanto al desarrollo local y ambiental, permitiendo así su fomento y justificando su desarrollo.

9. BIBLIOGRAFÍA

- **AIDIS (2021)** Agencia de Inversiones del Neuquén. Sector Energético. Proyectos Energía Renovable. <http://www.web.adinqn.gov.ar/sectores/energeticos/>
- **Barrera Cardoso, E. L., Odales Bernal, L., Carabeo Pérez, A., Alba Reyes, Y., & Orestes, F. (2020)** Recopilación de aspectos teóricos sobre las tecnologías de producción de biogás a escala rural. *Tecnología Química*, 40(2), 303-321.
- **Bartucci, S.L., Beilyc, M. E., Bresc, P. A., Gatti, M. N., & Laosa, F. (2019)** Caracterización de orujos de manzana de jugueras y sidreras del Alto Valle de Río Negro y Neuquén para su valorización energética. AA2019 IV Congreso Nacional de Ciencia y Tecnología Ambiental. Florencio Varela, Argentina. 2 al 5 de Diciembre de 2019.
- **Bartucci, S. L., Barrionuevo, M. E., Ejarque, M., & Zanovello, L. (2020)** Estimación del aprovechamiento potencial de los residuos pecuarios mediante digestión anaeróbica en un valle norpatagónico. *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente* 24: 280-287 (2020).
- **BCRA (2022)** Banco Central de la República Argentina. Publicaciones y Estadísticas. Estadísticas. Principales Variables. Tipo de Cambio Minorista (\$ por US\$) Promedio. http://www.bcra.gob.ar/PublicacionesEstadisticas/Principales_variables_datos.asp
- **Beljansky, M., Katz, L., Alberio, P., & Barbarán, G., (2018)** Escenarios Energéticos Argentina 2040. Coincidencias y divergencias sobre el futuro de la energía en Argentina. Edición Literaria: Luciano Caratori Co-Editores: Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética (UBA), Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA), Fundación AVINA, Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo, Secretaría de Gobierno de Energía.
- **Bernal Calderón, M.P., Alburquerque Méndez, J.A., Bustamante Muñoz, M.A., Albiach Vila, R.A., Bonmati Blasi, A., & Moral Herrero, R., (2014)** "Residuo a recurso. El camino hacia la sostenibilidad". Uso agrícola de materiales digeridos: Situación actual y perspectivas de futuro. Madrid. Ediciones Mundi-Prensa
- **BGA Energía Sustentable (2022)** Biogás. Productos. <http://bgaenergia.com.ar/productos.html>
- **Biosoluciones (2022)** Servicios Bio. Tratamiento de materia orgánica. Biodigestores. <https://biosoluciones.com.ar/biodigestores/>
- **Brutti, L., Beltran, M., & Garcia de Salome, I., (2018)** Biorremediación de los recursos naturales. 1a Edición. Ediciones INTA. Instituto de Suelos, Centro de Investigación de Recursos Naturales. Hurlingham, Buenos Aires
- **Bres, P (2019)** Optimización de la digestión anaeróbica del guano de aves ponedoras. Trabajo de Tesis para optar por el título de Doctor en Ciencia y Tecnología Mención Química. Universidad Nacional de San Martín. Instituto de Investigación e Ingeniería Ambiental.
- **BUN-CA (2002)** Manuales sobre energía renovable: Biomasa. Biomass Users Network (BUN-CA). 1 ed. San José, C.R.
- **Burdiles, A (2021)** Proyecto Final de Grado. Aprovechamiento Energético del Purín de Cerdo. Escuela de Producción, Tecnología y Medio Ambiente. Universidad Nacional de Río Negro.
- **CAMMESA (2021)** Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico SA. Informes y Estadísticas. Energías Renovables. Base de Datos de Energía Generada. Agosto 2021. <https://cammesaweb.cammesa.com/erenovables/>
- **COPADE (2021)** Diagnostico Integral de Acceso a Servicios y Equipamientos. Marzo de 2021. Secretaría de Planificación y Acción para el Desarrollo. Provincia de Neuquén.
- **Costantini, A. O., Pérez, M. G., Busto, M., González, F., Cosentino, V. R. N., Romaniuk, R. I. & Taboada, M. A. (2018)** Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en la Producción Ganadera. Editorial Asociación Argentina para el Progreso de las Ciencias. Revista Ciencia e Investigación. Tomo 68 N°5.
- **Dirección Provincial de Estadísticas y Censos de la Provincia de Neuquén (2022)** Información Municipal Básica. Población total por censo y tasa media anual de crecimiento según municipio y categoría del mismo. Censos 1970, 1980, 1991, 2001 y 2010.

- **Disposición N° 064 (2021)** Dirección General del Servicio Eléctrico. Municipalidad de Neuquén. Autoriza el Precio de Inyección de Generación Distribuida propuesto por la Cooperativa CALF. 30 de agosto de 2021.
- **DNEyPE (2019)** Escenarios Energéticos 2030. Dirección Nacional de Escenarios y Planeamiento Energético. Subsecretaría de Planeamiento Energético. Noviembre de 2019.
- **Dupuis, I (2016)** Dimensiones territoriales y propuesta metodológica para las problemáticas de los residuos agrarios. XXI Coloquio de Historia Canario-Americana (2014), XXI-065.
- **Eco Management (2022)** Servicios. Bioenergías – Biogás.
<https://www.ecomgmt.com.ar/home>
- **Ejarque, M. Barrionuevo, M. E., Zanovello, L., & Bartucci, S. L. (2019)** Prácticas y usos de los residuos pecuarios de productores familiares en un valle de la Patagonia argentina. Ambiente y Desarrollo 23 (44): 15 p.
- **ENARGAS (2021)** Informe provincial. Provincia de Neuquén. Evolución del servicio público de gas natural por redes. Noviembre 2021.
- **ENRE (2021)** Uso eficiente y seguro. Consumo eficiente. Consumo básico.
<https://www.argentina.gob.ar/enre/uso-eficiente-y-seguro/consumo-basico-electrodomesticos>
- **FAO (2019a)** Guía teórico-práctica sobre el biogás y los biodigestores. Colección Documentos Técnicos N° 12. Buenos Aires.
- **FAO (2019b)** Modelo de negocio de aprovechamiento energético de biogás en criaderos de cerdos. Colección Informes Técnicos N° 5. Buenos Aires.
- **FAO (2019c)** Relevamiento Nacional de Biodigestores. Relevamiento de plantas de biodigestión anaeróbica con aprovechamiento energético térmico y eléctrico. Colección Documentos Técnicos N° 6.
- **FAO (2020a)** Valorización de externalidades de proyectos con biomasa seca y biogás. Colección Documentos Técnicos N° 12. Buenos Aires.
- **FAO (2020b)** Guía para realizar estudios de impacto ambiental de proyectos bioenergéticos. Colección Documentos Técnicos N° 20. Buenos Aires.
- **FAO (2020c)** Lecciones aprendidas en proyectos de biomasa y biogás en la Argentina. Colección Informes Técnicos N° 8. Buenos Aires.
- **Fedailaine, M., Moussi, K., Khitous, M., Abada, S., Saber, M. & Tirichine, N. (2015)** Modeling of the Anaerobic Digestion of Organic Waste for Biogas Production. Procedia Computer Science. Volume 52. Pages 730-737
- **Girardin, L (2018)** Energía y cambio climático: Desafíos para un desarrollo bajo en carbono. Revista Ciencia e Investigación. Tomo 68 N°5.
- **Gruber, S., Hilbert, J. A. & Sheimberg, S., (2010)** Una planta de biogás en base de estiércol animal en mezcla de silaje forrajeras de maíz en el marco agropecuario argentino. INTA.
- **Martí Herrero, J (2019)** Biodigestores Tubulares: Guía de Diseño y Manual de Instalación. Redbiolac. Ecuador.
- **Hilbert, J. A., (2011)** Manual para la producción de biogás. Instituto de Ingeniería Rural. INTA. Castelar.
- **Hilbert, J. A., Carballo, S. M., Manosalva, J. A., Michard, N. J., Galbusera, S., & Schein, L. (2018)** Análisis de Emisiones Producción de Biogás Bioeléctrica. INTA.
- **IDAE (2007)** Biomasa: Digestores anaerobios. Dirección técnica: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. Elaboración técnica BESEL, SA. (Departamento de Energía). ISBN-13: 978-84-96680-21-0. Madrid.
- **INDEC (2022)** Informes técnicos. Vol. 6, N° 129. Índices de precios. Vol. 6, N° 21. Índice de precios al consumidor. Cobertura nacional. Junio de 2022. Instituto Nacional de Estadística y Censos.
- **Ley de la Provincia de Neuquén 1875 (1990)** Ley de Ambiente. 21 de diciembre de 1990.

- **Ley de la Provincia de Neuquén 2267 (1998)** Modifica el Texto de la Ley 1875. 16 de diciembre de 1998.
- **Ley de la provincia de Neuquén 3006 (2016)** Políticas y condiciones para la conexión a las redes de distribución de energía eléctrica de las instalaciones de producción de energía eléctrica de origen renovable. 25 de julio de 2016.
- **Ley de la provincia de Neuquén 3297 (2021)** Adhesión a la Ley Nacional 27424 - Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública - y su normativa complementaria. 10 de septiembre de 2021.
- **Ley Nacional 24051 (1991)** Residuos peligrosos. 8 de enero de 1992.
- **Ley Nacional 25675 (2002)** Ley general del ambiente. 27 de noviembre de 2002.
- **Ley Nacional 26190 (2006)** Régimen de fomento nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica. 27 de diciembre de 2006.
- **Ley Nacional 26093 (2006)** Régimen de regulación y promoción para la producción y uso sustentables de biocombustibles. 12 de mayo de 2006.
- **Ley Nacional 27191 (2015)** Modificaciones del régimen de fomento nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica. 15 de octubre de 2015.
- **Ley Nacional 27424 (2017)** Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública. 27 de diciembre de 2017.
- **Lilo, M (2021)** Los residuos orgánicos de las bodegas en San Patricio del Chañar de la provincia de Neuquén, Argentina desde la perspectiva del desarrollo sostenible. Tesis para optar por el grado académico de Magister en Desarrollo Humano. FLACSO Argentina.
- **Marradi A., Achenti, N. & Piovani, J. I. (2007).** Metodología de las ciencias sociales, Buenos Aires, Emecé Editores.
- **MAGyP (2021)** Informe anual de potencial de biogás - Porcinos. Coordinación de Bioenergía. Dirección Nacional de Bioeconomía. Ministerio de Agricultura, Ganadería y Pesca.
- **MAGyP (2021)** Informe técnico: Relevamiento de Producción de Digeridos de Plantas de Biogás en Argentina. Ministerio de Agricultura, Ganadería y Pesca, INTA, DiBiCoo.
- **MAyDS (2020)** Segunda Contribución Determinada a Nivel Nacional de la República Argentina. Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, República Argentina.
- **MAyDS (2021a)** Cuarto Informe Bienal de Actualización de Argentina a la Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático (CMNUCC). Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, República Argentina.
- **MAyDS (2021b)** Actualización de la meta de emisiones netas de Argentina al 2030. Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, República Argentina. Octubre de 2021.
- **Ministerio de Ambiente (2019)** Plan de acción nacional de agro y cambio climático. Versión 1 – 2019. PNUD.
- **Moreira Muzio, M (2019)** Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero: Argentina-2019. 1a ed. Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación.
- **Navarro Puyuelo, A., Reyer, I., Moral, A., Bimbela, F. & Gandía, L. M., (2017)** Rutas y retos para la valorización del Biogás. Bogotá, 14(1), 211-224.
- **Palomo, A (2017)** Proyecto Final de Carrera. Estudio de factibilidad de instalación de una planta de biogás en el establecimiento avícola “Ponedoras del Neuquén”. Escuela de Producción, Tecnología y Medio Ambiente. Universidad Nacional de Río Negro.
- **Pascual, A., Ruiz, B., Gómez, P., Flotats Ripoll, X., & Fernández García, B. (2011)** Situación y potencial de generación de biogás. Estudio Técnico PER 2011-2020. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. España. p. 104.
- **Pordomingo, A. (2003)** Gestión Ambiental en Feedlot. Guía de Buenas Prácticas. Ed. INTA, Argentina.

- **Resolución 19 (2019)** Secretaría de Gobierno de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación. Norma técnica para la aplicación agrícola de digerido proveniente de plantas de digestión anaeróbica. 24 de enero de 2019.
- **Resolución 447 (2019)** Secretaría de Gobierno de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación. Primer plan nacional de adaptación y mitigación al cambio climático - etapa de elaboración. 27 de noviembre de 2019.
- **Riavitz, L. P. & Rubino, J. M. (2019)**: Evaluación de proyectos. MEPEA. UNCo.
- **Rijter, G (2018)** Generación de empleo: Energías Renovables. Programa RenovAr y MATER.
- **Rinland, M.E., Locoli, G. & Gómez, M. A. (2018)** Biodegradación de residuos contaminantes provenientes de la actividad agropecuaria para la producción de biogás; en Biorremediación de los Recursos Naturales. Editores: Lucrecia Brutti – Marcelo Beltrán – Inés García de Salamone 2018.
- **Russell, C. S. & Powell P. T. (1996)** Choosing Environmental Policy Tools: Theoretical cautions and practical considerations. Washington DC. N.º ENV-102. Banco Interamericano de Desarrollo.
- **Salazar, M. S. G., Zambrano, S. P. I., Salabarría, J. A. L., & Villafuerte, C. R. D. (2019)** Evaluación de la producción de metano de vinazas mediante digestor anaerobio tipo batch. Revista Iberoamericana Ambiente & Sustentabilidad, 2(2), 79-88.
- **Secretaría de Energía (2020)** Guía para realizar estudios de Impacto ambiental de proyectos Bioenergéticos. Proyecto para la promoción de la energía derivada de biomasa (UTF/ARG/020/ARG)
- **SENASA (2020)** Sistema Integrado de Gestión de Sanidad Animal. Acceso a la Información Pública. Coordinación de Documentación e Información al Ciudadano. Respuesta Bajo Expediente EX-2020-54110394-APN-DGTYA#SENASA con fecha 24 de agosto de 2020.
- **SENASA (2021)** Sistema Integrado de Gestión de Sanidad Animal. Acceso a la Información Pública. Coordinación de Documentación e Información al Ciudadano. Respuesta Bajo Expediente EX-2021-91162689-APN-DGTYA#SENASA con fecha 20 de Julio de 2021.
- **Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación – SayDS (2015)** Tercera comunicación nacional de la República Argentina a la convención marco de las naciones unidas sobre el cambio climático. Buenos Aires.
- **Subsecretaría de Ambiente de la Provincia del Neuquén - SsA NQN (2019)** Informe de Gestión 2019. Subsecretaría de Ambiente. Secretaria de Desarrollo Territorial y Ambiente de la Provincia del Neuquén.
- **Taboada, M (2018)** El Cambio Climático y la Argentina. Estrategias de mitigación y de adaptación. Revista Ciencia e Investigación. Tomo 68 N°5.
- **Tecnored Energía (2022)** Especialidades. Bioenergía.
<http://www.tecnoredconsultores.com.ar/esp/bioenergia.html>
- **Varnero Moreno, M.T. (2011)** Manual de Biogás. Minenergía/PNUD/FAO/GEF. Editado por: “Chile: Remoción de Barreras para la Electrificación Rural con Energías Renovables”.
- **Zanovello, L (2017)** Informe de Generación de Energía a partir de Estiércol Vacuno mediante Biodigestión Anaeróbica. Comitente: Agencia de Desarrollo del Municipio de Río Colorado, provincia de Río Negro. Coordinador: Horacio Prieto.
- **Zorg Biogás (2022)** Tecnología. Tecnología CSTR clásica.
<https://zorg-biogas.com/es/tecnologia/cstr>

10. ANEXOS

10.1 ANEXO I: DETALLE DE INVERSIÓN BASADO DISEÑO DE BURDILES (2021)

OBRA CIVIL				
Código	Descripción	Unidades	Costo unitario	Costo total
D (*)	Digestor, 1493m ³ , hormigón armado, bajo tierra	2	325.000 US\$	650.000 US\$
TA (*)	Tanque de alimentación; 312 m ³ ; bajo tierra, hormigón armado	1	285.600 US\$	285.600 US\$

(*) El costo de los tanques incluye: excavación, carga y transporte del material proveniente de la excavación, armadura de hierro, encofrado, hormigonado, aislación y revestimiento en el caso de los digestores.

EQUIPOS				
Código	Descripción	Unidades	Costo Unitario	Costo Total
A-01/A-02	Agitador inclinado; 10 kW	2	15.000 US\$	30.000 US\$
BS-01	Bomba sumergible trituradora; 7,5 kW	1	8.000 US\$	8.000 US\$
B-02	Bomba centrífuga autocebante; 0,55 kW	2	517 US\$	1.034 US\$
B-03	Bomba centrífuga; 2,2 kW	1	436 US\$	436 US\$
S-01	Soplador biogás; 3 kW	1	1.853 US\$	3.706 US\$
S-02	Soplador aire; 0,25 kW	2	695 US\$	1.390 US\$
ANT	Antorcha; 160 m ³	1	10.075 US\$	10.075 US\$
VS	Válvula sobrepresión	2	3.301 US\$	6.602 US\$
ANG	Analizador de gases	2	17.372 US\$	34.744 US\$
IC	Intercambiador de calor; 4m ²	1	23.000 US\$	23.000 US\$
GA	Gasómetro doble membrana integrado; 450m ³	2	30.574 US\$	61.148 US\$
E	Enfriador de biogás; 200m ³ /h	1	33.000 US\$	33.000 US\$
G-E/T	Módulo de cogeneración; 230 kW	1	282000 US\$	282000 US\$
LAB	Laboratorio (pH, SV, ST, FOS/TAC)	1	31.000 US\$	31.000 US\$

TUBERIAS Y ACCESORIOS				
Código	Descripción	Unidades	Costo Unitario	Costo total
	Tubería PEAD, DN 75	10 m	10 US\$/m	100 US\$
	Tubería PEAD, DN 63	55 m	7 US\$/m	385 US\$
	Tubería PEAD, DN 50	90 m	6,6 US\$/m	594 US\$
	Tubería PEAD, DN 30	63 m	6 US\$/m	378 US\$
	Codo 90, DN 75	3	40,5 US\$	121,5 US\$
	Codo 90, DN 50	12	23,3 US\$	279,6 US\$
	Codo 90, DN 63	6	23,3 US\$	139,8 US\$
	Codo 90, DN 30	4	16 US\$	64 US\$
	Codo 45, DN 50	2	20 US\$	40 US\$
	Curva 90, DN50	2	26,3 US\$	52,6 US\$
	Tee, DN 75	1	28,4 US\$	28,4 US\$
	Tee, DN 63	2	17 US\$	34 US\$
	Tee DN 30	2	11 US\$	22 US\$
VM	Válvula mariposa DN 50-75	2	115 US\$	230 US\$
VB	Válvula bola DN 75	8	200 US\$	1600 US\$
VR	Válvula de retención	4	260 US\$	1040 US\$
C	Caudalímetro DN 75	1	620 US\$	620 US\$
F	Flujometro gas digital DN 63	3	600 US\$	1800 US\$
C	Caudalímetro DN 50	1	450 US\$	450 US\$
F	Flujometro aire DN 30	1	395 US\$	395 US\$
A	Arrestallama	2	110 US\$	220 US\$
MAN	Manómetro	2	30 US\$	60 US\$

10.2 ANEXO II: ANÁLISIS DE ALTERNATIVA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA PARA AUTOCONSUMO

Concepto	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Inversión	-\$ 1.470.389										
Ahorro de Energía Eléctrica		\$ 141.193	\$ 141.193	\$ 141.193	\$ 141.193	\$ 141.193	\$ 141.193	\$ 141.193	\$ 141.193	\$ 141.193	\$ 141.193
Ahorro de GLP Propano		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Ingresos por Biofertilizante		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Ingresos por Reconocimiento de Externalidades		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Costo Fijo Laboral		-\$ 98.462	-\$ 98.462	-\$ 98.462	-\$ 98.462	-\$ 98.462	-\$ 98.462	-\$ 98.462	-\$ 98.462	-\$ 98.462	-\$ 98.462
Costo Variable Reparación y Mantenimiento		-\$ 14.704	-\$ 14.704	-\$ 14.704	-\$ 14.704	-\$ 14.704	-\$ 14.704	-\$ 14.704	-\$ 14.704	-\$ 14.704	-\$ 14.704
Costo Variable Consumibles		-\$ 11.182	-\$ 11.182	-\$ 11.182	-\$ 11.182	-\$ 11.182	-\$ 11.182	-\$ 11.182	-\$ 11.182	-\$ 11.182	-\$ 11.182
Costo Variable Análisis de Laboratorio		-\$ 1.500	-\$ 1.500	-\$ 1.500	-\$ 1.500	-\$ 1.500	-\$ 1.500	-\$ 1.500	-\$ 1.500	-\$ 1.500	-\$ 1.500
Base imponible (utilidad antes de impuesto)	\$ -	-\$ 125.848,71	-\$ 125.848,71	-\$ 125.848,71	-\$ 125.848,71	-\$ 125.848,71	-\$ 125.848,71	-\$ 125.848,71	-\$ 125.848,71	-\$ 125.848,71	-\$ 125.848,71
Impuesto a las Ganancias	\$ -	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Utilidad Neta	\$ -	\$ 15.344,25	\$ 15.344,25	\$ 15.344,25	\$ 15.344,25	\$ 15.344,25	\$ 15.344,25	\$ 15.344,25	\$ 15.344,25	\$ 15.344,25	\$ 15.344,25
Inversión inicial	-\$ 1.470.389,00										
Reinversión Recambio de Cubierta de Biodigestores											-\$ 61.148
Valor de Desecho											
Flujo de Caja	-\$ 1.470.389,00	\$ 15.344,25	\$ 15.344,25	\$ 15.344,25	\$ 15.344,25	\$ 15.344,25	\$ 15.344,25	\$ 15.344,25	\$ 15.344,25	\$ 15.344,25	-\$ 45.803,75

Concepto	0	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Inversión	-\$ 1.470.389										
Ahorro de Energía Eléctrica		\$ 141.193	\$ 141.193	\$ 141.193	\$ 141.193	\$ 141.193	\$ 141.193	\$ 141.193	\$ 141.193	\$ 141.193	\$ 141.193
Ahorro de GLP Propano		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Ingresos por Biofertilizante		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Ingresos por Reconocimiento de Externalidades		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Costo Fijo Laboral		-\$ 98.462	-\$ 98.462	-\$ 98.462	-\$ 98.462	-\$ 98.462	-\$ 98.462	-\$ 98.462	-\$ 98.462	-\$ 98.462	-\$ 98.462
Costo Variable Reparación y Mantenimiento		-\$ 14.704	-\$ 14.704	-\$ 14.704	-\$ 14.704	-\$ 14.704	-\$ 14.704	-\$ 14.704	-\$ 14.704	-\$ 14.704	-\$ 14.704
Costo Variable Consumibles		-\$ 11.182	-\$ 11.182	-\$ 11.182	-\$ 11.182	-\$ 11.182	-\$ 11.182	-\$ 11.182	-\$ 11.182	-\$ 11.182	-\$ 11.182
Costo Variable Análisis de Laboratorio		-\$ 1.500	-\$ 1.500	-\$ 1.500	-\$ 1.500	-\$ 1.500	-\$ 1.500	-\$ 1.500	-\$ 1.500	-\$ 1.500	-\$ 1.500
Base imponible (utilidad antes de impuesto)	\$ -	-\$ 125.848,71	-\$ 125.848,71	-\$ 125.848,71	-\$ 125.848,71	-\$ 125.848,71	-\$ 125.848,71	-\$ 125.848,71	-\$ 125.848,71	-\$ 125.848,71	-\$ 125.848,71
Impuesto a las Ganancias	\$ -	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Utilidad Neta	\$ -	\$ 15.344,25	\$ 15.344,25	\$ 15.344,25	\$ 15.344,25	\$ 15.344,25	\$ 15.344,25	\$ 15.344,25	\$ 15.344,25	\$ 15.344,25	\$ 15.344,25
Inversión inicial	-\$ 1.470.389,00										
Reinversión Recambio de Cubierta de Biodigestores											
Valor de Desecho											\$ -
Flujo de Caja	-\$ 1.470.389,00	\$ 15.344,25	\$ 15.344,25	\$ 15.344,25	\$ 15.344,25	\$ 15.344,25	\$ 15.344,25	\$ 15.344,25	\$ 15.344,25	\$ 15.344,25	\$ 15.344,25

VAN (8%)	-\$ 1.348.060
TIR	-12,71%

10.3 ANEXO III: ANÁLISIS DE ALTERNATIVA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA PARA AUTOCONSUMO Y VENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EXCEDENTE

Concepto	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Inversión	-\$ 1.470.389										
Ahorro de Energía Eléctrica		\$ 141.193	\$ 141.193	\$ 141.193	\$ 141.193	\$ 141.193	\$ 141.193	\$ 141.193	\$ 141.193	\$ 141.193	\$ 141.193
Ingresos Venta de Energía Eléctrica		\$ 64.713	\$ 64.903	\$ 64.713	\$ 64.713	\$ 64.713	\$ 64.713	\$ 64.713	\$ 64.713	\$ 64.713	\$ 64.713
Ingresos por Biofertilizante		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Ingresos por Reconocimiento de Externalidades		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Costo Fijo Laboral		-\$ 98.462	-\$ 98.462	-\$ 98.462	-\$ 98.462	-\$ 98.462	-\$ 98.462	-\$ 98.462	-\$ 98.462	-\$ 98.462	-\$ 98.462
Costo Fijo Seguro Garantía de Cumplimiento de Contrato (0,5% Inversión)		-\$ 7.352	-\$ 7.352	-\$ 7.352	-\$ 7.352	-\$ 7.352	-\$ 7.352	-\$ 7.352	-\$ 7.352	-\$ 7.352	-\$ 7.352
Costo Variable Reparación y Mantenimiento		-\$ 14.704	-\$ 14.704	-\$ 14.704	-\$ 14.704	-\$ 14.704	-\$ 14.704	-\$ 14.704	-\$ 14.704	-\$ 14.704	-\$ 14.704
Costo Variable Consumibles		-\$ 11.182	-\$ 11.182	-\$ 11.182	-\$ 11.182	-\$ 11.182	-\$ 11.182	-\$ 11.182	-\$ 11.182	-\$ 11.182	-\$ 11.182
Costo Variable Análisis de Laboratorio		-\$ 1.500	-\$ 1.500	-\$ 1.500	-\$ 1.500	-\$ 1.500	-\$ 1.500	-\$ 1.500	-\$ 1.500	-\$ 1.500	-\$ 1.500
Base imponible (utilidad antes de impuesto)	\$ -	-\$ 68.487,22	-\$ 68.297,70	-\$ 68.487,22	-\$ 68.487,22	-\$ 68.487,22	-\$ 68.487,22	-\$ 68.487,22	-\$ 68.487,22	-\$ 68.487,22	-\$ 68.487,22
Impuesto a las Ganancias	\$ -	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Utilidad Neta	\$ -	\$ 72.705,74	\$ 72.895,26	\$ 72.705,74	\$ 72.705,74	\$ 72.705,74	\$ 72.705,74	\$ 72.705,74	\$ 72.705,74	\$ 72.705,74	\$ 72.705,74
Inversión inicial	-\$ 1.470.389,00										
Reinversión Recambio de Cubierta de Biodigestores											-\$ 61.148
Valor de Desecho											
Flujo de Caja	-\$ 1.470.389,00	\$ 72.705,74	\$ 72.895,26	\$ 72.705,74	\$ 72.705,74	\$ 72.705,74	\$ 72.705,74	\$ 72.705,74	\$ 72.705,74	\$ 72.705,74	\$ 11.557,74

Concepto	0	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Inversión	-\$ 1.470.389										
Ahorro de Energía Eléctrica		\$ 141.193	\$ 141.193	\$ 141.193	\$ 141.193	\$ 141.193	\$ 141.193	\$ 141.193	\$ 141.193	\$ 141.193	\$ 141.193
Ingresos Venta de Energía Eléctrica		\$ 64.713	\$ 64.713	\$ 64.713	\$ 64.713	\$ 64.713	\$ 64.713	\$ 64.713	\$ 64.713	\$ 64.713	\$ 64.713
Ingresos por Biofertilizante		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Ingresos por Reconocimiento de Externalidades		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Costo Fijo Laboral		-\$ 98.462	-\$ 98.462	-\$ 98.462	-\$ 98.462	-\$ 98.462	-\$ 98.462	-\$ 98.462	-\$ 98.462	-\$ 98.462	-\$ 98.462
Costo Fijo Seguro Garantía de Cumplimiento de Contrato (0,5% Inversión)		-\$ 7.352	-\$ 7.352	-\$ 7.352	-\$ 7.352	-\$ 7.352	-\$ 7.352	-\$ 7.352	-\$ 7.352	-\$ 7.352	-\$ 7.352
Costo Variable Reparación y Mantenimiento		-\$ 14.704	-\$ 14.704	-\$ 14.704	-\$ 14.704	-\$ 14.704	-\$ 14.704	-\$ 14.704	-\$ 14.704	-\$ 14.704	-\$ 14.704
Costo Variable Consumibles		-\$ 11.182	-\$ 11.182	-\$ 11.182	-\$ 11.182	-\$ 11.182	-\$ 11.182	-\$ 11.182	-\$ 11.182	-\$ 11.182	-\$ 11.182
Costo Variable Análisis de Laboratorio		-\$ 1.500	-\$ 1.500	-\$ 1.500	-\$ 1.500	-\$ 1.500	-\$ 1.500	-\$ 1.500	-\$ 1.500	-\$ 1.500	-\$ 1.500
Base imponible (utilidad antes de impuesto)	\$ -	-\$ 68.487,22	-\$ 68.487,22	-\$ 68.487,22	-\$ 68.487,22	-\$ 68.487,22	-\$ 68.487,22	-\$ 68.487,22	-\$ 68.487,22	-\$ 68.487,22	-\$ 68.487,22
Impuesto a las Ganancias	\$ -	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Utilidad Neta	\$ -	\$ 72.705,74	\$ 72.705,74	\$ 72.705,74	\$ 72.705,74	\$ 72.705,74	\$ 72.705,74	\$ 72.705,74	\$ 72.705,74	\$ 72.705,74	\$ 72.705,74
Inversión inicial	-\$ 1.470.389,00										
Reinversión Recambio de Cubierta de Biodigestores											
Valor de Desecho											\$ -
Flujo de Caja	-\$ 1.470.389,00	\$ 72.705,74	\$ 72.705,74	\$ 72.705,74	\$ 72.705,74	\$ 72.705,74	\$ 72.705,74	\$ 72.705,74	\$ 72.705,74	\$ 72.705,74	\$ 72.705,74

VAN (8%)	-\$ 784.714
TIR	-0,51%

10.4 ANEXO IV: ANÁLISIS DE ALTERNATIVA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA PARA AUTOCONSUMO Y VENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EXCEDENTE CON RECONOCIMIENTO DE EXTERNALIDADES

Concepto	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Inversión	-\$ 1.470.389										
Ahorro de Energía Eléctrica		\$ 141.193	\$ 141.193	\$ 141.193	\$ 141.193	\$ 141.193	\$ 141.193	\$ 141.193	\$ 141.193	\$ 141.193	\$ 141.193
Ingresos Venta de Energía Eléctrica		\$ 64.713	\$ 64.713	\$ 64.713	\$ 64.713	\$ 64.713	\$ 64.713	\$ 64.713	\$ 64.713	\$ 64.713	\$ 64.713
Ingresos por Biofertilizante		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Ingresos por Reconocimiento de Externalidades		\$ 261.695	\$ 261.695	\$ 261.695	\$ 261.695	\$ 261.695	\$ 261.695	\$ 261.695	\$ 261.695	\$ 261.695	\$ 261.695
Costo Fijo Laboral		-\$ 98.462	-\$ 98.462	-\$ 98.462	-\$ 98.462	-\$ 98.462	-\$ 98.462	-\$ 98.462	-\$ 98.462	-\$ 98.462	-\$ 98.462
Costo Fijo Seguro Garantía de Cumplimiento de Contrato (0,5% Inversión)		-\$ 7.352	-\$ 7.352	-\$ 7.352	-\$ 7.352	-\$ 7.352	-\$ 7.352	-\$ 7.352	-\$ 7.352	-\$ 7.352	-\$ 7.352
Costo Variable Reparación y Mantenimiento		-\$ 14.704	-\$ 14.704	-\$ 14.704	-\$ 14.704	-\$ 14.704	-\$ 14.704	-\$ 14.704	-\$ 14.704	-\$ 14.704	-\$ 14.704
Costo Variable Consumibles		-\$ 11.182	-\$ 11.182	-\$ 11.182	-\$ 11.182	-\$ 11.182	-\$ 11.182	-\$ 11.182	-\$ 11.182	-\$ 11.182	-\$ 11.182
Costo Variable Análisis de Laboratorio		-\$ 1.500	-\$ 1.500	-\$ 1.500	-\$ 1.500	-\$ 1.500	-\$ 1.500	-\$ 1.500	-\$ 1.500	-\$ 1.500	-\$ 1.500
Base imponible (utilidad antes de impuesto)	\$ -	\$ 193.207,78	\$ 193.207,78	\$ 193.207,78	\$ 193.207,78	\$ 193.207,78	\$ 193.207,78	\$ 193.207,78	\$ 193.207,78	\$ 193.207,78	\$ 193.207,78
Impuesto a las Ganancias	\$ -	-\$ 67.622,72	-\$ 67.622,72	-\$ 67.622,72	-\$ 67.622,72	-\$ 67.622,72	-\$ 67.622,72	-\$ 67.622,72	-\$ 67.622,72	-\$ 67.622,72	-\$ 67.622,72
Utilidad Neta	\$ -	\$ 266.778,02	\$ 266.778,02	\$ 266.778,02	\$ 266.778,02	\$ 266.778,02	\$ 266.778,02	\$ 266.778,02	\$ 266.778,02	\$ 266.778,02	\$ 266.778,02
Inversión inicial	-\$ 1.470.389,00										
Reinversión Recambio de Cubierta de Biodigestores											-\$ 61.148
Valor de Desecho											
Flujo de Caja	-\$ 1.470.389,00	\$ 266.778,02	\$ 266.778,02	\$ 266.778,02	\$ 266.778,02	\$ 266.778,02	\$ 266.778,02	\$ 266.778,02	\$ 266.778,02	\$ 266.778,02	\$ 205.630,02

Concepto	0	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Inversión	-\$ 1.470.389										
Ahorro de Energía Eléctrica		\$ 141.193	\$ 141.193	\$ 141.193	\$ 141.193	\$ 141.193	\$ 141.193	\$ 141.193	\$ 141.193	\$ 141.193	\$ 141.193
Ingresos Venta de Energía Eléctrica		\$ 64.713	\$ 64.713	\$ 64.713	\$ 64.713	\$ 64.713	\$ 64.713	\$ 64.713	\$ 64.713	\$ 64.713	\$ 64.713
Ingresos por Biofertilizante		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Ingresos por Reconocimiento de Externalidades		\$ 261.695	\$ 261.695	\$ 261.695	\$ 261.695	\$ 261.695	\$ 261.695	\$ 261.695	\$ 261.695	\$ 261.695	\$ 261.695
Costo Fijo Laboral		-\$ 98.462	-\$ 98.462	-\$ 98.462	-\$ 98.462	-\$ 98.462	-\$ 98.462	-\$ 98.462	-\$ 98.462	-\$ 98.462	-\$ 98.462
Costo Fijo Seguro Garantía de Cumplimiento de Contrato (0,5% Inversión)		-\$ 7.352	-\$ 7.352	-\$ 7.352	-\$ 7.352	-\$ 7.352	-\$ 7.352	-\$ 7.352	-\$ 7.352	-\$ 7.352	-\$ 7.352
Costo Variable Reparación y Mantenimiento		-\$ 14.704	-\$ 14.704	-\$ 14.704	-\$ 14.704	-\$ 14.704	-\$ 14.704	-\$ 14.704	-\$ 14.704	-\$ 14.704	-\$ 14.704
Costo Variable Consumibles		-\$ 11.182	-\$ 11.182	-\$ 11.182	-\$ 11.182	-\$ 11.182	-\$ 11.182	-\$ 11.182	-\$ 11.182	-\$ 11.182	-\$ 11.182
Costo Variable Análisis de Laboratorio		-\$ 1.500	-\$ 1.500	-\$ 1.500	-\$ 1.500	-\$ 1.500	-\$ 1.500	-\$ 1.500	-\$ 1.500	-\$ 1.500	-\$ 1.500
Base imponible (utilidad antes de impuesto)	\$ -	\$ 193.207,78	\$ 193.207,78	\$ 193.207,78	\$ 193.207,78	\$ 193.207,78	\$ 193.207,78	\$ 193.207,78	\$ 193.207,78	\$ 193.207,78	\$ 193.207,78
Impuesto a las Ganancias	\$ -	-\$ 67.622,72	-\$ 67.622,72	-\$ 67.622,72	-\$ 67.622,72	-\$ 67.622,72	-\$ 67.622,72	-\$ 67.622,72	-\$ 67.622,72	-\$ 67.622,72	-\$ 67.622,72
Utilidad Neta	\$ -	\$ 266.778,02	\$ 266.778,02	\$ 266.778,02	\$ 266.778,02	\$ 266.778,02	\$ 266.778,02	\$ 266.778,02	\$ 266.778,02	\$ 266.778,02	\$ 266.778,02
Inversión inicial	-\$ 1.470.389,00										
Reinversión Recambio de Cubierta de Biodigestores											
Valor de Desecho											\$ -
Flujo de Caja	-\$ 1.470.389,00	\$ 266.778,02	\$ 266.778,02	\$ 266.778,02	\$ 266.778,02	\$ 266.778,02	\$ 266.778,02	\$ 266.778,02	\$ 266.778,02	\$ 266.778,02	\$ 266.778,02

VAN (8%)	\$ 1.120.554
TIR	17,24%