

Estudio de factibilidad de un **biodigestor anaeróbico** en una planta faenadora de carne



Por encargo de:



Ministerio Federal
de Medio Ambiente, Protección de la Naturaleza
y Seguridad Nuclear

de la República Federal de Alemania



Department for
Business, Energy
& Industrial Strategy



NAMA Facility

Edición:

Ministerio de Energía de Chile
Av. Libertador Bernardo O'Higgins 1449
Edificio Santiago Downtown II, piso 13 y 14
Santiago de Chile
T +56 22 365 6800
I www.energia.gob.cl

Responsable:

Gabriel Prudencio,
Jefe División de Energías Sostenibles,
Ministerio de Energía

Apoyado por:

NAMA: Energías renovables para
Autoconsumo en Chile
Marchant Pereira 150 piso 12 oficina 1203
7500654 Providencia
Santiago • Chile
T +56 22 30 68 600
I www.giz.de

Responsable:

Rainer Schröer/ David Fuchs

Título:

Estudio de factibilidad de un biodigestor
anaeróbico en una planta faenadora de
carne

Autores:

Carsten Linnenberg,
AD Solutions UG, Alemania.
Christian Malebrán,
Profesional División de Desarrollo
Sustentable, Ministerio de Energía, Chile.
Ignacio Jofré,
Asesor Técnico, GIZ, Chile.
Gerhard Schleenstein,
Ecotec Ingeniería SpA, Chile.

Aclaración

Esta publicación ha sido preparada por encargo de la Componente Técnica del Proyecto "NAMA: Energías Renovables para el Autoconsumo en Chile" implementado por el Ministerio de Energía y Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH en el marco de la cooperación intergubernamental entre Chile y Alemania. El proyecto se financia a través de NAMA Facility del Ministerio de Medio Ambiente, Protección de la Naturaleza y Seguridad Nuclear (BMU) de Alemania y del Departamento de Negocios, Energía y Estrategia Industrial (DBEIS) de Gran Bretaña. Sin perjuicio de ello, las conclusiones y opiniones de los autores no necesariamente reflejan la posición del Gobierno de Chile o de GIZ. Además, cualquier referencia a una empresa, producto, marca, fabricante u otro similar en ningún caso constituye una recomendación por parte del Gobierno de Chile o de GIZ.

Santiago de Chile, enero 2019

ÍNDICE

1	Análisis General del Proyecto.....	1
1.1	INTRODUCCION	1
1.2	Planteamiento del problema y objetivo	1
2	Caracterización del consumo de energía.....	2
2.1	Consumo de energía eléctrica.....	2
2.2	Consumo de Energía térmica.....	2
3	Caracterización de los desechos orgánicos y su potencial energética.....	3
3.1	Descripción del sistema de tratamiento de RIL.....	3
3.2	Descripción de sustratos	7
3.3	Potencial de Energía.....	9
4	Proyecto propuesto	10
4.1	Introducción	10
	Parámetros de diseño.....	12
4.1.1	Composición del sustrato	12
4.1.2	Volumen y cantidad del digestor	12
4.1.3	Bioproductos	17
4.2	Diseño de proyecto	17
4.2.1	Tipo de biodigestor y volumen de la planta	17
4.2.2	Sistema de agitación.....	19
4.2.3	Sistema de alimentación	19
4.2.4	Sistema de tratamiento de efluente.....	20
4.2.5	Tratamiento de biogás	20
4.2.6	Descripción de los equipos requeridos.....	21
4.2.7	Procesos de control y monitoreo	21
4.3	Cronograma de la implementación del proyecto.....	22
5	Análisis financiero	22
5.1	Resumen de parametros.....	22
5.1.1	Disponibilidad de sustratos	22

5.1.2	Producción de biogás.....	22
5.1.3	Producción de energía eléctrica.....	22
5.1.4	Producción de energía térmica.....	23
5.1.5	Comercialización del abono producido.....	23
5.2	Costos del proyecto.....	23
5.3	Ingresos anuales.....	25
5.4	Flujo de caja.....	27
5.4.1	Indicadores financieros para la evaluación.....	27
5.4.2	Resultados financieros.....	27
6	Conclusiones.....	28
7	Marco Legal.....	30
7.1	Introducción.....	30
7.2	Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA).....	30
7.3	Permisos Sectoriales.....	31
7.4	Permisos para la Conexión a la Red.....	34
7.5	Normas de Emisión.....	37
7.6	Referencias bibliográficas.....	38
8	Anexos.....	39

CUADROS

Cuadro 1: Consumo de la energía eléctrica de en el año 2017.....	2
Cuadro 2: Sustratos disponibles	8
Cuadro 3: Producción estimada de Metano	10
Cuadro 4: Equipos requeridos para la planta de biogás.....	21
Cuadro 5: Sustitución de energía eléctrica por el biogás producido.....	23
Cuadro 6: Sustitución de energía térmica.....	23
Cuadro 7: Costos de inversión para la planta de biogás	25
Cuadro 8: Ingresos anuales.....	26
Cuadro 9: Costos por la disposición final de los sustratos previstos para el tratamiento en la planta de biogás	26
Cuadro 10: Principales Permisos Ambientales Sectoriales (PAS).....	31

FIGURAS

Figura 1: Diagrama de flujo de sistema de tratamiento de RIL.....	4
Figura 2: Diagrama de flujo de sistema de tratamiento de RIL de con planta de biogás	7
Figura 3: Esquema de proyecto propuesto y flujograma del proceso de biogás.....	14
Figura 4: Sistema de biodigestión anaeróbico	16
Figura 5: Bosquejo de digestor tipo estanque de acero inoxidable	17
Figura 6: Sistema de agitación sumergible	19
Figura 7: Cronograma implementación planta de biogás	22
Figura 8: Esquema de conexión al sistema de Distribución PMGD INS con autoconsumo (Fuente: EPB (2018))	36
Figura 9: Procedimiento de conexión y puesta en servicio de un PMGD - Nota: T Línea de tiempo (Fuente: EPB (2018) en base a)	36

FOTOGRAFIAS

Fotografía 2: Prensa ruminal	5
Fotografía 3: Lodo del DAF separado por el Decanter.....	6

ANEXOS

Anexo 1 Flujo de Caja planta de biogás	39
--	----

Tabla de Equivalencia

UNIDADES	EQUIVALENCIA
Un Euro (€)	\$ 775
Un Euro (€)	\$US 0,87
1 metro cúbico de metano (m ³ CH ₄)	10 kWh
1 metro cúbico de Gas Natural (m ³ GN)	10,8 kWh

Siglas y Acrónimos

Símbolo	Descripción
CH ₄	Metano
d	Día
DAF	Dissolved Air Flotation
DBO ₅	Demanda Bioquímica de Oxígeno (en cinco días)
Digestado	Lodo tratado que sale del digestor anaerobio
€	Euro
GNL	Gas Natural Licuado
HRT	Tiempo de retención - por sus siglas en inglés
kg	Kilogramo
kW	Kilovatio
kWh	Kilovatio hora
L	Litros
m ³	Metro cúbico
Mg	Megagramos (toneladas)
MS	Materia Seca
RIL	Residuo Industrial Líquido
RIS	Residuo Industrial Sólido
SV	Sólidos Volátiles
TIR	Tasa Interna de Retorno
T	Toneladas
US\$	Dólares Estadunidenses
VAN	Valor Actual Neto

Resumen Ejecutivo

Con el fin de mejorar el sistema de tratamiento actual y obtener ingresos adicionales a partir de los residuos, se evalúa la instalación de una planta de biogás, que adicionalmente de tratar los residuos (68 Mg/d), produciría 2.706 m³ de biogás por día.

Con el biogás producido, se estima una sustitución de 2,35 millones kWh de energía eléctrica y 1,8 millones kWh de energía térmica por año. Además, se podrían evitar costos en la disposición final de los sustratos que se tratarán en la planta de biogás (lodo del DAF, contenido ruminal, sólidos del filtro rotatorio) y se puede reducir considerablemente la carga del tratamiento de los Riles por tratar la sangre contaminada, la parte líquida del rumen y la parte líquida del lodo del DAF.

En términos financieros los indicadores muestran resultados positivos con una tasa interna de retorno (TIR) de 50 %, un valor actual neto (VAN) de € 5.000.000 (\$3.878.740.000) y una rentabilidad de inversión de 23,1%.

1. ANÁLISIS GENERAL DEL PROYECTO

1.1. INTRODUCCION

El siguiente documento corresponde al estudio de factibilidad técnica, económica y ambiental para el manejo de los residuos orgánicos del proceso de matanza.

La propuesta consiste en la instalación de un sistema anaeróbico que además de complementar y mejorar el desempeño de la planta de tratamiento actual, permite la generación de biogás a partir del cual se obtendría energía eléctrica y térmica, sustituyendo parcialmente el consumo energético y el consumo de GNL para la producción de agua caliente del proceso de matanza. Con esta medida no solo se espera una mejora en los indicadores ambientales, sino también una sustitución parcial de la energía eléctrica y térmica consumida y utilizada.

Se procesan en promedio 500 bovinos, con una capacidad *peak* de 650 reses. Como productos se tienen principalmente carne y en menor medida hamburguesas, cecinas y embutidos.

1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA Y OBJETIVO

La generación y disposición de los residuos orgánicos resultantes de la operación del proceso de matanza y procesamiento de los productos cárnicos de esta industria se caracterizan por ser sólidos muy variables, entre estos se pueden mencionar la sangre, la grasa flotante separada por el DAF, el contenido ruminal y los sólidos del filtro rotatorio. Estos residuos orgánicos pueden provocar una serie de afectaciones a la salud humana y al entorno físico.

La recolección de los residuos industriales sólidos (RIS) obtenidos del proceso de tratamiento de las aguas residuales (RIL) y del proceso productivo resulta en un problema para la empresa ya que representa un alto costo para su procesamiento, además del acarreo del material a largas distancias lo que requiere de combustible fósil para su traslado y los altos costos para su disposición final.

Ante la situación expuesta es necesario implementar medidas ambientales que ayuden a corregir y mitigar los diferentes impactos. Una posible medida la constituye la instalación de un sistema anaeróbico como complemento al sistema de tratamiento actual (físicoquímico) y que además permita generar biogás que será transformado en energía eléctrica y térmica.

2. CARACTERIZACIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA

Para los distintos procesos del sacrificio de animales, la empresa utiliza como fuentes de energía la electricidad y el GNL, tal como se detalla seguidamente.

2.1. CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Se utiliza como fuente de energía para la mayoría de sus procesos del sacrificio de animales, la electricidad. Se suministra energía eléctrica en alta tensión (AT). Los cobros se separan por energía, potencia suministrada (demanda máxima del mes) y potencia en horas de punta y todas las tres variables están medidas.

El consumo anual de energía eléctrica es de aprox. 10 GWh por año

La demanda eléctrica más alta las salas de refrigeración. La planta procesadora de productos cárnicos cuenta con un amplio sistema de refrigeración industrial para el control de temperatura en las diferentes salas de proceso y cámaras de refrigeración y congelamiento. Por eso tienen una demanda relativamente continua durante todo el año y una potencia mínima requerida de 1 MW. La potencia promedio requerida es de alrededor 1,5 MW y la potencia máxima es de 2,8 MW.

Como se puede observar en el capítulo 3 el potencial de energía eléctrica de la planta de biogás será más pequeño que la potencia requerida mínima que significaría que se puede utilizar toda la energía producida por la planta de biogás para la sustitución de una parte de la electricidad suministrada por la red pública actualmente.

Tabla 1: Consumo de la energía eléctrica en el año 2017

Consumo energía eléctrica - año 2017												
Ene [MWh]	Feb [MWh]	Mrz [MWh]	Abr [MWh]	May [MWh]	Jun [MWh]	Jul [MWh]	Ago [MWh]	Sep [MWh]	Oct [MWh]	Nov [MWh]	Dic [MWh]	Total anual [MWh]
1.084	1.024	1.018	888	940	875	799	890	859	846	963	941	11.127

El costo para el suministro y la transmisión de la energía eléctrica es de 6,5 € cents/kWh (50\$/kWh).

2.2. CONSUMO DE ENERGÍA TÉRMICA

La caldera a GNL tiene una capacidad de 4 toneladas por hora a 8 bar y produce todo el agua caliente y vapor necesario para el proceso de matanza entre 500 y 650 reses por día, así como para la producción de productos como carne, hamburguesas, cecinas y embutidos.

El agua caliente producida (55°C) se almacena en tres estanques localizados en el centro del terreno.

En términos económicos, el costo promedio del m³ de Gas Natural es de 34 €cent/m³ (260\$/m³). Mensualmente se consume 40.000 m³ de Gas Natural que resulta en un costo mensual de 13.400€ (\$10.400.000).

El motor generador previsto para la utilización del biogás producirá energía eléctrica, así como energía térmica. La energía térmica será producida en forma de agua caliente con una temperatura superior a 80 °C. Así con la instalación de un intercambiador de calor se puede aplicar esta fuente energética para el calentamiento de los tres estanques de agua caliente. Como se puede observar en el capítulo 3 el potencial de energía térmica de la planta de biogás será más pequeño que la demanda lo que significaría que se puede aplicar todo el calor producido para sustituir parcialmente el consumo de Gas Natural.

3. CARACTERIZACIÓN DE LOS DESECHOS ORGÁNICOS Y SU POTENCIAL ENERGÉTICA

Actualmente se producen 19.000 m³ RIL y 1.200 m³ RIS al mes. Los residuos sólidos son recolectados en diferentes puntos de la planta de tratamiento de RIL y son subproductos de la misma planta. Debido a que los RIS por un lado aumentan la contaminación de las aguas residuales y por el otro lado su disposición final genera altos gastos, es que los objetivos principales de la implementación de la planta de biogás es disminuir los problemas con los RIS.

Adicionalmente a los RIL y RIS se producen como coproducto sangre, huesos y grasa que ya se comercializa en el mercado chileno. Debido a que estos productos ya tienen un mercado no se los considera para el diseño de la planta de biogás.

3.1. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRATAMIENTO DE RIL

Las aguas verdes (excretas y rumen) son aquellas provenientes de las actividades de lavado de los corrales y de la limpieza de los intestinos. Las aguas rojas, denominadas así por su coloración, provienen directamente de las operaciones de matanza como: degollado, desangrado y lavado de canal entre otras.

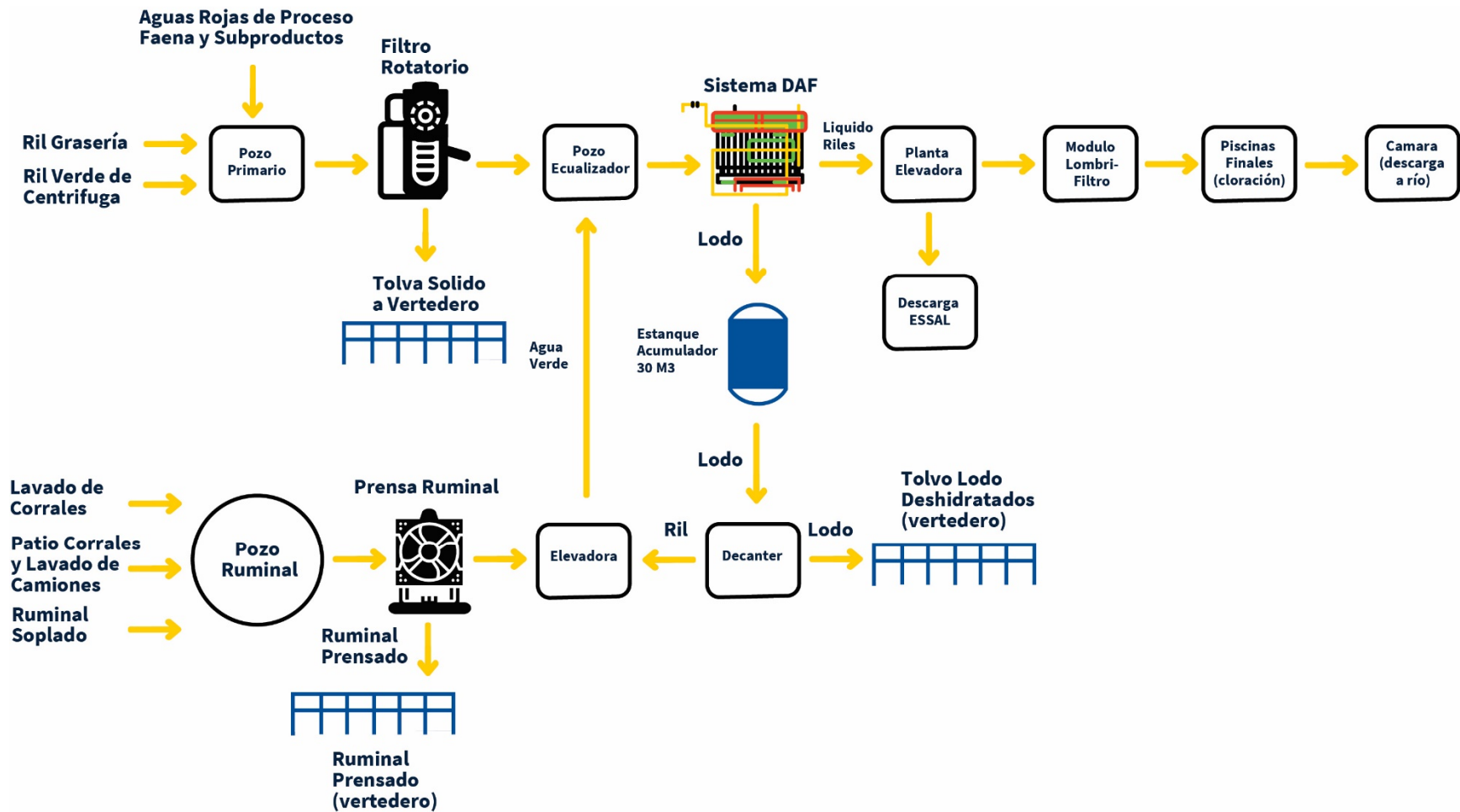


Figura 1: Diagrama de flujo de sistema de tratamiento de RIL

Los residuos son tratados en la planta depuradora que consiste en un pozo primario en que entran aguas rojas del proceso de faena y subproductos, el RIL de grasería y el RIL verde de la centrifuga del tratamiento de intestinos. El agua de lavado de corrales y de camiones, así como el ruminal soplado entra en el pozo ruminal.

El RIL del pozo primario pasa por un filtro rotatorio antes que entre en el pozo ecualizador mientras el RIL de pozo ruminal pasa por una prensa antes de entrar en el mismo estanque. Los RIS generados por el filtro rotatorio y la prensa son dispuestos en un relleno industrial.



Figura 2: Prensa ruminal

El RIL mezclado es tratado en un sistema de flotación de aire disuelto. Primeramente, se realiza un proceso de coagulación para desestabilizar las cargas de partículas sólidas del agua, para luego pasar a una etapa de floculación la cual permitirá la aglomeración de dichas partículas y por ende, el aumento del peso y tamaño de las nuevas partículas formadas. Por medio de un sistema de flotación por aire disuelto (DAF) se separa el lodo del agua residual. El lodo generado por el sistema de flotación es deshidratado por un *decanter* para luego disponerlo en un relleno industrial.



Figura 3: Lodo del DAF separado por el Decanter

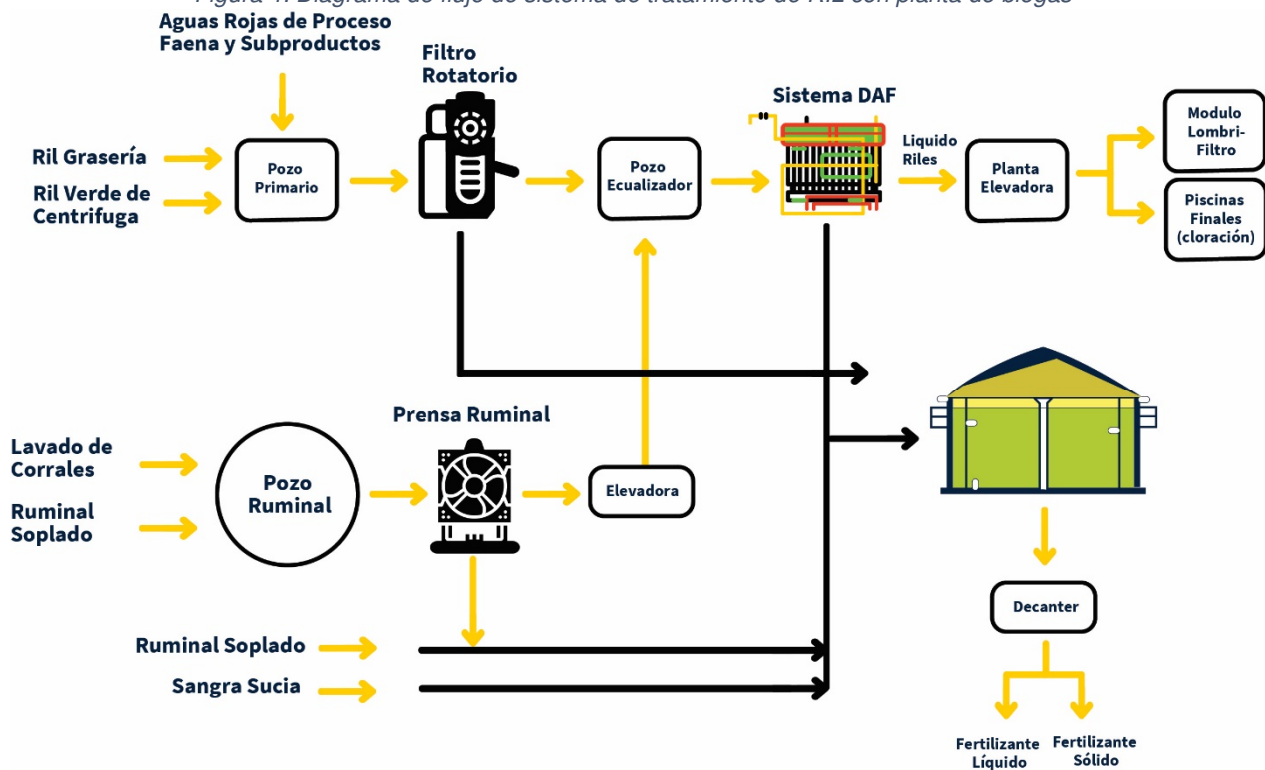
El efluente (fracción líquida) del DAF pasa a dos canales de lombrifiltros con Lombrices californianas antes de la descarga al río o alternatively se bombea el efluente del DAF directamente al alcantarillado público. Actualmente se cuenta con un convenio con la empresa sanitaria que permite la descarga al alcantarillado público sin necesidad de utilizar los

lombrifiltros, por lo cual se pondrán fuera de uso dos módulos, manteniendo uno sólo para eventuales descargas de RIL en exceso al río. Por otro lado, el convenio implica un costo adicional por kg de DBO₅ descargada, lo que es un argumento adicional para la instalación de una planta de biogás porque se reduciría la carga orgánica de la planta de tratamiento de RIL.

3.2. DESCRIPCIÓN DE SUSTRATOS

Para conseguir una integración de la planta de biogás lo más adecuada posible, económicamente, así como ecológicamente, se desarrolló el siguiente diseño.

Figura 4: Diagrama de flujo de sistema de tratamiento de RIL con planta de biogás



Los residuos/sustratos identificados para el tratamiento en una planta de biogás son principalmente los flujos orgánicos que son transportados hoy en día al vertedero y generan altos costos de transporte y de la disposición final. Entre ellos están: la parte sólida del filtro rotatorio, el lodo del DAF sin deshidratación, el contenido ruminal sin deshidratación, la parte de la sangre que no sirve para la comercialización y posiblemente la parte sólida del lavado de corrales y camiones.

Tabla 2: Sustratos disponibles¹

	Input diaria [Mg/d]	Materia seca [%]	Potencial de biogás [m ³ /Mg]	Producción de biogás [m ³ /d]
Lodo del DAF	39,2	5,4	22,2	871
Contenido ruminal	21,4	8,7	33,2	709
Sólido del filtro rotatorio	5,1	25,0	178,8	917
Sangre	2,1	15,0	98,0	209
total	67,8	8,5		2.706

Estos sustratos se caracterizan por:

Lodo del DAF

Lodos del DAF son las grasas separadas en el DAF, obteniéndose alrededor de 50 Mg por día de operación (5,5 días por semana - lunes a sábado) que resultaría en una disponibilidad promedio de 39,2 Mg por día para la planta de biogás porque debería ser alimentada continuamente toda la semana. Tiene una consistencia gelatinosa con un porcentaje de humedad del 94,6 %. Se tratará todo el lodo del DAF sin separación, sin procesos de dilución ni de secado, en la planta de biogás porque así se podría aumentar la producción de biogás y reducir la carga del RIL.

Contenido ruminal

Se refiere a los contenidos del sistema digestivo de los rumiantes (30 Mg/d), provenientes de la sala de preparación del rumen. Por la distribución sobre 7 días de la semana se podría tratar 21,4 Mg por día en la planta de biogás. Su contenido de materia seca es 8,7%. Al igual que el lodo del DAF se trataría todo el rumen sin deshidratación previa en la planta de biogás porque así también se podría aumentar la producción de biogás y reducir la carga del RIL.

Sólido del filtro rotatorio

Está constituidos por la parte sólida de las aguas rojas de proceso de faena y subproductos, el RIL de grasería y el RIL verde de la centrífuga del tratamiento de intestinos. En total se generan 36 Mg por semana, distribuidos en 7 días resultaría una diaria cantidad de 5,1 Mg por día para el tratamiento en la planta de biogás. Este sustrato tiene un porcentaje de materia seca del 25%.

¹ Los números del potencial de biogás de lodo del DAF, contenido ruminal y sólido del filtro rotatorio mencionados basen a ensayos laboratorios llevado a cabo con los sustratos originales en los laboratorios de la Universidad de la Frontera, Temuco y de la Universidad de Santiago de Chile

Sangre

Se producen dos flujos de sangre. Una parte de sangre es pura sangre y se vende en el mercado nacional. La otra parte está contaminada con grasa o saliva, por esta razón no sirve para la comercialización. De este sustrato se producen 50 a 60 m³ al mes, es decir, 3 Mg por día que significaría 2,1 Mg por día de operación de la planta de biogás. Su apariencia es líquida con un contenido de materia seca del 15 %. Para esta conversión se ha utilizado una densidad de 1 (g/cm³).

Parte sólida de la prensa

Como anteriormente se mencionó, el contenido ruminal se tratará en la planta de biogás directamente. Por eso entran en el pozo ruminal solo el agua de lavado de corrales (15 m³/d) y de camiones (15 m³/d) con la consecuencia que será mucho más diluida. Una vez implementado, se tendrá que probar si una separación por la prensa de tornillo bajo estas condiciones es posible todavía. En el caso positivo, se trataría la parte sólida en la planta de biogás. En el caso contrario se deshabilitaría la prensa. Por falta de experiencia con esta mezcla de fluidos se desconoce la cantidad y la composición de este posible sustrato. No obstante lo anterior, se espera que el potencial sustrato sea una cantidad relativamente pequeña, por lo cual no se considera para los cálculos del presente estudio.

3.3. POTENCIAL DE ENERGÍA

A partir de los 68 Mg por día de sustrato se cuenta con un potencial de biogás diario de 2.706 m³ (ver Tabla 2) y considerando una concentración promedio de 62 % de metano, se esperaría obtener una producción diaria de 1.688 m³CH₄. Donde el lodo del DAF es el sustrato que mayor potencial de producción de biogás posee (566 m³ CH₄/d), mismo que representa el 34% del potencial a generar, seguido del sólido del filtro rotatorio con un potencial de 550 m³ CH₄/d (33%).

Tabla 3: Producción estimada de Metano

	Input diaria [Mg/d]	Producción de biogás [m ³ /d]	Concentración de Metano [%]	Producción de biogás [m ³ /d]
Lodo del DAF	39,2	871	65	566
Contenido ruminal	21,4	709	60	425
Sólido del filtro rotatorio	5,1	917	60	550
Sangre	2,1	209	70	146
total	67,8	2.706		1.688

El biogás será utilizado como combustible para un equipo de cogeneración. El equipo previsto (Jenbacher JMS 312 GS-B.L²) tiene una capacidad de 526 kW eléctrica con una eficiencia eléctrica del 40% y una eficiencia térmica del 43%. Aplicando todo el biogás producido en el equipo de cogeneración se puede producir alrededor de 2.500.000 kWh de energía eléctrica y 2.650.000 kWh de energía térmica por año. Tomando en cuenta la demanda propia de la planta de biogás y las pérdidas de transformación (principalmente por regulación de voltaje) quedarán aproximadamente 2.350.000 kWh por año de energía eléctrica para sustituir la energía eléctrica

suministrada por la red pública. La demanda de energía térmica de la planta de biogás para calentar los sustratos y mantener la temperatura óptima (38°C) dentro del proceso es alrededor de 790.000 kWh por año. Tomando en cuenta una pérdida de 5% por el intercambiador de calor y el sistema de calefacción aproximadamente 1.768.000 kWh de energía térmica estarán disponible para sustituir el GNL que es utilizado para el calentamiento de agua caliente.

4. PROYECTO PROPUESTO

4.1. INTRODUCCIÓN

La empresa está evaluando la instalación de un sistema de digestión anaeróbico que además de complementar y mejorar el desempeño de la planta de tratamiento de RIL actual, permite la generación de biogás a partir del cual se obtendría energía eléctrica y térmica, sustituyendo parcialmente el consumo de electricidad y GNL consumido en sus procesos industriales.

A partir de los 68 Mg por día de sustrato se cuenta con un potencial de biogás diario de 2.706 m³ y considerando una concentración promedio de 62 % de metano, se esperaría obtener una producción diaria de 1.688 m³CH₄. El biogás será utilizado como combustible en un equipo de cogeneración, sustituyendo alrededor de 2.350.000 kWh de energía eléctrica y 1.850.000 kWh de energía térmica por año.

Dentro de las principales ventajas de la incorporación de la planta de biogás se pueden citar:

- Sustitución de energía eléctrica suministrada por la red pública y energía térmica producida con GNL.
- Gastos evitados por concepto de sustitución de energía eléctrica y térmica por el biogás producido, por un monto de € 215.000 anuales (\$ 166.200.000).
- Ingresos adicionales (€ 448.000 por año (\$ 346.840.000)) por costos evitados por la disposición final de los desechos orgánicos.
- Mejora de las condiciones higiénicas a través de la reducción de patógenos y moscas.
- Ventajas medioambientales derivadas de la protección del suelo, agua y aire.

² Se sugiere un equipo del proveedor Jenbacher debido a que ya existen equipos de cogeneración instalados en otras plantas de biogás en Chile.

4.2. PARÁMETROS DE DISEÑO

4.2.1 Composición del sustrato

Materia seca: el contenido del rumen, así como el sólido del filtro rotatorio son sustratos relativamente secos, pero por la mezcla con el lodo del DAF, que es bastante líquida, se logra una materia seca dentro del estanque de recepción (8,2% MS); fácilmente manejable para alimentarlo al digestor.

Concentración de nitrógeno: en general los desechos de la matanza tienen altos valores de Nitrógeno. Basado en los análisis actuales de los distintos sustratos la concentración del amonio se encuentra en niveles muy inferiores a 4.000 mg NH₄ por litro ya que a mayor concentración de amonio se da una inhibición del proceso bacteriano.

Sedimentos: es de esperar que los sedimentos en el caso de los residuos del matadero no causen mayores dificultades, por la naturaleza de los mismos. No obstante, el digestor dispondrá de tres agitadores sumergibles a fin de garantizar una mezcla homogénea y manteniendo las partículas en suspensión.

Estanque de recepción: Para la recepción de los sustratos, se dispondrá de un estanque de recepción con un volumen útil de 180 m³ para tener capacidad para depositar todos los sustratos por 2,5 días. El estanque está equipado con un agitador sumergible para garantizar una mezcla completa de los distintos sustratos. Este estanque garantiza que se puede alimentar el digestor lo más continuamente posible para garantizar un proceso anaeróbico estable.

Higienización: En caso de que partes del sustrato podrían ser contaminadas con gérmenes patógenos por animales enfermos que entran al frigorífico, se tiene que someter partes o todo el flujo de sustratos a una higienización. Para esto se aumenta la temperatura del sustrato a 70°C por una hora antes que el sustrato entre al digestor. Para llevar a cabo este tratamiento se planifica la instalación de un estanque con un volumen neto de 30 m³ al lado del estanque de recepción. Para garantizar una higienización completa, el sustrato tiene que ser previamente triturado para evitar el paso de partes mayores a 12 mm.

4.2.2 Volumen y cantidad del digestor

Volumen del digestor, tiempo de retención, carga orgánica: Con la mezcla de sustratos (Cuadro 2) se podría operar la planta hasta una carga orgánica de aproximadamente 3 kg SV/m³ por día y con un tiempo de retención mínimo de 25 días. Ya que entre más corto es el tiempo de retención, más alta será la carga orgánica.

Para tener capacidad adicional por otros o más sustratos se seleccionó un estanque con un diámetro de 22 m, una altura de 9 m y un volumen útil de 3.113 m³. El dimensionamiento del digestor se basa en el espacio limitado disponible (diámetro mínimo) y en una altura limitada (max. 9m) para poder utilizar una tecnología de agitación sencilla.

Con este volumen del digestor y con esta mezcla de sustratos se consigue un tiempo de retención de 46 días con una carga orgánica de 1,57 kg SV/(m³xd). Un digestor de este tipo (mezcla completa) con este tipo de sustratos no debería ser cargado con más de 3 kg SV/(m³xd). Para tener un buffer para sustratos adicionales o fluctuaciones de la concentración de materia seca,

se sobredimensiona el digestor para conseguir una carga orgánica más baja de 1,57kg SV/m³xd). La siguiente fórmula muestra la relación entre carga orgánica y volumen del digestor respectivamente que existe una relación inversamente proporcional entre el volumen del digestor y la carga orgánica.

$$\text{Carga orgánica} = V_s \times MS \times SV / V_d$$

V_s = Volumen diaria del sustrato alimentado al digestor [Mg/d]

MS = Materia seca de los sustratos [%]

SV = Sólidos volátiles de los sustratos [%]

V_d = Volumen efectivo del digestor [m³]

Volumen de sustratos: La planta de biogás ha sido diseñada para tratar diariamente 68 Mg de materia orgánica. De estas el 58 % (39 Mg/d) corresponden a lodo del DAF. Este lodo será bombeado directamente al estanque de recepción desde del sistema de DAF, al igual que el contenido ruminal de bovinos (21 Mg/d). El sólido del filtro rotatorio (5 Mg/d) debe ser transportado a la planta de biogás para disponerlo en el estanque de recepción. La sangre será bombeada directamente al estanque de recepción para mezclarla con los otros sustratos antes que se alimenta la mezcla al digestor. (Figura 3)

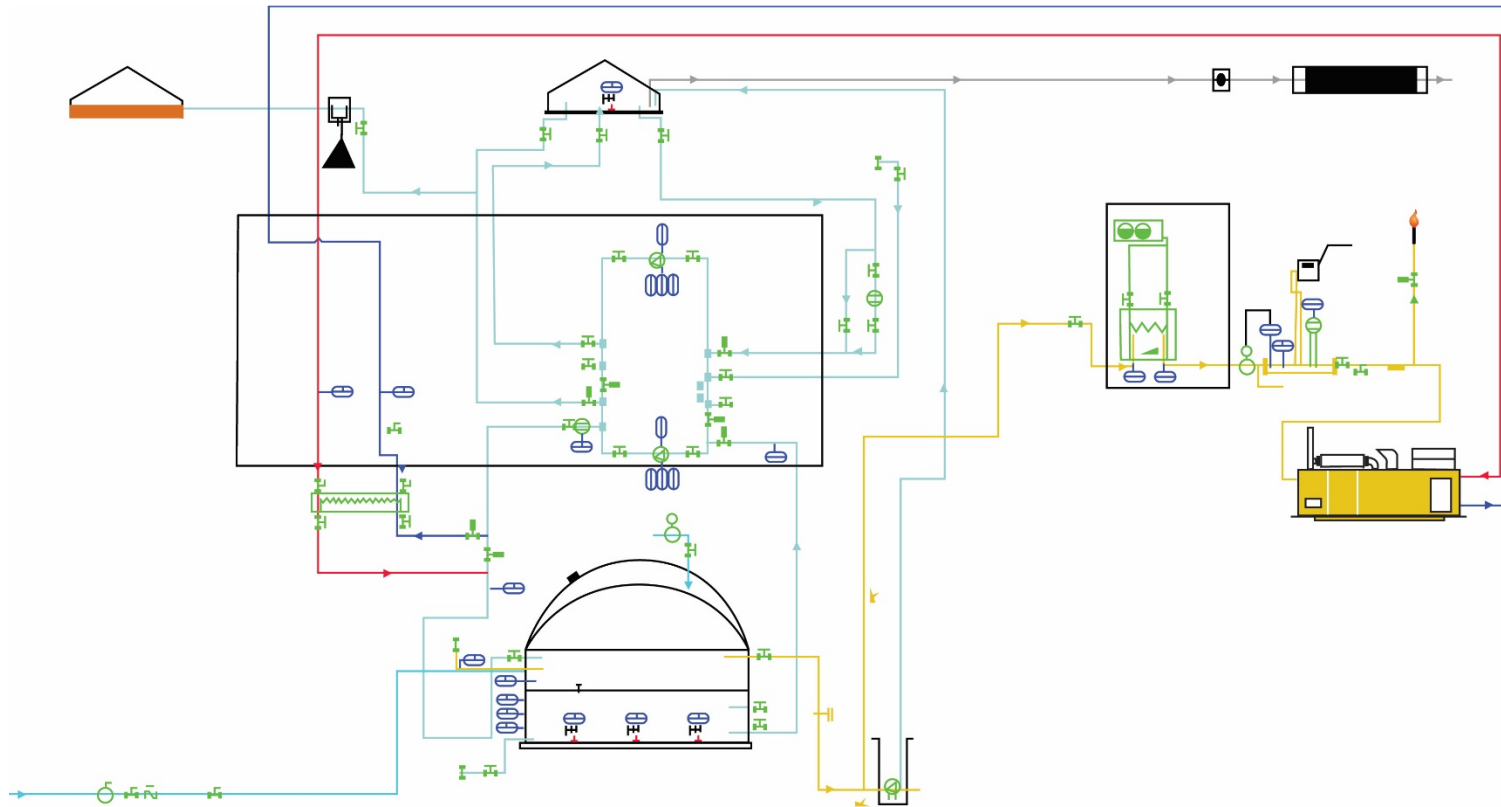


Figura 5: Esquema de proyecto propuesto y flujograma del proceso de biogás

Cantidad de digestores: Para el tratamiento de materia orgánica (8,2 % MS), se dispondrá de un digestor de tipo estanque, con capacidad para almacenar 3.113 m³. El mismo estará provisto de un sistema de calefacción y agitación, el cual será capaz de tratar la materia orgánica producida diariamente (68 Mg).

Manejo de lodos: El lodo obtenido del estanque de biodigestión será bombeado al tanque del digestado (180 m³ - mismo tamaño que el estanque de recepción). De ahí el digestado será bombeado al decantador para la deshidratación del lodo. La parte sólida será aplicada en la agricultura como fertilizante. La parte líquida será tratada por parte en la planta de tratamiento de RIL. Una vez que el decantador está en operación, se analiza la composición de la parte líquida para evaluar el volumen que podría ser tratado en la planta de RIL sin impacto negativo al efluente de la planta de tratamiento de RIL, para dar cumplimiento al convenio con la empresa sanitaria. El resto de la parte líquida deberá ser aplicada como fertilizante líquido en áreas agrícolas. (Figura 4).

Sería muy importante para la implementación exitosa de este proyecto que se evalúa del inicio del proyecto las posibilidades de la aplicación del digestado líquido. Para esto se debe definir lo antes posible los volúmenes y la composición del digestado líquido para calcular el área necesaria para la aplicación. Basado en estas informaciones se puede determinar los terrenos disponibles, el tipo de cultivo al cual se aplicará el fertilizante, la cantidad de cosechas anuales y además planificar la logística del transporte sobre todo el año.

Cantidad y composición del biogás producido: A partir de los sustratos disponibles (68 Mg/d), se estima una producción de biogás de 2.706 m³ por día con un 62% de metano (1.688 m³ CH₄).

Capacidad del equipo de cogeneración previsto: Con la producción de biogás prevista se podría producir aproximadamente 312 kW eléctrico continuamente. Para tener la capacidad de tratar más sustrato o sustratos adicionales en el futuro o producir más energía en ciertos momentos se planifica la capacidad del equipo de cogeneración superior que salga del diseño actual. Por eso se recomienda un generador con una capacidad eléctrica de 526 kW que significaría un buffer de más de 40% para posibles sustratos adicionales o por el caso que los sustratos producen más biogás que estimado. Además, el proveedor del generador seleccionado (Jenbacher) tiene una buena reputación y ya tiene instalaciones en Chile. El buffer de 40% significa que se operaría el generador por aproximadamente 60% del tiempo a la capacidad máxima para no perder eficiencia del generador. Por supuesto se selecciona las horas con tarifas más altas para la producción del generador para aumentar la eficiencia económica del generador.

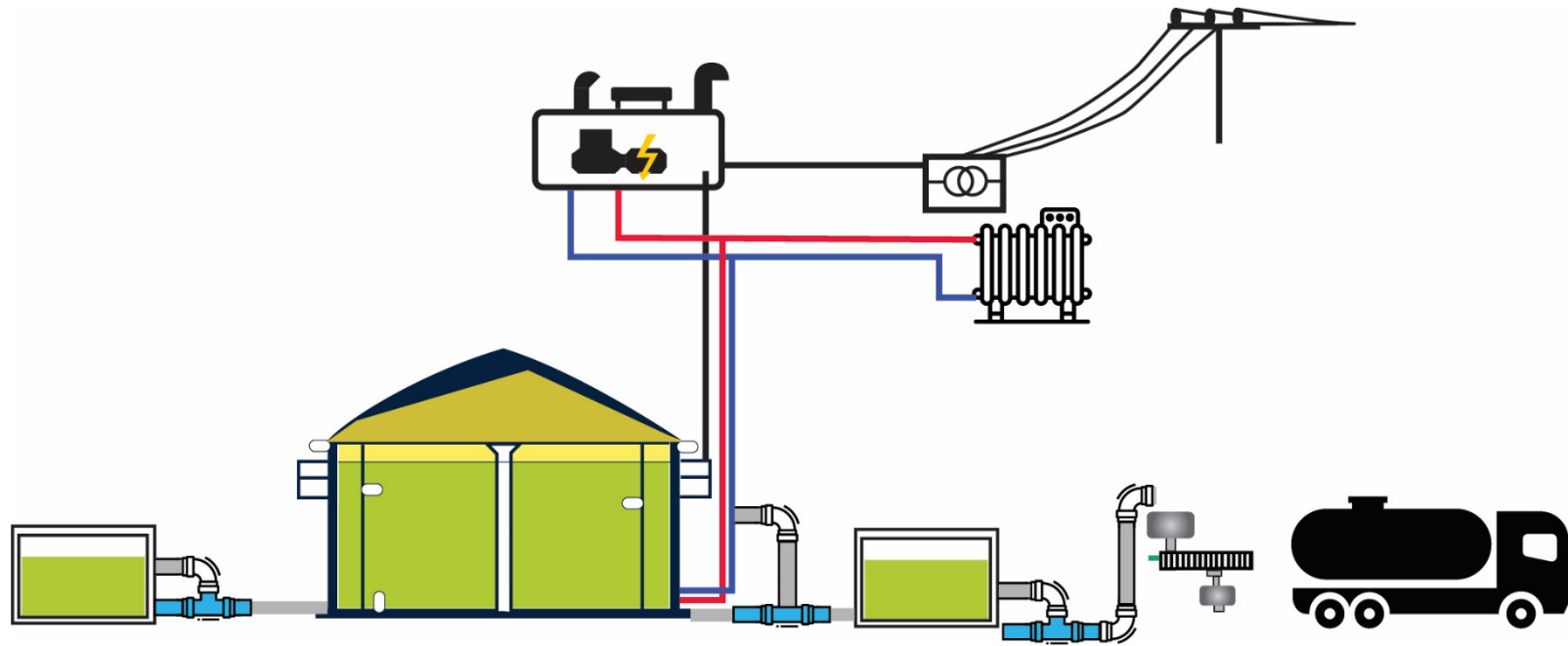


Figura 6: Sistema de biodigestión anaeróbica

4.2.3 Bioproductos

Tal como se mencionó en el apartado anterior, el lodo o efluente tratado que sale de la planta de biogás (65 Mg/d, 3,0 % MS), será separado mediante la utilización de decantador. La parte líquida (58 m³/d; 0,7 % MS) será por parte bombeada al pozo equalizador de la planta de tratamiento de RIL y el resto será utilizado como fertilizante en la agricultura. La parte sólida (6,2 Mg/d, 25% MS) puede ser comercializada como fertilizante para la agricultura. Dado que no existe un mercado para el digestado en Chile no se lo ha tomado en cuenta para el análisis económica.

4.3. DISEÑO DE PROYECTO

4.3.1 Tipo de biodigestor y volumen de la planta

Se instalará un estanque de recepción con un diámetro de 7,4 m y una altura de 4,5 m que resulta en una capacidad de almacenamiento de 180 m³, es decir aproximadamente 2,5 veces la capacidad del volumen de todos los sustratos tratados diariamente.

Paralelo al estanque de recepción se instalará un sistema de higienización para, en el caso necesario, evitar que entren gérmenes patógenos al digestor y de esta manera asegurar que el lodo tratado podrá ser aplicado en parte en la agricultura como fertilizante. Para ello se instalará un triturador para lograr un tamaño máximo de partículas de 12 mm antes que el flujo entre en el sistema de higienización que opera a una temperatura de 70°C por una hora.

Del estanque de recepción todos los sustratos serán bombeados, pasando por la higienización o no, al digestor. La necesidad de la higienización de todos los sustratos o parte de los sustratos depende de la legislación nacional y de la demanda del cliente.

El biodigestor es de tipo estanque (Figura 5), de 22 metros de diámetro y 9 metros de altura y una capacidad de almacenamiento de 3.113 m³. En la parte superior se colocará una doble membrana con el fin de que una de ellas, la externa, sea fija y la interna sea la que se expanda y contraiga, de acuerdo a la disponibilidad del biogás.

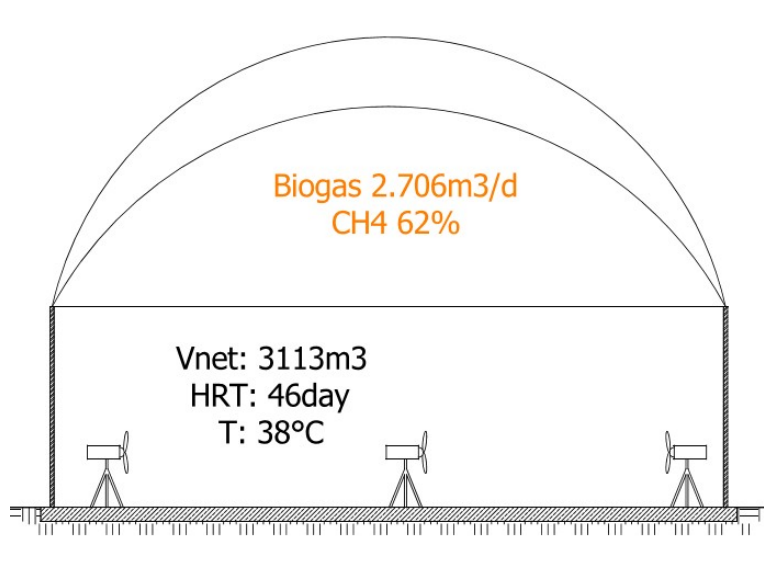


Figura 7: Bosquejo de digestor tipo estanque de acero inoxidable

En medio de las membranas se inyectará aire mediante un soplador, con el fin de mantener siempre la forma de cúpula. Esto evitará que las condiciones climáticas como el viento, la lluvia u otro fenómeno ambiental deterioren la membrana interna.

4.3.2 Sistema de agitación

Se dispondrá de tres sistemas de agitación.

- El primero consiste en un agitador sumergible que está instalado en el estanque de recepción, a fin de mantener la mezcla homogénea y las partículas en suspensión.
- El segundo sistema está instalado en el digestor y consiste en tres agitadores sumergible, que cumple con la tarea de homogenizar la mezcla interna dentro del digestor de tal forma que se alcanza una fermentación óptima.
- El tercero, consiste en un agitador sumergible que está instalado en el estanque del digestato, a fin de mantener la mezcla homogénea y evitar sedimentación y capa de flotación.

Estos agitadores (p.e. Suma Optimix 2G 90-330, 330rpm, 9kW), son contralados externamente y dispuestos provistos de una estructura para ajustar la altura y rotación, evitando de esta forma la sedimentación y la flotación de los sólidos. (Figura 6)



Figura 8: Sistema de agitación sumergible

4.3.3 Sistema de alimentación

El ingreso de los sustratos (lodo del DAF, contenido ruminal, sólido del filtro rotatorio, sangre) al digestor se hará por medio de una bomba de pistón (p.e. Vogelsang Rotary Lobe Pump VX136-105Q 7,5 kW).

4.3.4 Sistema de tratamiento de efluente

La fase líquida producto de la separación por medio del decantador (58 m³/d; 0,7 % MS) será una parte bombeada al pozo equalizador de la planta de tratamiento de RIL y el resto será utilizado como fertilizante en la agricultura. La parte sólida (6,2 Mg/d, 25% MS) puede ser comercializada como fertilizante para la agricultura.

4.3.5 Tratamiento de biogás

El biogás producido (2.706 m³/d) será depositado en la campana de gas del digestor. Para la reducción de la concentración de sulfuro de hidrógeno (H₂S) en el biogás, se inyecta en el reservorio interno oxígeno de manera continua, para iniciar una descomposición biocatalítica del ácido, reduciéndose la concentración de H₂S considerablemente. Si la concentración de H₂S es mayor a las especificaciones del equipo de cogeneración (la mayoría de los proveedores de equipos de cogeneración piden una concentración máxima de H₂S en el biogás de 200 ppm), se puede adicionar sustancias férricas (p.e. cloruro férrico, hidróxido de hierro) al proceso para reducir los niveles de H₂S.

Mediante un sistema de tubería el biogás fluye del reservorio al equipo de cogeneración. En los puntos más bajos de las tuberías, serán colocadas trampas para los condensados (depósitos de agua de condensado a los puntos más profundos) para pre secar el biogás. Antes de que el biogás entre al equipo de cogeneración, se pasa por un secador (sistema de enfriamiento de biogás para bajar la temperatura del biogás bajo de 10°C para condensar la mayoría del agua que contiene el biogás producido) para cumplir con las especificaciones técnicas del equipo de cogeneración y un filtro de carbón activado (cilindro de acero inoxidable o plástico llenado con carbón activado que es atravesado por el biogás) para eliminar los restos de H₂S.

4.3.6 Descripción de los equipos requeridos

En el Cuadro 4 se detallan los equipos requeridos para el funcionamiento de la planta de biogás.

Tabla 4: Equipos requeridos para la planta de biogás.

Equipos	Características
Bombas de pistones rotatorios	Trasiegan el material dentro de los estanques y a su disposición final.
Agitadores sumergibles	Mezclan los lodos dentro del digestor (3), en el estanque de recepción (1) y en el estanque del digestado (1).
Equipo de cogeneración	Quema el biogás para la producción de energía eléctrica y energía térmica. La energía térmica será utilizada para el calentamiento del agua con el fin de calentar el digestor y el estanque de higienización. La energía térmica sobrante será utilizada en el proceso de matanza.
El biodigestor	Cámara de biodigestión donde se produce el biogás.
Intercambiador de calor	Usa la energía térmica producida por el equipo de cogeneración para el calentamiento del proceso anaerobio mientras un intercambiador de calor que utiliza agua caliente para la calefacción del lodo del digestor que se recircula por el mismo intercambiador.
Membranas	Almacenan el biogás producido. Se utilizará una doble membrana. La membrana interna se expande y contrae de acuerdo a la disponibilidad de biogás.

4.3.7 Procesos de control y monitoreo

Los sustratos serán trasegados al estanque de recepción por medio de bombas de pistones rotatorios. Las bombas son instaladas para la alimentación del sistema de higienización, el biodigestor, para el traslado de los lodos al estanque del digestado y al decantador, son manipuladas de forma automática por un controlador de tiempo y de nivel para alcanzar una alimentación lo más continua posible.

Los agitadores se activan de forma automática por controladores de tiempo. El tiempo de operación puede ser ajustado a la situación actual de los lodos dentro de los estanques y del digestor.

En el caso del equipo de generación de electricidad, estos pueden ser ajustados para que el uso del biogás sea el más eficiente. La eficiencia del generador eléctrico será mayor mientras más energía está produciendo. Un generador tiene la eficiencia más alta si está operando cerca de su capacidad máxima. Por otro lado, para el mantenimiento del generador será óptima una producción lo más continua posible. Basado en estos dos requerimientos, más la demanda de energía eléctrica y térmica, se ajustará el poder y el tiempo de operación del equipo de cogeneración.

Otro equipo instalado dentro del biodigestor es un termómetro, esto con el fin de controlar la

temperatura interna del biodigestor (38 °C). El calor será emitido por un intercambiador de calor.

Esto permitirá tener una temperatura constante dentro del biodigestor, optimizando el rendimiento del proceso de biodigestión. El equipo de medición, indica al intercambiador de calor cuando la temperatura está bajando, por lo que una bomba sacará lodos del biodigestor que serán trasegados por las tuberías del intercambiador de calor, aumentando la temperatura del lodo y regresándolo al biodigestor.

4.4. CRONOGRAMA DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL PROYECTO

Para la implementación del proyecto se estima tiempo necesario de 20 meses incluyendo la selección del proveedor técnico, el diseño en detalle, el suministro de los equipos necesarios, la instalación y la puesta en marcha de la planta de biogás. En el siguiente cronograma del proyecto se puede identificar los distintos pasos del proyecto.

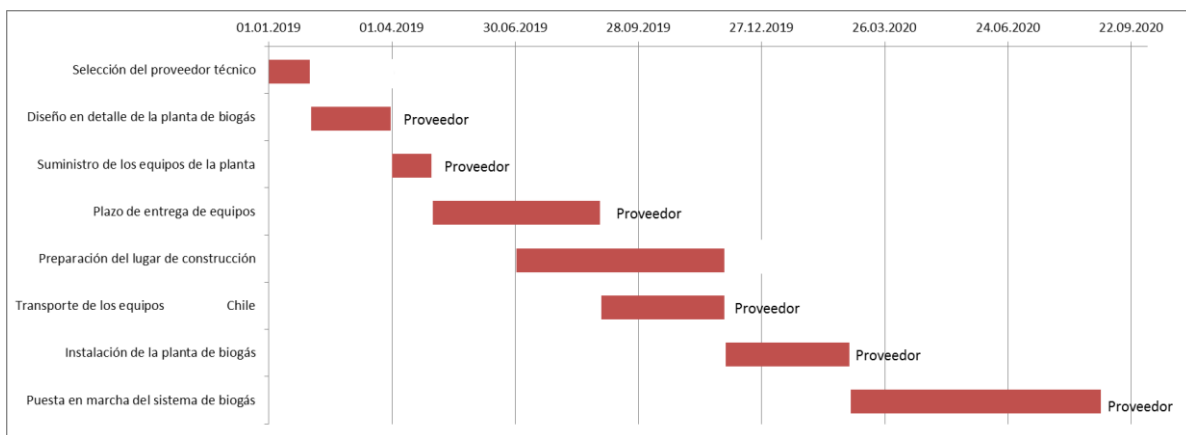


Figura 9: Cronograma implementación planta de biogás

5. ANÁLISIS FINANCIERO

5.1. RESUMEN DE PARAMETROS

5.1.1 Disponibilidad de sustratos

Se producen diariamente 68 toneladas de sustrato que podrían ser tratados en una planta de biogás, con un contenido de materia seca del 8,2%. El lodo del DAF representa el 58% de la carga volumétrica diaria del sistema de biodigestión, seguido del contenido ruminal con un aporte del 32%.

5.1.2 Producción de biogás

La producción de biogás se estima en 2.706 m³/d (62% CH₄) es decir 1.688 m³/d de metano (CH₄).

5.1.3 Producción de energía eléctrica

En términos energéticos un m³ de biogás con una concentración de metano de 62% equivale 6,2 kWh bruto, por lo que se usa en un equipo de cogeneración con una eficiencia eléctrica de 40,4% (eficiencia eléctrica del equipo propuesto) con el biogás disponible (2.706 m³/d) se podría producir 2.489.213 kWh energía eléctrica por año. Tomando en cuenta la demanda propia de la planta de biogás y las pérdidas de transformación quedarán aproximadamente 2.341.105 kWh por año de energía eléctrica para sustituir la energía eléctrica suministrada por la red pública.

Tabla 5: Sustitución de energía eléctrica por el biogás producido

Biogás disponible [m ³ /d]	Poder calórico biogás producido [kWh/m ³ biogás]	Energía bruta producida [kWh/a]	Eficiencia eléctrica generador [%]	Autoconsumo [kWh/a]
2.706	6,24	6.161.419	40,4%	2.489.213

5.1.4 Producción de energía térmica

El equipo de cogeneración propuesto tiene una eficiencia térmica de 42,9%. Con el biogás disponible (2.706 m³/d) se podría producir 2.650.173 kWh energía térmica por año en forma de agua caliente (312 m³ por día: 90°C inicio y 70°C reflujo). Tomando en cuenta la demanda propia de la planta de biogás para la calefacción del digestor y el sistema de higienización y una disponibilidad del sistema de 95% quedarán aproximadamente 1.768.006 kWh por año de energía térmica para sustituir Gas Natural que se usa para la producción de agua caliente y de vapor. Como esta mencionado bajo punto 5.3 el consumo anual de Gas Natural es de 480.000 m³/a que equivale un valor energético de 5.184.000 kWh/a.

Tabla 6: Sustitución de energía térmica

Energía producida [kWh/a]	Eficiencia térmica generador [%]	Energía térmica disponible [kWh/a]	Potencial de la sustitución de Gas Natural [m ³]
2.650.173	42,9	1.768.006	163.704

5.1.5 Comercialización del abono producido

Los lodos producidos por la planta de biogás, la fase líquida, así como la fase sólida, representan un fertilizante de alta calidad que contiene una serie de nutrientes (Nitrógeno, Fosfato, Potasio, etc.), también materia orgánica. Motivo por el cual puede ser utilizado para el mejoramiento del suelo a largo plazo. Las desventajas son la composición indefinida del lodo, así como la variabilidad de composición en dependencia de la composición de los sustratos tratados y su estado en forma líquida/lodosa.

Por eso no se toma en cuenta ningún ingreso por la venta de fertilizante, pero tampoco un costo. Se supone que en el futuro el costo de transporte del fertilizante será similar a los costos de transporte de los desechos (lodo deshidratado del DAF, contenido ruminal deshidratado, sólido del filtro rotatorio) al relleno sanitario actual. Por tal motivo, no se consideran en el cálculo económico el ahorro por evitar el transporte de los desechos al relleno sanitario o mono relleno de lodos.

5.2. COSTOS DEL PROYECTO

El proyecto tiene un costo total de 2.223.400 € (\$ 1.723.135.000) que corresponde a la inversión en equipos y costos adicionales (diseño, administración, supervisión de la implementación, puesta en marcha), en tanto los gastos de operación anuales son cercanos a los 144.000 € (\$ 111.825.490) sin costos financieros. Estos costos de mantenimiento consisten en mantenimiento de la planta (2% de los costos de inversión), costos del mantenimiento del equipo de cogeneración (11,625 \$/kWh de electricidad producida), Gastos de personal (\$9.300.000 por año) y otros como apoyo biológico, gestión de ventas y seguro. Para calcular los costos de inversión se usaron valores referenciales de otros proyectos similares.

Tabla 7: Costos de inversión para la planta de biogás

Costes de inversión de la planta	[€]	[\$]
Planificación de permisos	50.000	38.750.000
Excavaciones	10.000	7.750.000
Higienización (tanque, triturador, sistema de control, etc.)	150.000	116.250.000
Almacén de lodos	120.000	93.000.000
digestor primario	470.000	364.250.000
Almacén de digestato	100.000	77.500.000
Technologie de sustrato (bombas, válvulas, tuberías, etc.)	40.000	31.000.000
Technologie de gas (analizador, enfriador, válvulas, tuberías, etc.)	40.000	31.000.000
Control, visualización, ingeniería eléctrica	80.000	62.000.000
Plataforma trabajo, contenedor	20.000	15.500.000
Equipo de cogeneración	500.000	387.500.000
Technologie de calefacción (intercambiador, bomba, válvulas, etc.)	30.000	23.250.000
Concepto calor local externo	30.000	23.250.000
Antorcha	30.000	23.250.000
Preparación de construcción, control de proyecto	10.000	7.750.000
Total Costes de manufacturación de la planta	1.680.000	1.302.000.000
Otros gastos esperados		
Administración y gastos de consultaría	5.000	3.875.000
Trabajos de excavación y construcción de cemento	50.000	38.750.000
Conexión a red	20.000	15.500.000
Estructuras exteriores	10.000	7.750.000
Costes de puesta en marcha	30.000	23.250.000
Diseño detallado	92.400	71.610.000
Supervisión de la construcción	336.000	260.400.000
Total otros gastos esperados	543.400	421.135.000
Costos de inversión total	2.223.400	1.723.135.000

5.3. INGRESOS ANUALES

Los ingresos totales por concepto de sustitución de electricidad, energía térmica y costos evitados de disposición final rondan los 660.000€ anuales.

Tabla 8: Ingresos anuales.

Rubro	Ingreso [€/a]	Ingreso [\$a]
Sustitución de electricidad	152.570	118.224.104
Sustitución de energía térmica	61.880	47.957.178
Costos evitados por disposición final	447.538	346.841.950
Total	661.988	513.023.232

Sustitución de electricidad

El consumo anual de energía eléctrica de la empresa es alrededor de 10 GWh, de los cuales con el biogás disponible (987.687 m³ biogás/a) se pueden sustituir 2,35 GWh. Basado a un costo de 50\$/kWh se podrían evitar costos de electricidad de aproximadamente \$118.000.000 anuales.

Sustitución de energía térmica

El consumo anual de Gas Natural de la empresa es de 480.000 m³/a que equivale un valor energético de 5.184.000 kWh/a. Estimando una eficiencia de la caldera de 90% y el precio de gas natural de 260\$/m³, el costo del Gas Natural por kWh utilizado es \$27,1. Con la energía térmica disponible indicado en el Cuadro 6 (1.768.006 kWh/a) se podría evitar costos por el Gas Natural de \$47.957.178 anuales.

Costos evitados por concepto de disposición final de los desechos

Los costos evitados por concepto de dejar la disposición final de los desechos en el relleno sanitario (11.492 Mg/a) se calculan en 447.538 € (\$346.841.950) por año.

Tabla 9: Costos por la disposición final de los sustratos previstos para el tratamiento en la planta de biogás

Tipo de sustrato	Cantidad para la disposición final [Mg/a]	Costos para la disposición final [€/a]	Costos para la disposición final [\$a]
Lodo del DAF deshidratado	5.720 ¹	208.780	161.804.500
Contenido ruminal deshidratado	3.120 ²	113.880	88.257.000
Sólido del filtro rotativo	1.872	68.328	52.954.200
Sangre	780	56.550	43.826.250

¹ Se estima una reducción del volumen en la deshidratación del 60%

² Se estima una reducción del volumen en la deshidratación del 60%

5.4. FLUJO DE CAJA

5.4.1 Indicadores financieros para la evaluación

Para la elaboración del flujo de caja y la evaluación financiera, se estimaron los siguientes parámetros:

- Plazo recuperación del préstamo: 10 años.
- Tasa de interés del crédito: 8 %.

Además, se considera que del 100% de la inversión, la empresa asumirá con fondos propios el 25% de la inversión (556.000 € - \$430.784.000), por lo que se financiaría por crédito el resto de la inversión 1.684.000 € (\$1.305.405.000) (75%). La tasa de crecimiento para los diferentes rubros (electricidad, mano de obra, entre otros) se estima en un 2%.

5.4.2 Resultados financieros

De acuerdo con el análisis de flujo de caja y a los parámetros para la evaluación financiera, los indicadores arrojan resultados positivos, con un valor agregado neto (VAN) de 5.000.000 €, una tasa interna de retorno (TIR) 50,46% y una rentabilidad de inversión de 23,1%. (Anexo 1)

6. CONCLUSIONES

El sistema anaeróbico viene a complementar la función de la planta de tratamiento de aguas residuales, contribuyendo de forma positiva a mejorar la eficiencia en el manejo de los residuos y los índices de calidad ambiental.

Económicamente es rentable utilizar el biogás producido para generación de energía eléctrica y térmica, dado la eficiencia del equipo de conversión y las pérdidas.

De acuerdo con el análisis financiero el proyecto muestra indicadores de desempeño que lo hacen rentablemente atractivo, con un VAN de € 5.000.000 (\$ 3.875.000.000) y una rentabilidad de inversión de 23,1%.

Como alternativa a una inversión propia, también se podría utilizar un modelo ESCO (*Energy Service Contract*) para realizar el proyecto. En este caso la empresa ESCO (*Energy Service Company*) es dueña de la planta de biogás y se encarga de diseñar, construir, instalar, operar y mantener la planta, con el objeto de suministrar la energía generada (eléctrica y térmica) al cliente. La ESCO cobra por dichas energías un precio por unidad suministrada (kWh).

Ventajas de este sistema pueden ser:

- Nula/baja inversión inicial por
- Externalización operación y mantención del proyecto a la empresa ESCO
- El cliente solamente paga por la energía generada
- El manejo del lodo tratado podría ser incluido en el contrato, así la ESCO tendría que organizar la aplicación adecuado de este lodo
- El cliente se beneficia de posibles economías de escala por parte de la ESCO, principalmente sobre el financiamiento, adquisición de equipos y gestión de personal

Por otro lado, es necesario encontrar una empresa sólida y confiable que pueda ofrecer el modelo ESCO para garantizar el funcionamiento de la planta a largo plazo.

Por supuesto, la ESCO debe generar beneficios y tener en cuenta el riesgo de operación de la planta de biogás, lo que conlleva una reducción del potencial de ahorro de costos/beneficios para el cliente.

Además, es difícil determinar los volúmenes y composiciones de los sustratos individuales. Dado que estos determinan directamente la producción del biogás, deben determinarse regularmente. Además, los sustratos pueden contener sustancias que pueden inhibir o matar el proceso biológico, lo que puede llevar a una reducción significativa de la producción de biogás. Por esta razón, es esencial tener en cuenta estos puntos cuando se negocia un contrato ESCO.

Es importante señalar que en el caso de un modelo ESCO, se deben considerar todos los ingresos estimados, es decir: energía eléctrica, energía térmica y también el ahorro por la disposición de los residuos.

Este último ingreso es un beneficio directo para el cliente (externalidad positiva cuantificable del proyecto) pero no es necesariamente un ingreso que puede ser transferible a la empresa ESCO del cual ella se beneficia directamente. Es por esto que en la definición del contrato ESCO, debe considerarse un ingreso estimado distinto al indicado en este estudio o bien definir cómo se retribuirá a la empresa ESCO por este concepto.

Basado en los resultados económicos de este estudio se recomienda definir las condiciones marco (disponibilidad del financiamiento, permisos necesarios para la implementación y operación, aplicación del lodo tratado, etc.) del proyecto de biogás y seguir con el diseño en detalle de la planta de biogás.

7. MARCO LEGAL

7.1. INTRODUCCIÓN

En el presente informe se realiza una breve descripción del marco regulatorio que afecta a una eventual planta de biogás, específicamente el análisis de permisos necesarios para lograr la operación de esta. Lo anterior, considerando principalmente los permisos ambientales y permisos ambientales sectoriales más relevantes, así como las normas de emisión, requerimientos de seguridad y regulaciones específicas para proyectos de biogás y la conexión de éstos a la red eléctrica. De este modo, dependiendo de la envergadura y emplazamiento del proyecto, este debe gestionar diferentes permisos y/o compromisos con los servicios de su competencia. A continuación, se identifican los principales cuerpos legales vigentes que define el marco jurídico ambiental y de funcionamiento aplicable a los proyectos de diseño, construcción, puesta en marcha, operación y abandono de plantas de biogás. Para una visión más general y genérica se sugiere revisar EPB (2017, 2018).

7.2. SISTEMA DE EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL (SEIA)

En el año 1994, la Ley N°19.300 de Bases Generales del Medio Ambiente, crea la institucionalidad del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental, que se encuentra operativo desde el año 1997 cuando fue dictado su reglamento, el D.S. MINSEGPRES N°30/1997. Este fue actualizado en 2012 mediante D.S. MMA N°40/2012. Dicha actualización se hizo necesaria debido a la nueva institucionalidad ambiental, que había sido creada mediante modificación de la Ley N°19.300 por la Ley N° 20.417 que crea el Ministerio del Medio Ambiente, el Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) y la Superintendencia del Medio Ambiente (SMA).

En lo primordial, todos los proyectos de inversión que se pretendan implementar y que se encuentren en la lista de tipologías de proyectos o actividades señalados en la Ley o en su Reglamento, deben obligatoriamente someterse a su evaluación en el SEIA para obtener la Resolución de Calificación Ambiental (RCA), que es un acto administrativo que establece la conformidad ambiental de dicho proyecto o actividad. La evaluación en el SEIA implica la presentación de una serie de antecedentes de los llamados permisos ambientales sectoriales (PAS), que posteriormente no podrán ser negados por los organismos sectoriales.

7.2.1 Pertinencia

De acuerdo al Reglamento del SEIA, el proyecto de planta de biogás debe someterse a la evaluación de impacto ambiental, en base a las siguientes tipologías de proyectos o actividades:

Tipología I.2. Mataderos con capacidad para faenar animales en una tasa total final igual o superior a quinientas toneladas mensuales (500 t/mes), medidas como canales de animales faenados.

Tipología o.7. Sistemas de tratamiento y/o disposición de residuos industriales líquidos, que cumplan al menos alguna de las siguientes condiciones:

o.7.2 Que sus efluentes se usen para el riego, infiltración, aspersión y humectación de terrenos o caminos;

- o.7.3 Que den servicio de tratamiento a residuos provenientes de terceros, u
- o.7.4 Traten efluentes con una carga contaminante media diaria igual o superior al equivalente a las aguas servidas de una población de cien (100) personas, en uno o más de los parámetros señalados en la respectiva norma de descargas de residuos líquidos.

o.8. Sistemas de tratamiento, disposición y/o eliminación de residuos industriales sólidos con una capacidad igual o mayor a treinta toneladas día (30 t/día) de tratamiento o igual o superior a cincuenta toneladas (50 t) de disposición.

Podemos descartar la aplicabilidad de las tipologías b) y c), que se refieren a plantas de biogás de gran escala, asimismo la tipología h) en lo que se refiere a emisiones atmosféricas. La tipología l) podemos descartar, siempre y cuando se minimicen las interferencias de la planta de biogás con la planta faenadora propiamente tal.

En relación a su vía de ingreso, no existen antecedentes que justifiquen un Estudio de Impacto Ambiental, y por lo tanto, se debe elaborar y presentar una Declaración de Impacto Ambiental.

7.2.2 Permisos Ambientales Sectoriales

Es importante señalar que la RCA favorable certificará que el proyecto o actividad no genera ni presenta los efectos, características o circunstancias establecidas en el artículo 11 de la Ley y que el proyecto o actividad cumple con la normativa de carácter ambiental, incluidos los requisitos de carácter ambiental contenidos en los permisos ambientales sectoriales (PAS) del Reglamento del SEIA. Los PAS atinentes a una Planta de Biogás serían los siguientes:

Cuadro 10: Principales Permisos Ambientales Sectoriales (PAS)

PAS	Materia	Autoridad Competente	Aplicabilidad
Art. 139	Manejo de residuos industriales	Autoridad Sanitaria	Aplicaría si se construyen obras para el tratamiento o la disposición final o evacuación de residuos industriales; si se considera realizar tratamiento de residuos orgánicos para obtención de biogás; o si se requiere la disposición de residuos como digestato.
Art. 160	Cambio de uso del suelo	SEREMI de Agricultura	Aplicaría si el proyecto se instala en zonas no planificadas o en donde se requiera el cambio de uso de suelo..
Art. 161	Calificación de establecimientos industriales	Autoridad Sanitaria	Aplicará de acuerdo a lo establecido en el artículo 4.14.2 del D.S. N°47/92 del Ministerio de Vivienda y Urbanismo, respecto de la calificación de los establecimientos industriales o bodegaje. Definición necesaria según la ubicación del proyecto dentro del territorio urbano.

7.3. PERMISOS SECTORIALES

7.3.1 Secretaría Regional Ministerial del Ministerio de Salud – SEREMI de Salud

La SEREMI de Salud debe emitir pronunciamientos y otorgar permisos ambientales sectoriales asociados a una serie de materias, que derivan de exigencias sanitarias generales, contenidas en el D.F.L N°725/1968; Código Sanitario y en el D.F.L N°1/1990 que determina materias que requieren autorización expresa. De este modo, será necesario la obtención de los siguientes permisos previo a la construcción de la planta de biogás:

- Calificación industrial: la que puede ser calificada como inofensiva, molesta, insalubre, contaminante o peligrosa de acuerdo a la actividad que ejerza, a los riesgos hacia sus trabajadores y a su emplazamiento en relación con la comunidad aledaña.

- Permiso de construcción, reparación, modificación y/o ampliación de cualquier planta de tratamiento de basuras y desperdicios de cualquier clase.

Se deberá obtener de la SEREMI de Salud un informe sanitario que dé cuenta que éstas cumplen con las condiciones sanitarias y ambientales básicas de seguridad para realizar dicha actividad, sin causar daños ni molestias a la salud de los trabajadores y a la comunidad en general.

7.3.2 Superintendencia de Electricidad y Combustible – SEC

De acuerdo a su ley orgánica, Ley 18.410, que crea la Superintendencia de Electricidad y Combustible, este servicio público es responsable de supervigilar el mercado de la energía en cuanto al cumplimiento de las disposiciones legales y reglamentarias, y normas técnicas sobre generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas y electricidad, para verificar que la calidad de los servicios que se presten a los usuarios sea la señalada en dichas disposiciones y normas técnicas, y que las antes citadas operaciones y el uso de los recursos energéticos no constituyan peligro para las personas o cosas.

Es obligatorio el cumplimiento de la normativa relacionada, entre ellos el registro de los proyectos en SEC, a través de un instalador autorizado, y a partir del 2 de agosto de 2017, el cumplimiento con el D.S. N° 119 de 2016, del Ministerio de Energía, para todos los proyectos de biogás.

En relación a la normativa eléctrica de un proyecto de biogás, la SEC debe fiscalizar los siguientes cuerpos normativos:

- D.F.L. 4/20.018 del 2007, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, “Fija texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto de Fuerza de Ley N° 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de energía eléctrica”
- D.S. N° 327 de 1997, del Ministerio de Minería, “Fija Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos”.
- D.S. 4188/1955, del Ministerio del Interior, aprobatorio del “Reglamento de Instalaciones Eléctricas de Corrientes Fuertes”, NSEG 5. E.n. 71, Electricidad. “Instalaciones Eléctricas de Corrientes Fuertes”.
- D.S.115/2004, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, aprobatorio de la “Norma Técnica NCh Elec. 4/2003, Instalaciones de Consumo en Baja Tensión”.
- D.S.244/2005, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que “Aprueba reglamento para medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación establecidos en la ley general de servicios eléctricos”
- Norma NCh Elec 10/1984. Electricidad. “Trámite para la puesta en servicio de una instalación interior”.

En particular la normativa de diseño, construcción y operación de una planta de biogás debe cumplir con los siguientes cuerpos legales atinentes a la SEC.

- DFL N° 1 de 1979, del Ministerio de Minería, Modificado por Ley 20.339: Establece un Registro que será llevado por la SEC, por lo que es obligación de toda planta de biogás registrarse en la SEC, a través de los procedimientos que ésta ha establecido.
- **D.S. Ministerio de Energía N° 119/2016 que Aprueba reglamento de seguridad en las plantas de biogás e introduce modificaciones al reglamento de instaladores de gas.**

Este nuevo decreto establece los requisitos mínimos de seguridad que deberán cumplir las plantas de biogás en todas sus etapas. A partir del 2 de agosto de 2017,

ha entrado en vigencia el D.S. N° 119/2016, para cualquier instalación de biogás. El reglamento establece los requisitos mínimos de seguridad que deberán cumplir las plantas de biogás, en las etapas de diseño, construcción, operación, mantenimiento, inspección y término definitivo de operaciones, en las que se realizarán indistintamente las actividades de recepción, preparación y almacenamiento de sustrato; producción, almacenamiento, transferencia, tratamiento, suministro, uso o consumo de biogás, y demás actividades relacionadas, así como las obligaciones de las personas naturales y jurídicas que intervienen en dichas actividades a objeto de desarrollarlas en forma segura. (Art. 1).

Esta normativa establece algunas exigencias y requisitos genéricos y generales y de manera específica indica que los propietarios u operadores según corresponda, sólo podrán encomendar el diseño de proyectos, la construcción, modificación y reparación de plantas de biogás a instaladores de gas autorizados por la SEC (Art. 7). A su vez, los instaladores de gas deberán elaborar, ejecutar y/o supervisar el diseño y construcción de las plantas de biogás de acuerdo a las disposiciones de este reglamento y a las normas, códigos o especificaciones nacionales o extranjeras, así como a las prácticas recomendadas de ingeniería internacionalmente reconocidas. De este modo, los instaladores de gas deberán verificar, antes de la inscripción correspondiente, que las plantas de biogás cumplen con las estipulaciones de este reglamento. (Art. 11) Una vez construida una planta de biogás y previo a su inscripción ante la Superintendencia, el instalador de gas deberá verificar su correcto funcionamiento, debiendo realizar inspecciones visuales, pruebas de hermeticidad, pruebas de funcionamiento de equipos e instrumentación, pruebas de combustión de artefactos a biogás y/o artefactos adaptados, de acuerdo a las normas o especificaciones bajo las que fueron diseñadas. (Art. 28)

En relación a las condiciones de diseño, el Reglamento es bastante general. No obstante lo anterior, vale la pena resaltar los siguientes aspectos que puedan influir en el diseño de una planta de biogás, contenidas en los Art. 18-20, 24, 26 y 76 en relación a normativa de diseño para recipientes que operan a un presión superior a una atmósfera, limpieza del biogás y requerimientos de seguridad y distanciamiento.

En este caso, la planta de biogás califica como “instalación mediana” en términos del Reglamento ya que se trataría de una instalación de producción y suministro de biogás cuya potencia nominal es mayor a 180 kW y menor o igual a 900 kW. De este modo, aplican los requisitos del capítulo III del Reglamento, específicamente al análisis de riesgos (Art. 31) y los requerimientos de la antorcha (Art. 32). En el diseño y construcción se deberán considerar los requerimientos de la norma chilena NCh 2369 Of.2003, Diseño sísmico de estructuras e instalaciones industriales, declarada Norma Chilena oficial de la República mediante decreto supremo N° 178, de 2003, del Ministerio de Vivienda y Urbanismo, o disposición que la reemplace. Asimismo, se deberá contemplar un sistema de protección contra rayos y un sistema de protección contra incendios (Art. 33). Las instalaciones medianas deberán contar con un sistema de detección de gases para ácido sulfhídrico y metano en recintos de consumo de biogás y recintos de compresores o sopladores (Art. 36). Se deberán considerar el uso de dispositivos de control de las variables críticas, tales como temperatura, presión y agitación, que asegure el control de operación de las

actividades de recepción, preparación y almacenamiento de sustrato, producción, almacenamiento, transferencia, tratamiento, suministro y uso o consumo de biogás (Art. 38). Las instalaciones medianas deberán contar con un cerco perimetral de, a lo menos, 2 metros de altura (Art. 39).

Finalmente establece un requerimiento de informar. Específicamente, previo al inicio de las obras de construcción de las instalaciones medianas, el propietario deberá comunicar este hecho a la Superintendencia (Art. 85). Toda planta de biogás nueva, previo a su puesta en servicio, deberá contar con la certificación señalada en el artículo 6° del Reglamento y ser inscrita por su propietario ante la Superintendencia (Art. 86).

7.3.3 Servicio Agrícola y Ganadero – SAG / SEREMI de Agricultura

Chile carece de una planificación para el uso del territorio rural, razón por la cual la localización espacial de actividades con fines distintos al silvoagropecuario, que deban sentarse sobre el territorio rural, se determina mediante el procedimiento del Cambio de Uso del Suelo (CUS). Lo anterior es el caso para la instalación de la planta de biogás en la zona rural. Del D.F.L MINVU N°458 de 1975, se desprende que el cambio de uso del suelo se aplica en predios rústicos ubicados fuera de los límites urbanos fijados en los planos reguladores, cuando se destine parte o la totalidad de la superficie de dichos predios, a fines no agrícolas, es decir, industriales, habitacionales, turísticos y/o de equipamiento comunitario. Lo anterior según inciso 3° o 4° del artículo 55. No obstante lo anterior, el cambio de uso del suelo se encuentra citado en el texto del Art. 4 del D.S. N°718/77 del MINVU, que crea la Comisión Mixta Agricultura y Urbanismo, y el Art. 46 de la Ley N°18.755/89, Ley Orgánica del Servicio Agrícola y Ganadero, modificada por Ley N°19.283/94.

7.4. PERMISOS PARA LA CONEXIÓN A LA RED

En términos generales, el D.F.L N° 1/1982, del Ministerio de Minería, Ley General de Servicios Eléctricos es considerado por establecer las bases de un sistema eléctrico de carácter competitivo, operado a mínimo costo global. Esta Ley fue objeto de varias modificaciones. El D.S. MINMINERIA N°327/1997 que Fija el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos que es una reglamentación orgánica que busca contemplar todos los aspectos normados en la Ley General de Servicios Eléctricos. Esta reglamentación comprende los aspectos de concesiones, permisos y servidumbres, relaciones entre propietarios de instalaciones eléctricas, clientes y autoridad, así como interconexión de instalaciones e instalaciones y equipo eléctrico. Su última versión es de fines de 2016.

La más relevante modificación a la Ley General de Servicios Eléctricos fue introducida en 2004 mediante la Ley N°19.940, que modifica un conjunto de aspectos del mercado eléctrico que afecta a todos los medios de generación, introduciendo elementos especialmente aplicables a las Energías Renovables No Convencionales (ERNOC). Se abre el mercado spot y se asegura el derecho a conexión a las redes de distribución a pequeñas centrales generadoras. Así que, para plantas de biogás menores a 9 MW, la exención de peajes es completa. Además, se establece una exención de pago de peajes por el sistema de transmisión troncal para los medios de generación cuya fuente sea no convencional. De este modo, el D.S. N° 244/2005 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que Aprueba Reglamento para Medios de Generación

No Convencionales y Pequeños Medios de Generación, fija disposiciones a empresas que posean medios de generación cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema sean menores a 9 MW. En particular, establece procedimientos y condiciones para la conexión, mantenimiento e intervención de las instalaciones, determinación de los costos de las obras adicionales para la conexión, régimen de operación, remuneración y pagos, medición y facturación.

Luego, en 2008, entró en vigencia la Ley N°20.257, que establece la obligación para las empresas eléctricas de que un porcentaje de la energía comercializada provenga justamente de ERNC.

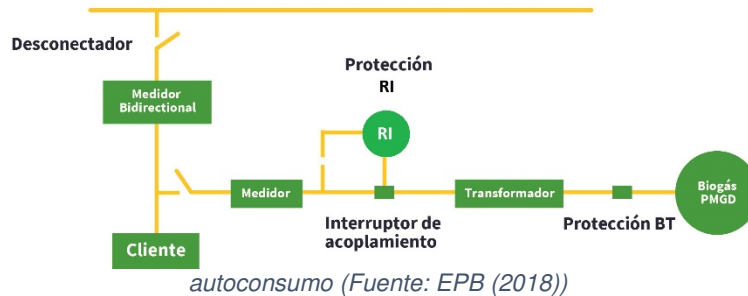
La Ley N°20.571, conocida también como Netbilling o de Generación Distribuida, entrega el derecho a los usuarios a vender sus excedentes directamente a la distribuidora eléctrica a un precio regulado. De esta manera permite la autogeneración de energía en base a Energías Renovables No Convencionales (ERNC) y cogeneración eficiente. No obstante lo anterior, no es aplicable a este proyecto, ya que esta Ley otorga el derecho a clientes cuyos proyectos posean rangos de generación inferiores a 300 kW.

Por lo tanto, si bien el proyecto se debiera declarar de autoconsumo, una alternativa que se visualiza viable sería acogerse al esquema de Pequeños Medios de Generación Distribuida de Impacto No Significativo. Esto facilitaría de conexión a proyectos en este rango de generación, además de disminuir los costos en estudios y en inversión inicial para conexión a la red. Se define un Pequeño Medio de Generación Distribuida en casos cuyos excedentes de potencia sea menor o igual a 9.000 kilowatts y estén conectados a instalaciones de una empresa concesionaria de distribución, o a instalaciones de una empresa que posea líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público. Adicionalmente, podrá ser evaluado como de Impacto No Significativo sólo si sus excedentes de potencia son menores o iguales a 1,5 MW, lo que aplica en este caso. Aun así, hay que tener en consideración el costo de los estudios previos y la necesidad de invertir en equipos de medición y protecciones especialmente definidas en la Norma Técnica sobre Conexión y Operación de PMGD.

Todo lo anterior según la Res. MINENERGIA N°501/2015, que dicta la Norma Técnica sobre Conexión y Operación de Pequeños Medios de Generación Distribuidos en Instalaciones de Media Tensión, cuya última modificación es del año 2015 (Res. MINENERGIA N°537/2016).

A continuación, se presenta el esquema de conexión de un PMGD INS con autoconsumo, considerando los requerimientos de la mencionada Norma Técnica.

Figura 10: Esquema de conexión al sistema de Distribución PMGD INS con Red de Distribución (23kV - 13,2kV - 12kV)



El trámite que debe realizar un interesado para conectar un PMGD a la red de media tensión de un sistema de distribución consta principalmente de dos fases, de acuerdo a lo que se indica a continuación. Según indica EPB (2018) detalladamente, se deben considerar las siguientes actividades y fases indicadas en la figura que sigue.

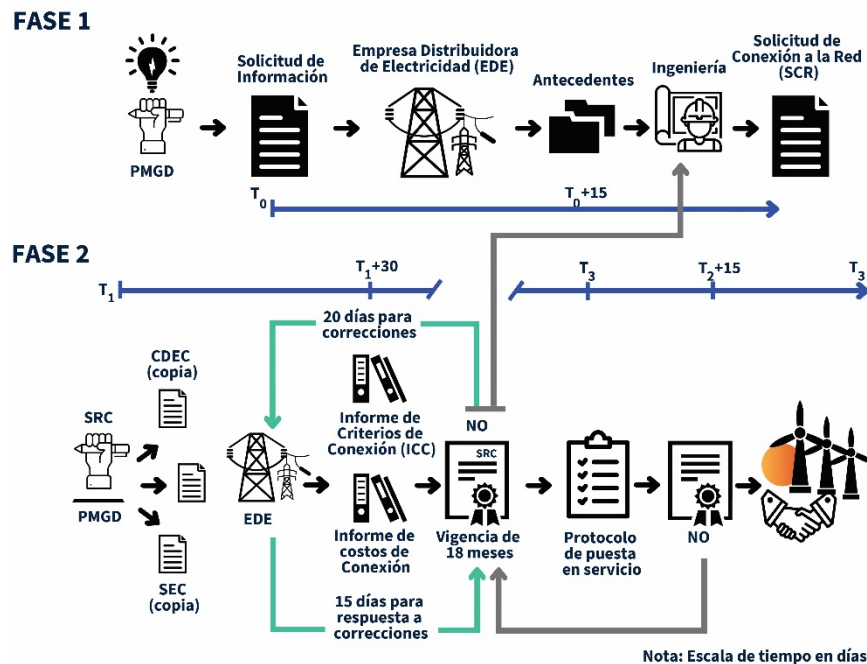


Figura 11: Procedimiento de conexión y puesta en servicio de un PMGD - Nota: T Línea de tiempo (Fuente: EPB (2018) en base a)

7.5. NORMAS DE EMISIÓN

En Chile rigen normas de emisión de RILes para distintos cuerpos receptores. Su aplicación presenta un impacto económico importante para el proyecto de la planta de biogás. Las interferencias son evidentes: El uso de sangre como sustrato en la planta de biogás mejorará la calidad del RIL en términos de la carga orgánica descargada al alcantarillado público y por lo tanto se reduciría el pago asociado. La sangre aporta una DBO muy alta al RIL, que se evitaría descargar al alcantarillado público al tratarla en el biodigestor, disminuyendo el pago a la empresa sanitaria por esta cantidad de DBO. No obstante, la planta de biogás degrada la materia orgánica y libera el nitrógeno orgánico en forma de amonio. Si bien este nitrógeno amoniacal presenta un mayor potencial fertilizante al momento de abonar en la tierra, sus contenidos altos en el digestato líquido implicarían un pago adicional por concepto de convenio por exceso de carga con la empresa sanitaria, si este digestato fuese descargado al alcantarillado público. Por la misma razón se puede descartar la infiltración a aguas subterráneas, ya que la norma de emisión es muy restrictiva para el nutriente nitrógeno en todas sus formas (orgánico, amoniacal y nitrato/nitrito).

7.5.1 Descarga a Alcantarillado Público

La norma de emisión que regula las descargas al alcantarillado público es el D.S. MOP N° 609/98, modificado por D.S. MOP N° 3.592/00.

7.5.2 Descarga a Aguas Continentales Superficiales

La normativa para descarga a aguas superficiales corresponde al D.S. MINSEGPRES N°90/00.

7.5.3 Riego y Disposición en Suelos

En Chile no existe un cuerpo legal que regule el uso de las aguas agroindustriales en riego, y/o suelos, razón por la cual al considerar la posibilidad de que estos RILES sean empleados en el riego de especies vegetales, se debe exigir el cumplimiento de la Norma Chilena Oficial NCh 1.333 Of. 1978 “Requisitos de Calidad del Agua para Diferentes Usos – Requisitos de Agua para Riego”, declarada oficial por D.S. MOP N° 867/78 del MOP, como norma de referencia.

La ventaja es que el único parámetro de contaminación que considera esta norma son los Coliformes ya que, esta normativa adolece de valores normados para un conjunto de parámetros que, normalmente, se encuentran presentes en los RILES. En este sentido, las normativas que regulan la descarga de RILES a diferentes cuerpos de aguas superficiales, constituyen en un valor límite superior frente a otras posibilidades de disposición de RILES. No obstante, se evidencia que la norma no fue elaborada para el riego con RILES, razón por la cual el SAG elaboró un documento técnico que propone las condiciones básicas para la aplicación de RILES en riego. Durante la discusión que desató la publicación de dicha guía se introdujo el concepto de “disposición”, que también sería aplicación válida de RILES al suelo, dentro del contexto del APL vitivinícola. La aplicación de RILES en el suelo, se considerará riego cuando ésta satisfaga las necesidades hídricas de un cultivo o alguna especie vegetal y se considerará disposición cuando el RIL se aplica al suelo en forma controlada independiente de la presencia o no de un cultivo. Sin perjuicio a lo anterior, el SAG, dentro de la evaluación ambiental, aparte del balance de DBO₅, también solicitará un balance de nitrógeno que probablemente determinará la superficie

necesaria para la disposición. Adicionalmente se deberá tener en cuenta que se podrá establecer requerimientos para el almacenaje del digestato para fechas y épocas cuando no es posible regar o disponer (épocas de alta pluviometría), lo cual podrá requerir algún tipo de estanque o tranque para el almacenamiento temporal del digestato líquido. Adicionalmente se podrá establecer un requerimiento de higienización del digestato previo su disposición para asegurar la sanidad en los campos que reciben el digestato.

Tal como se hizo notar en el presente capítulo, la preocupación desde el punto de vista ambiental y de los volúmenes asociados, se refiere al efluente líquido o la fracción líquida del digestato. En cambio, para el caso del digestato sólido, el proyecto deberá dar cumplimiento a la Norma Chilena NCh 3.375:2015 “Digestato - Requisitos de Calidad”. Lo anterior principalmente en términos de contenidos de parámetros higiénicos, olor, metales pesados, grado de fermentación, materia orgánica y contaminación con materias extrañas. Se deberá realizar un plan de monitoreo y todos los registros requeridos por la referida norma. Una vez demostrado el cumplimiento de esta norma técnica, se estima menos complejo la obtención de los permisos ambientales asociados al uso del digestato sólido como fertilizante.

7.5.4 Disposición final de Residuos Sólidos

En el caso de requerir la disposición final del digestato sólido, el proyecto de planta de biogás no requiere permisos adicionales, sin perjuicio a tener que reafirmar la disposición de los lodos en un mono relleno de lodos

8. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

EPB (2017): Guía del Instalador de Biogás. Curso de Formación Especializada en Biogás para Profesionales. Módulo 6 Marco Legal Biogás.

EPB (2018): Biogás. Guía del Instalador SEC Clase 4.

Ministerio de Medio Ambiente – MMA (2013): Estrategia para la gestión de olores en Chile, aprobada a través la Resolución Exenta N°947 del Ministerio de Medio Ambiente de fecha 7 de noviembre de 2013.

Ministerio de Medio Ambiente – MMA (2017): Estrategia para la gestión de olores en Chile Actualización año 2017, aprobada a través la Resolución Exenta N°1536 del Ministerio de Medio Ambiente de fecha 29 de diciembre de 2017.

Servicio de Evaluación Ambiental – SEA (2017): Guía para la predicción y evaluación de impactos por olor en el SEIA, vigente mediante [Resolución Exenta N°1438 de la Dirección Ejecutiva del SEA de fecha 19 de diciembre de 2017.](#)

ANEXOS

Anexo 1 Flujo de Caja planta de biogás

Viabilidad económica Planta de biogás

Editor	Carsten Linenberg																					
Fecha	23.10.2018																					
Periodo / año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
Generancias																						
Necesidad eléctrica	19.071	155.622	158.734	161.909	165.147	168.450	171.819	175.255	178.761	182.336	185.983	189.702	193.496	197.366	201.313	205.340	209.447	213.635	217.908	222.266	226.712	
Venta de calor	7.735	64.355	66.930	69.607	72.391	75.267	78.298	81.430	84.667	88.075	91.598	95.262	99.072	103.035	107.157	111.443	115.901	120.537	125.358	130.372	135.587	
Subsidios	447.538	494.251	461.665	467.981	475.001	482.126	489.357	496.698	504.148	511.710	519.386	527.177	535.085	543.111	551.257	559.526	567.919	576.438	585.085	593.861	602.769	
Total Generancias	474.344	674.228	686.729	699.497	712.539	725.862	739.475	753.383	767.596	782.121	796.967	812.141	827.653	843.512	859.728	876.309	893.266	910.610	928.351	946.500	965.068	
Gastos																						
Costes de puesta en marcha	30.000																					
Amortización	0	150.670	150.670	150.670	150.670	150.670	150.670	150.670	150.670	150.670	150.670	150.670	85.670	85.670	76.503	76.503	76.503	63.170	63.170	63.170	63.170	
Interés	98.819	123.545	113.445	102.506	90.660	77.830	63.935	48.887	32.591	14.941	808	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Gastos de operación del separador	1.489	6.077	6.199	6.323	6.449	6.578	6.710	6.844	6.981	7.120	7.263	7.408	7.556	7.707	7.861	8.019	8.179	8.343	8.509	8.680	8.853	
Mantenimiento/ reparaciones PBG	11.117	45.357	46.265	47.190	48.134	49.096	50.078	51.080	52.101	53.143	54.206	55.290	56.396	57.524	58.675	59.848	61.045	62.266	63.511	64.781	66.077	
Mantenimiento/ reparaciones CHP	9.359	38.185	38.940	39.727	40.522	41.332	42.159	43.002	43.862	44.739	45.634	46.547	47.478	48.427	49.396	50.384	51.392	52.419	53.468	54.537	55.628	
Reservas Revisión general CHP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Costes de personal	7.488	30.551	31.162	31.785	32.421	33.069	33.731	34.406	35.094	35.795	36.511	37.242	37.988	38.746	39.517	40.311	41.118	41.940	42.779	43.634	44.507	
Apoyo biológico	940	3.427	3.496	3.566	3.637	3.710	3.784	3.860	3.937	4.016	4.096	4.178	4.261	4.347	4.433	4.522	4.613	4.705	4.799	4.895	4.993	
Gestión de ventas	2.630	10.730	10.945	11.164	11.387	11.615	11.847	12.084	12.326	12.572	12.824	13.080	13.342	13.609	13.881	14.159	14.442	14.731	15.025	15.326	15.632	
Seguro	2.779	11.339	11.566	11.797	12.033	12.274	12.520	12.770	13.025	13.286	13.552	13.823	14.099	14.381	14.669	14.962	15.261	15.566	15.878	16.195	16.438	
Total Gastos	164.522	413.887	412.679	404.748	395.923	386.372	375.474	363.502	350.506	336.513	321.574	306.737	292.069	278.245	264.939	263.708	259.212	263.140	257.217	271.513	277.539	
Rendimiento anual	309.822	254.346	274.033	294.768	316.626	339.688	364.041	389.781	417.010	445.838	471.402	548.903	560.864	582.268	594.788	607.601	634.047	647.470	661.212	675.281	689.769	
Total Rendimiento anual	309.822	504.168	838.202	1.132.970	1.449.596	1.789.284	2.153.325	2.541.106	2.960.116	3.405.954	3.877.356	4.326.260	4.987.124	5.569.391	6.164.179	6.771.780	7.405.328	8.053.298	8.714.510	9.389.791	10.079.560	
Préstamo de Liquidación																						
Balances de cuentas Comienzo de año	0	224.714	588.840	808.852	1.103.660	1.416.379	1.739.331	2.072.741	2.416.844	2.771.878	3.138.090	3.699.662	4.334.236	4.980.770	5.639.541	6.318.832	6.994.936	7.692.154	8.402.794	9.127.176	9.865.627	
plus Rendimiento anual	309.822	254.346	274.033	294.768	316.626	339.688	364.041	389.781	417.010	445.838	471.402	548.903	560.864	582.268	594.788	607.601	634.047	647.470	661.212	675.281	689.769	
plus Amortización	0	150.670	150.670	150.670	150.670	150.670	150.670	150.670	150.670	150.670	150.670	85.670	85.670	76.503	76.503	76.503	63.170	63.170	63.170	63.170	63.170	
menos Reembolso	-85.108	-121.691	-131.791	-142.730	-154.576	-167.406	-181.301	-196.349	-212.646	-230.295	-260.501	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Liquidación/año	224.714	283.325	292.912	302.708	312.719	322.951	333.410	344.102	355.034	366.213	361.572	634.573	646.534	658.771	671.291	684.104	697.217	710.640	724.382	738.451	752.939	
Balances de cuentas Final de año	224.714	508.040	800.952	1.103.660	1.416.379	1.739.331	2.072.741	2.416.844	2.771.878	3.138.090	3.699.662	4.334.236	4.980.770	5.639.541	6.318.832	6.994.936	7.692.154	8.402.794	9.127.176	9.865.627	10.618.566	
Rentabilidad de los fondos propios																						Todo los valores en €
Valor actual neto																						
Tasa interna de retorno																						
Rentabilidad sobre el activo total																						