



Evaluación técnico-económica de la generación de energía eléctrica a partir del abatimiento de gases en la planta Ecofood S.A.

Ulises Narvaez Urrutia

Alumno de Ingeniería Civil Mecánica

Profesor Tutor: Mauricio Campillo Canto

Resumen ejecutivo

Constructora Jorge Ubilla Rivera E.I.R.L. lidera un proyecto de abatimiento de gases en Ecofood S.A., una empresa chilena especializada en productos nutricionales para fábricas de alimentos de mascotas. Ecofood convierte subproductos alimenticios en productos de alta calidad, emitiendo gases en el proceso, los cuales están generando inconvenientes en su funcionamiento normal debido a los aromas que son emitidos. El estudio propone la evaluación de un sistema de abatimiento para generar energía eléctrica para el autoconsumo. La evaluación revela un potencial de generación anual de $20.520 \left[\frac{kWh}{año} \right]$ y una potencia eléctrica de $3.8 [kW]$, considerando la llegada diaria de 120-140 toneladas de materia prima. La evaluación económica muestra que el proyecto es atractivo para la empresa mediante la inyección de energía producida para el autoconsumo anual de la planta.

Abstract

Constructora Jorge Ubilla Rivera E.I.R.L. is leading a project to mitigate emissions at Ecofood S.A., a Chilean company specializing in nutritional products for pet food factories. Ecofood transforms food by-products into high-quality products, emitting gases in the process, which have been causing operational issues due to the emitted odors. The study proposes the assessment of an abatement system to generate electrical energy for self-consumption. The evaluation reveals a potential annual generation of 20,520 kWh/year and an electrical power of 3.8 kW, considering the daily arrival of 120-140 tons of raw material. The economic evaluation shows that the project is attractive for the company by injecting the energy produced for the plant's annual self-consumption.

Índice

1) Introducción.....	6
2) Objetivos.....	10
2.0) Objetivo SMART.	10
2.1) Objetivos específicos.....	10
3) Estado de arte.....	11
3.0) Introducción a proyectos de generación de electricidad a partir de biogás.....	11
3.1) Tipos de biomasa.....	12
3.2) Biogás.	13
3.3.0) Conceptos básicos en la producción de biogás.	13
3.3.1) Fases de la digestión anaerobia.	16
3.3.2) Factores que afectan en el proceso.	18
3.3.3) Naturaleza y composición química de las materias primas.....	18
3.3.4) Aspectos generales de los sustratos.....	21
3.3) Residuos cárnicos.	23
3.4) Potencial de biogás a partir de residuos de matadero.	25
3.5) Utilización biogás.....	25
3.6) Cogeneración.....	29
3.7) Problemas del uso de biogás en motores.	32
3.8) Experiencia del uso de biogás para la generación de electricidad.....	33
3.8.0) Experiencia internacional.	33
3.8.1) Experiencia nacional.	35
3.9) Bonos de carbono.....	37
4) Proyecto propuesto.	39
4.0) Riesgos y mitigaciones.....	40
4.1) Criterios que se consideraron para la selección de la solución:	41
5) Plan de implementación.....	42
6) Medidas de desempeño.	43
7) Obtención de datos.	45
8) Evaluación técnico - económica del proyecto	47
8.0) Evaluación económica	47
8.0.1) Modelo de negocio.	47

8.0.2) Flujo de caja.	47
8.1) Evaluación técnica	49
8.1.0) Cálculos dimensionamiento técnico del proyecto.....	49
8.1.1) Selección de equipos.....	49
8.1.2) Boceto de disposición general.	50
9) Resultados	51
10) Análisis de sensibilidad.....	53
11) Discusión y conclusiones.	54
12) Bibliografía y webgrafía.....	56
13) Anexos	58
Anexo 1: Factores que afectan proceso microbiológico.....	58
Anexo 2: Relación carbono/nitrógeno de las materias primas.	60
Anexo 3: Tratamientos de biogás.	62
1) Remoción de dióxido de carbono.	62
2) Remoción de agua.	66
3) Remoción del sulfuro de hidrógeno (H_2S).....	66
4) Remoción de oxígeno.	69
5) Remoción del amonio.	69
Anexo 4: Cogeneración	70
Anexo 5: Problemas del uso de biogás en motores.	73
1) Compuestos de Sílice	73
2) Humedad y sulfuros.....	75
3) Averías frecuentes por no acondicionar de manera correcta el biogás.	79
Anexo 6: Experiencia del uso de biogás para la generación de electricidad.....	80
3.8.0) Experiencia internacional.	80
3.8.1) Experiencia nacional.	82
Anexo 7: Mercado CER's y cálculos de CER's que se plantean vender y el valor para el proyecto	84
Venta bonos de carbono	84
Anexo 8: Plan de implementación.....	87
Anexo 9: Cálculos dimensionamiento técnico del proyecto.	91
Dimensionamiento técnico del proyecto	91
Anexo 10: Cálculos evaluación técnico-económica proyecto.....	93

Anexo 11: Flujo de caja proyecto.	98
Anexo 12: Resultados.	99

1) Introducción.

Constructora Jorge Ubilla Rivera E.I.R.L. es una empresa que presta servicios en distintas áreas (ingeniería, calefacción, obras civiles y redes) en este contexto la empresa está encargada de realizar un proyecto de abatimiento de gases en la planta Ecofood S.A., la cual es una compañía chilena que ofrece productos de alto valor nutricional para las más importantes fábricas de alimento para mascotas y animales en Chile.

La materia prima son desechos de origen animal obtenidos desde mataderos, donde son depositados en digestores, para luego ser cocidos mediante la aplicación de vapor, obteniendo harina de carne/hueso y aceites, los cuales se utilizan para alimento de animales no rumiantes.

Ecofood S.A. proporciona productos de alta calidad nutricional para fábricas de alimentos de mascotas y animales en Chile. Utilizando tecnología avanzada, transforma subproductos de empresas de alimentos cárnicos en productos de alto valor, contribuyendo a la sostenibilidad y aprovechamiento eficiente de recursos en la industria alimentaria.

Ecofood S.A. funciona recibiendo los distintos subproductos de plantas de procesamiento de porcinos y bovinos (120 a 140 toneladas diarias de materia prima), los cuales son almacenados y triturado. Luego son llevados a digestores con tecnología continua y se realiza la cocción de estos y posterior separación, los vahos comienzan a pasar al aerocondensador que se encarga de condensar los vapores de procesamiento que se producen al cocinar o secar subproductos cárnicos. Estos son convertidos en residuos industriales líquidos y luego son tratados por otros equipos de mitigación.

Un digestor de tecnología continua es un equipo utilizado en procesos industriales y de tratamiento de residuos que permite el procesamiento continuo de materiales en lugar de operar en lotes o por ciclos. Estos digestores están diseñados para manejar un flujo constante de materiales o sustancias y proporcionan una forma eficiente de llevar a cabo procesos de tratamiento, descomposición o transformación de manera continua y sin interrupciones. En la planta existen 3 digestores continuos marca Haarslev, 2 modelo CC1200-US que generan 4000 kg/h de evaporación de vahos y uno modelo CC0900-US, que genera 3000 kg/h de evaporación.

Luego de pasar por los digestores en donde se evaporan 55% y queda un 45% de producto, que son aceites y sólidos, pasan a la prensa y están sometidos a temperaturas que parten de los 93°C hasta los 130°C asegurándose de sacar toda la humedad de la materia prima.

Posteriormente se produce la primera separación de materia prima que se realiza a través de un percolador y se separa aceite y sólidos, el aceite pasa un estanque en común donde es refinado, el sólido pasa a la prensa se saca toda la grasa final y luego va al molino donde se muele, se envasa y el líquido se recoge. Generando de esta manera 70 toneladas diarias de producto. En la Figura 1 se puede apreciar un diagrama de flujo del proceso productivo y en la Figura 2 un diagrama de flujo en detalles y de los procesos productivos

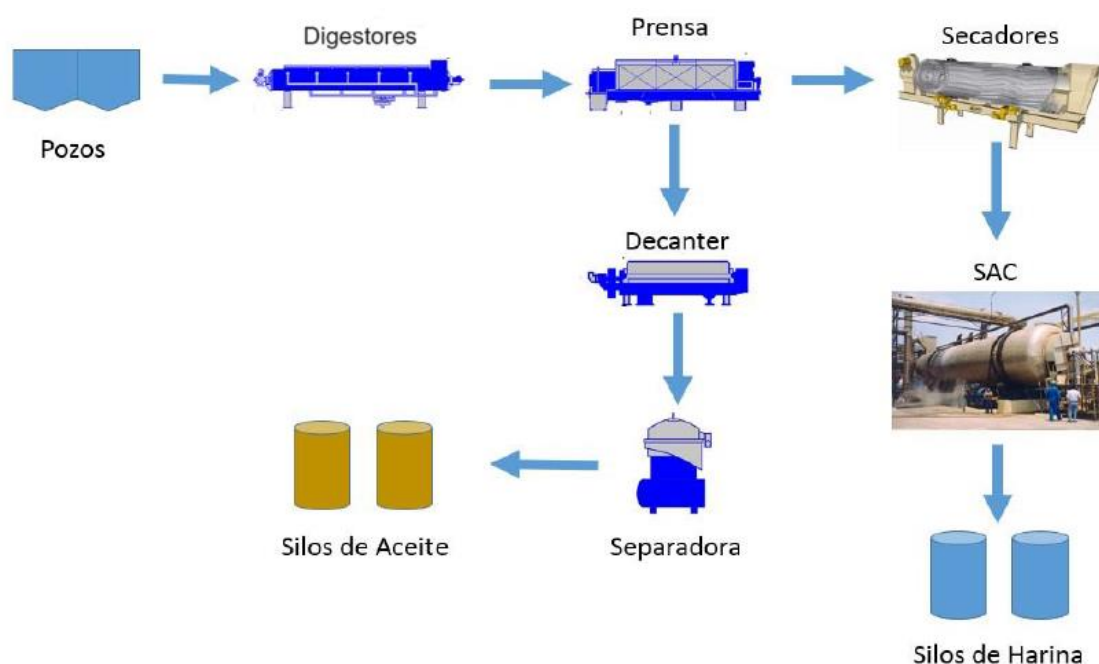


Figura 1: Diagrama flujo proceso productivo.

Fuente: Adaptación Evaluación de estrategias de producción aplicadas a una planta pesquera, 2016.

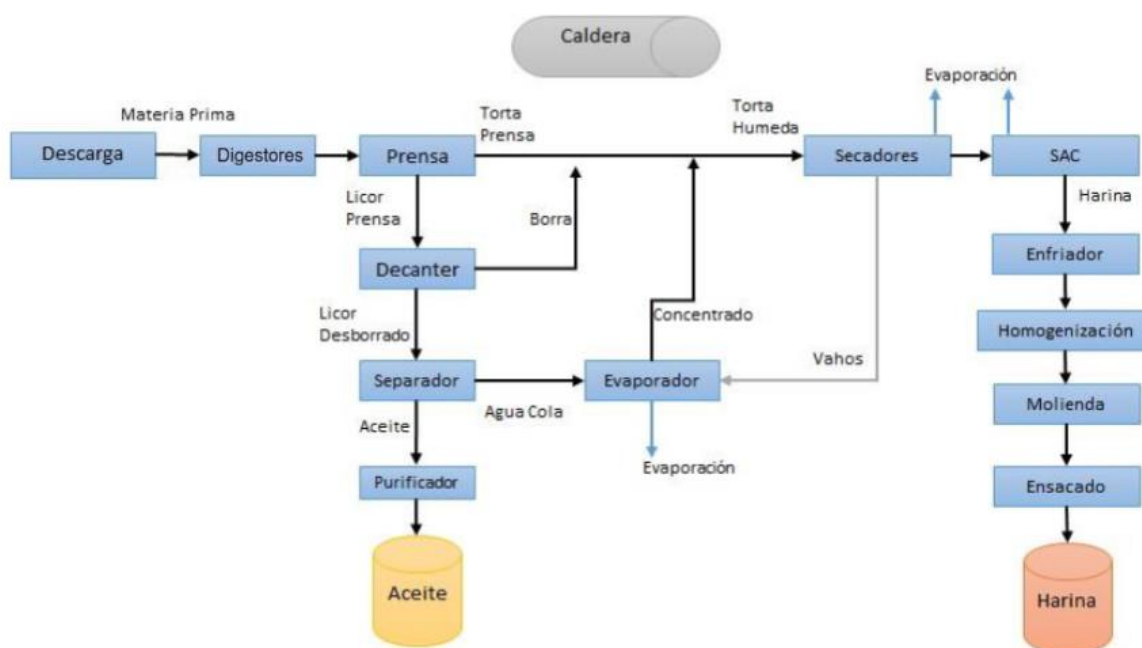


Figura 2: Diagrama en detalle flujo y procesos productivos.

Fuente: Adaptación Evaluación de estrategias de producción aplicadas a una planta pesquera, 2016

La brecha o dolor que existe en la planta es la emanación de gases debido a los procesos que se realizan en ella, la cual ha provocado el reclamo de la comunidad aledaña (2 a 3 reclamos por mes) y además la fiscalización de los entes reguladores debido a los aromas que se perciben. Estos hechos han provocado la alteración en los horarios de trabajo del personal, siendo antiguamente de martes a sábado y hoy en día de martes a viernes, restando un día de producción, esta situación ha disminuido la tasa de producción de la planta, la cual tiene una capacidad instalada de 4200 toneladas mensuales, y se le exige un 60% de producción (2520 toneladas mensuales), hoy en día esta tasa de producción está en un valor aproximado de 2240 toneladas mensuales, lo que equivale a una reducción en producción de 11,11% debido a las alteraciones provocadas por las emanaciones de gases.

Por ello lo que se busca es un funcionamiento normal de la planta según los horarios que tenían establecidos desde un comienzo.

La forma de medir la eficacia de la solución a plantear de manera cuantitativa y cualitativa se muestra en la Tabla 1.

Categoría	Medición	Descripción
Medición Cuantitativa	Generación de Electricidad (kWh)	A partir de la literatura calcular el aproximado de generación de electricidad del proyecto según las tecnologías escogidas para la captura y generación de electricidad.
	Reducción de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI)	Cuantificar la cantidad de gases de efecto invernadero que se ha evitado emitir a la atmósfera debido a la captura y uso del biogás en lugar de liberarlo.
	Eficiencia Energética (%)	Según la tecnología seleccionada establecer un estimado de la eficiencia energética generada debido al biogás capturado.
Medición Cualitativa	Cumplimiento de Normativas y Regulaciones Ambientales	Evaluar si el proyecto cumple con todas las regulaciones y estándares ambientales pertinentes. Esto es fundamental para medir la eficacia en el cumplimiento normativo.
	Satisfacción de las Partes Interesadas	Realizar encuestas o entrevistas con las partes interesadas para evaluar su satisfacción y percepción del proyecto.
	Recomendaciones y Lecciones Aprendidas	Documentar cualquier recomendación basada en la experiencia adquirida durante el proyecto y las lecciones aprendidas que puedan aplicarse a proyectos futuros.

Tabla 1: Medidas cuantitativas y cualitativas.

Fuente: Elaboración propia.

2) Objetivos.

2.0) Objetivo SMART.

Proposición y evaluación técnico-económica de un proyecto de generación de electricidad a partir de los gases que son emitidos por la planta Ecofood S.A.

2.1) Objetivos específicos.

- Identificar, cuantificar y analizar el potencial metanogénico de los gases que son emitidos por la planta, para la captura de biogás y posterior producción de energía eléctrica.
- Análisis básico de la factibilidad económica y técnica de un sistema de captura de gases para la generación de electricidad en la planta Ecofood S.A.

3) Estado de arte.

3.0) Introducción a proyectos de generación de electricidad a partir de biogás.

El biogás se genera como resultado de la descomposición de materia orgánica en condiciones de ausencia de oxígeno, conocidas como condiciones anaerobias. Este fenómeno, denominado digestión anaerobia, es llevado a cabo por diversas clases de bacterias. El biogás que se produce durante la degradación de esta biomasa este compuesto principalmente por metano (CH_4) y dióxido de carbono (CO_2), también contiene otros compuestos que dependiendo su uso final es necesario retirarlos. El valor energético del biogás va a depender de manera directa del contenido de metano que presente, el cual varía de 50% a 70% (18 a $27 \text{ MJ}/\text{m}^3$) y además del contenido de grasas, carbohidratos y proteínas de la materia prima inicial, a los cuales se les realizan distintos tratamientos para su retiro. En la Figura 3 se presentan algunas equivalencias del biogás con otros combustibles.

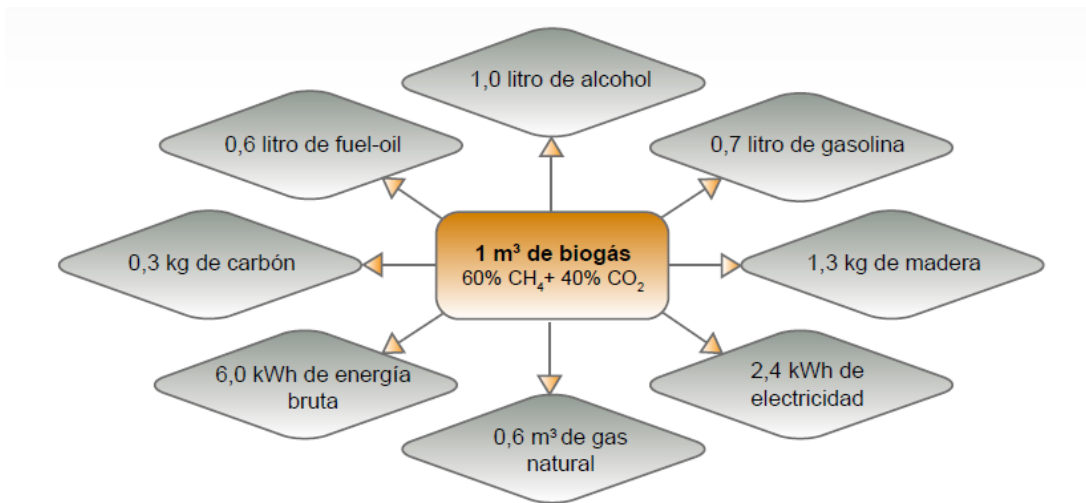


Figura 3: Equivalencia de biogás con otras fuentes energía.

Fuente: Guía de planificación para proyectos de biogás en Chile, 2012.

La digestión anaeróbica se lleva a cabo en reactores herméticos llamados digestores, que son alimentados con materia orgánica. Mantienen condiciones controladas para favorecer la descomposición y crecimiento bacteriano. La Figura 4 resume algunos usos del biogás.

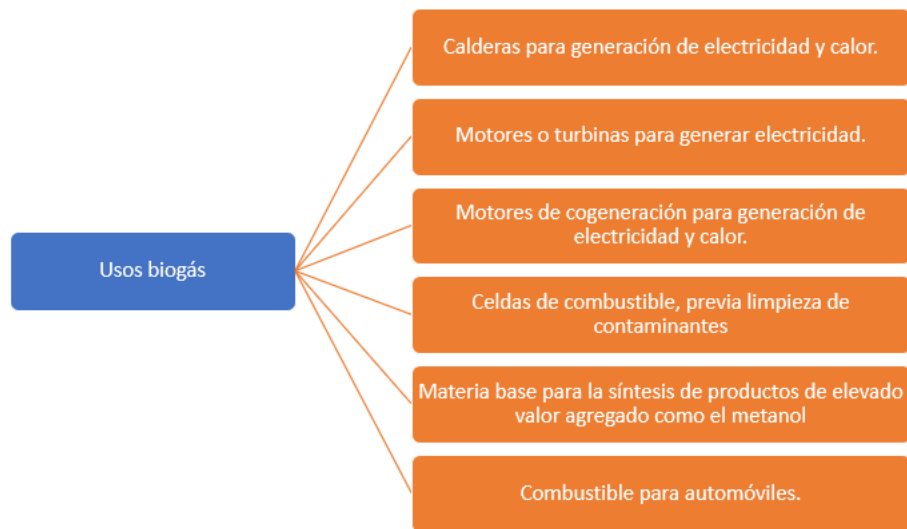


Figura 4: Resumen usos biogás.

Fuente: Elaboración propia.

3.1) Tipos de biomasa.

La Figura 5 clasifica los tipos de biomasa en Chile. Hay dos categorías principales: residual húmeda (con menos del 10% de sustancia seca) y seca. La biomasa residual húmeda incluye desechos de tratamiento de aguas residuales y estiércol. La biomasa seca se clasifica según el sector productivo que la genera, como se muestra en la Figura 5.

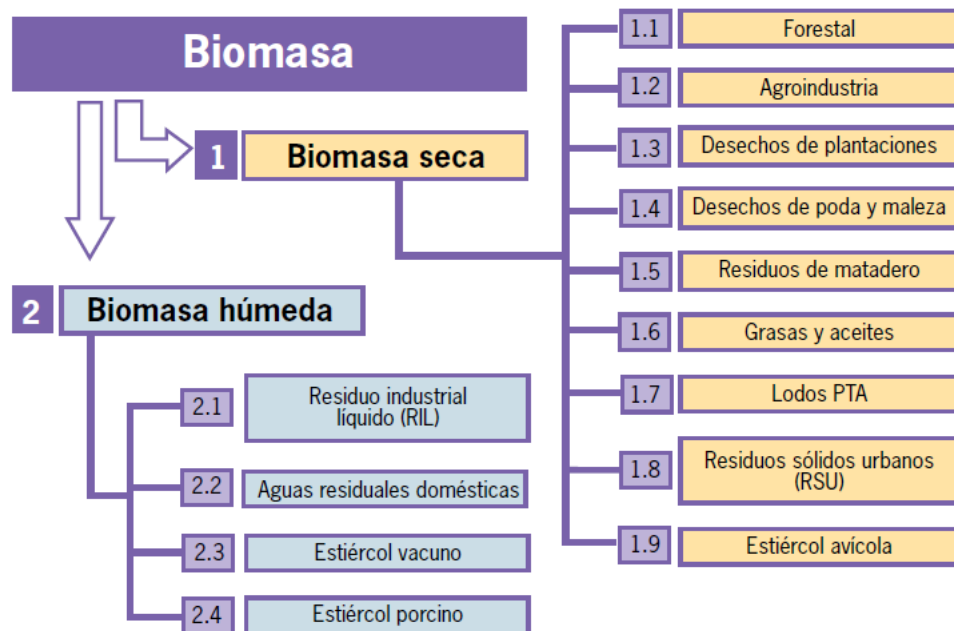


Figura 5: Clasificación de los distintos tipos de biomasa disponibles.

Fuente: Potencial del biogás, 2007.

3.2) Biogás.

3.3.0) Conceptos básicos en la producción de biogás.

La digestión anaerobia recupera energía y nutrientes de la materia orgánica. La biomasa utilizada, denominada sustrato orgánico, es procesada por bacterias específicas, generando biogás (principalmente metano y dióxido de carbono) y digestato, un residuo rico en minerales (N, P, K, Ca, etc.). Este proceso se lleva a cabo en reactores cerrados, brindando beneficios económicos y ambientales a través de la descomposición de sustratos orgánicos.

La digestión anaerobia se aplica en residuos ganaderos y agrícolas, incluyendo purines, estiércol y desechos agrícolas. También se utiliza en el tratamiento de aguas residuales con alta carga orgánica, especialmente en industrias agroalimentarias.

COMPONENTE	Residuos agrícolas y ganaderos	Lodos de depuradora	Residuos industriales	Gas de vertedero
Metano	50 – 80 %	50 – 80 %	50 – 70 %	45 - 65 %
dióxido de carbono	30 – 50 %	20 – 50 %	30 – 50 %	34 – 55 %
Agua	Saturado	Saturado	Saturado	Saturado
Hidrogeno	0 – 2 %	0 – 5 %	0 – 2 %	0 – 1 %
Sulfuro de hidrogeno	100 – 7000 ppm	0 – 1 %	0 – 8 %	0.5 – 100 ppm
Amoniaco	Trazas	Trazas	Trazas	Trazas
monóxido de carbono	0 – 1 %	0 – 1 %	0 – 1 %	Trazas
Nitrógeno	0 – 1 %	0 – 3 %	0 – 1 %	0 – 20 %
Oxigeno	0 – 1 %	0 – 1 %	0 – 1 %	0 – 5 %
Compuestos orgánicos	Trazas	Trazas	Trazas	5 ppm

Tabla 2: Composición del biogás según el origen del sustrato utilizado.

Fuente: CIEMAT. Campos, Bonmati, Teira, & Flotats, 2001.

El biogás varía en composición según la materia prima, siendo predominante en metano (50-70%) y dióxido de carbono. Además, contiene impurezas como agua, ácido sulfhídrico y compuestos orgánicos volátiles (hidrocarburos halogenados, siloxanos, etc.), como se detalla en la Tabla 2.

La biodigestión de biomasa reduce la contaminación causada por residuos orgánicos y minimiza la emisión de malos olores al ambiente. La Figura 6 detalla insumos y productos de la digestión anaerobia.

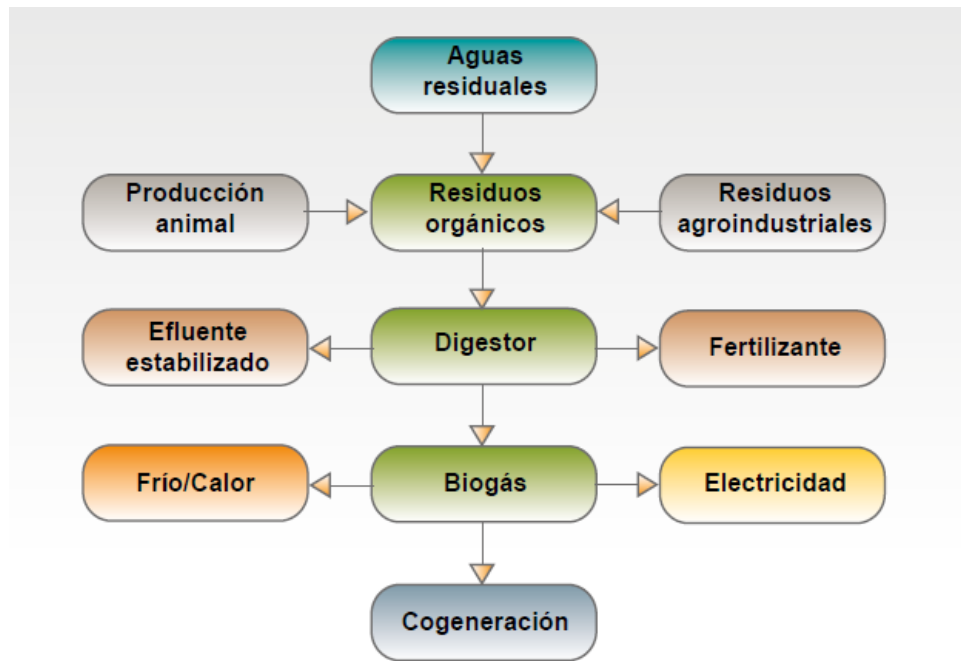


Figura 6: Insumos y productos del proceso de digestión anaerobia.

Fuente: Adaptación de IDEA, 2007.

La digestión anaerobia puede surgir de uno o más residuos, siempre que sean biodegradables, tengan composición y concentración estables, y no contengan sustancias inhibitoras del proceso anaeróbico. Los resultados incluyen fertilizantes, efluentes estabilizados y biogás. Este último se utiliza para generar electricidad y calor en la misma planta.

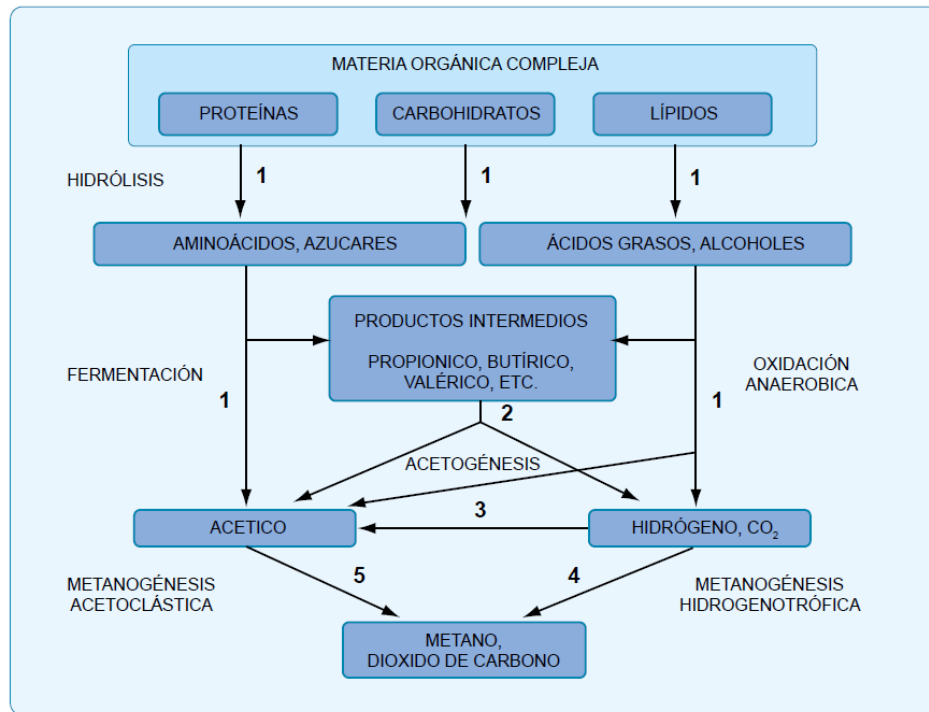
3.3.1) Fases de la digestión anaerobia.

La digestión anaeróbica es un proceso complejo ya que involucra diferentes reacciones bioquímicas debido a la cantidad de microorganismos que están presentes.

Este proceso de digestión anaerobia de la materia orgánica se divide en cuatro fases.

- Hidrolisis
- Etapa fermentativa o acidogénica
- Etapa acetogénica
- Etapa metanogénica

En la primera fase, se lleva a cabo la hidrólisis de partículas y moléculas complejas mediante enzimas extracelulares producidas por microorganismos acidogénicos o fermentativos. Esto resulta en compuestos solubles simples como aminoácidos, azúcares y ácidos grasos de cadena larga, que son metabolizados por bacterias acidogénicas, generando ácidos grasos de cadena corta, alcoholes, hidrógeno, dióxido de carbono y otros productos. Los ácidos grasos de cadena corta se convierten en ácido acético, hidrógeno y dióxido de carbono a través de microorganismos acetogénicos. En la fase final, los organismos metanogénicos producen metano a partir de ácido acético, H_2 , CO_2 . El Esquema 1 ilustra las fases del proceso de digestión anaeróbica, los microorganismos involucrados y los productos generados.



Esquema 1: Reacciones de la digestión anaeróbica de materiales poliméricos.

Fuente: Manual biogás, 2011.

3.3.2) Factores que afectan en el proceso.

Los principales factores que afectan el proceso microbiológico se presentan en la Figura 7 (la descripción de cada uno de estos factores y su impacto en el proceso pueden consultarse en el Anexo 1).

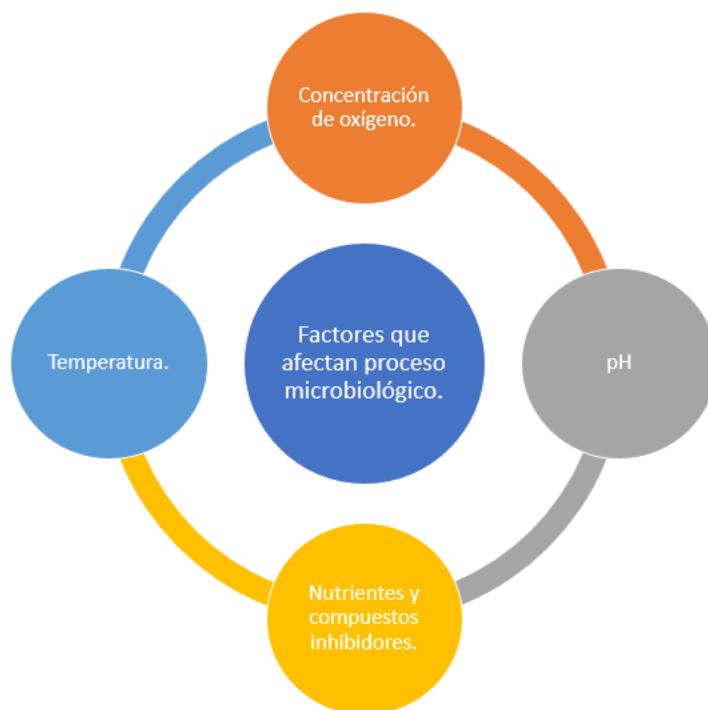


Figura 7: Factores que afectan proceso microbiológico.

Fuente: Elaboración propia.

3.3.3) Naturaleza y composición química de las materias primas.

Los microorganismos, especialmente los metanogénicos, son sensibles a cambios ambientales. Se necesita monitorear factores como temperatura, tipo de materia prima, nutrientes, minerales, pH, toxicidad y condiciones redox.

Distintas materias primas se pueden utilizar para los procesos metanogénicos, pueden ser residuos orgánicos de origen animal, vegetal, agroindustria, forestal, domestico u otros.

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.

Tabla 3: Residuos orgánicos de diferentes orígenes.

Fuente: Varnero y Arellano, 1991.

Las características de los residuos permiten el desarrollo y una actividad microbiana del sistema anaeróbico, este proceso no solo requiere de nitrógeno y carbono (detalle en Anexo 2), sino que también de sales minerales (azufre, fosforo, potasio, calcio, magnesio, hierro, manganeso, molibdeno, zinc, cobalto, selenio y otros menores).

La cantidad de agua, por ejemplo, puede variar entre un 10 % a 90 % del peso fresco del residuo dependiendo de la edad y órgano del residuo. En la Tabla 4 se pueden identificar los principales grupos de componentes orgánicos.

Materia Prima	Lípidos (%)	Proteínas (%)	Celulosa Hemicelulosa (%)	Lignina (%)	Ceniza (%)
Paja de trigo	1,10	2,10	65,45	21,60	3,53
Paja de centeno	9,62	5,42	59,95	12,70	12,31
Paja de arroz	2,35	12,26	30,51	10,61	12,55
Poroto verde	3,80	11,04	39,61	13,84	9,14
Pasto verde	8,05	4,94	57,22	9,80	19,99
Alfalfa	10,41	12,81	36,79	8,95	10,30
Hojas secas	4,01	3,47	32,78	29,66	4,68
Caña maíz		4,50	35,40	10,30	6,50
Bovino	3,23	9,05	32,49	35,57	19,66
Porcino	11,50	10,95	32,39	21,49	23,67
Aves	2,84	9,56	50,55	19,82	17,23
Equino	2,70	5,00	40,50	35,00	17,80
Ovino	6,30	3,75	32,00	32,00	25,95
Caprino	2,90	4,70	34,00	33,00	26,40

Tabla 4: Composición química de diversos residuos de origen animal y vegetal.

Fuente: Varnero y Arellano, 1991.

3.3.4) Aspectos generales de los sustratos.

La diversidad de sustratos utilizados en la producción de biogás influye en la cantidad final generada. Principalmente, los carbohidratos y de estos compuestos las hexógenas son fuentes energéticas comunes que se degradan mediante diversas vías metabólicas. Los procesos cíclicos generan cadenas carbonadas, utilizadas en la oxidación y reducción biológica para sintetizar moléculas energéticas. Bajo condiciones anaeróbicas, estos procesos se manifiestan como reducciones biológicas o fermentaciones, dando lugar a la producción de metano e hidrógeno, según el tipo de fermentación. La Tabla 5 presenta la producción y composición teórica de biogás a partir de distintos compuestos orgánicos.

Compuesto orgánico	Fórmula química	Biogás m ³ /kg SV	CH ₄ m ³ /kg ST
Carbohidratos	C ₆ H ₁₀ O ₅	0,75	0,37
Lípidos	C ₁₆ H ₃₂ O ₂	1,44	1,44
Proteínas	C ₁₆ H ₂₄ O ₅ N ₄	0,98	0,49

Tabla 5: Producción y composición teórica de biogás a partir de diversos compuestos orgánicos.

Fuente: Varnero,1991.

Se puede observar en la tabla que una mayor cantidad de lípidos en la materia prima es aquella que genera más biogás.

Debido a la composición nutricional no es posible entregar valores categóricos con respecto a la productividad y la composición del biogás que se produce de ellos. Pero hay distintos tipos de biomásas que pueden ser utilizados como materia prima para la producción de biogás, como se observa en la Tabla 6.

Sustrato	Sólidos Totales (ST)	Sólidos Volátiles (SV)	Rendimiento de biogás		Fracción de metano
	[%]	[% ST]	m³/t MF *	m³/t SV	[%]
Purines y estiércol					
Purines vacunos	8-11	75-82	20-30	200-500	60
Purines porcinos	~7	75-86	20-35	300-700	50-70
Estiércol vacuno	~ 25	68-76	40-50	210-300	60
Estiércol porcino	25	75-80	55-65	270-450	60
Guano de ave	~ 32	63-80	70-90	250-550	60
Cultivos agrícolas					
Silo Maíz (planta completa)	20-35	85-95	170-200	450-700	50-55
Silo Pradera	25-40	70-95	170-200	550-620	54
Silo cereales (planta completa)	30-35	92-98	170-220	550-680	~55
Remolacha azucarera	23	90-95	170-180	800-860	53-54
Remolacha hojas	12	75-85	50-100	620-850	52
Paja de trigo	80-90	90-95	280-380	250-400	51
Papa	19-21	92-96	120-150	600-750	52
Residuos de agroindustria					
Orojo cervicero	20-25	70-80	105-130	580-750	~80
Orujos de frutas	20-25	app. 98	100-130	300-650	52
Pulpa de papa	~ 25	app. 95	app. 300	500-700	50
Melaza	80-90	85-90	290-340	360-490	70-75
Glicerina	~ 100	app. 99	750-850	800-900	50
Orojo de uvas	40-50	80-90	250-270	640-690	65
Residuos animales (mataderos)					
Grasa de separadores	2-70	75-93	11-450	~300	60-72
Residuos de interiores (cerdo)	12-15	75-86	20-60	250-450	60-70
Licor ruminal (rumiantes)	11-19	80-90	20-60	200-400	55
Otros residuos					
Residuos de alimentos y alimentos vencidos	9-37	80-98	50-480	200-500	45-61
Pan añejo	60-70	95-98	450-530	700-800	53
Desechos de mercados	15-20	80-90	45-110	400-600	60-65
RSU (fracción orgánica)	~ 40	app. 50	220-260	550-650	60

Tabla 6: Características generales de los sustratos más utilizados en proyectos de biogás.

Fuente: Traducido FNR.

Al realizar la co-digestión (digestión anaeróbica de dos o más sustratos) se compensa las carencias de cada uno de los sustratos por separado. Las mezclas de residuos ganaderos de la industria de la carne y de mataderos, logran conseguir altas producciones de metano.

3.3) Residuos cárnicos.

El consumo aparente de carnes en Chile llegó en el 2004 a los 72 kg per cápita alcanzando a más de 1 millón de toneladas, de las cuales un 44,6% es carne de ave, un 35,1% carne de porcinos y 18,4% carne de bovinos, tal como lo muestra la Figura 8. Desde el año 1990 a la fecha el consumo se ha incrementado en 33 kg por habitante, de los cuales 18,7 fueron aportados por las aves, 9,7 por los porcinos y 4,9 por los bovinos; el consumo de otras carnes disminuyó en medio kg por habitante. En el año 2010 se proyectaba en Chile un consumo per cápita aproximado a los 90 kg de carnes por año, de los cuales 28 kg corresponderían a carnes de cerdo. Además, se estimaba que para fines del 2006 la Región de Los Ríos y Los Lagos duplicarán la exportación de ganado y que la Región de la Araucanía la cuadruplicue.

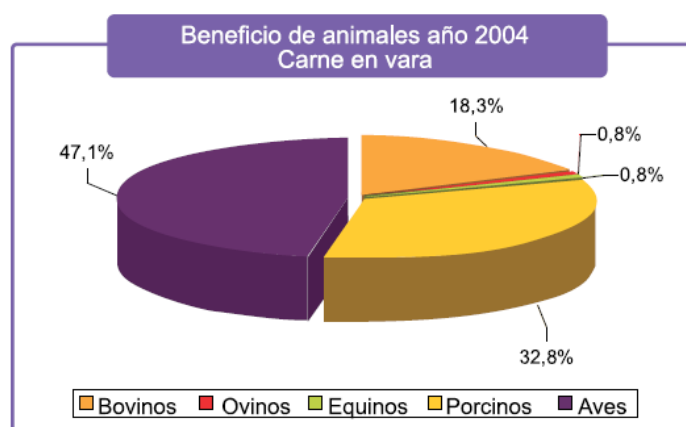


Figura 8: Producción de carne en vara según especie a nivel nacional durante 2004.

Fuente: ODEPA.

Entre un 20% y un 50% del peso total del animal no es adecuado para el consumo humano. Es crucial gestionar con precaución la mayoría de estos desechos para evitar malos olores y prevenir la transmisión de enfermedades. Los subproductos resultantes del procesamiento del ganado, que incluyen huesos, vísceras, cueros, rumen, pezuñas, astas, pulmones e hígados, se reutilizan en su mayoría, como se detalla en la Tabla 7. Los animales decomisados, que no son aptos para el consumo humano, constituyen una fuente ocasional de generación de residuos sólidos en esta categoría y deben tratarse como tal. Se estima que la tasa de mortalidad del ganado es del 4%.

Residuos del beneficio de animales	Usos alternativos
Huesos, astas y pezuñas	Harina, gelatina, aplicación a suelos deficitarios en calcio y fósforo
Vísceras	Cecinas, extracción de heparina como anticoagulante
Pulmones e hígados	Uso en industria farmacológica
Cueros	Curtiembre
Páncreas	Industria farmacéutica (proteasas, tripsina, quimiotripsina)
Bilis	Industria farmacéutica
Sangre (10% proteína animal)	Uso en embutidos, harina de sangre para alimentación humana y animal, separación de proteínas desde el suero
Plumas	Polvo proteico para alimentación animal
Contenido ruminal	Alimentación animal

Tabla 7: Residuos de matadero de animales utilizados como subproductos.

Fuente: Potencial de biogás, 2007.

La información recopilada directamente en los mataderos permite estimar que la biomasa disponible para la producción de biogás a partir de la industria del beneficio del ganado es de 69,245 toneladas al año, según se presenta en la Tabla 8.

Región	Nº Cabezas por año	Producción ton/año	Materia orgánica ton/año
RM	1.881.242	3.084.990	45.750
IV	38.527	6.030	471
V	134.013	29.614	3.521
VI	2.775.513	266.639	13.024
VII	111.596	7.045	282
VIII	261.542	82.988	2.510
IX	254.082	22.269	2.745
X	410.147	59.957	943
Total	5.866.662	3.559.532	69.245

Tabla 8: Residuos generados a partir de la industria del beneficio de animales (mataderos).

Fuente: Potencial de biogás, 2007.

3.4) Potencial de biogás a partir de residuos de matadero.

La Tabla 9 exhibe la capacidad potencial para producir biogás utilizando los desechos orgánicos generados por la industria del beneficio de animales. Los datos sobre biodegradabilidad provienen de experimentos de laboratorio realizados en la PUCV.

Región	Residuos sólidos ton/año	Materia orgánica ton/año	Biogás miles m ³ /año	Metano miles m ³ /año
RM	300.638	45.750	19.672	12.787
IV	3.095	471	202	131
V	23.135	3.521	1.513	983
VI	85.583	13.024	5.600	3.640
VII	1.851	282	121	78
VIII	16.496	2.510	1.079	701
IX	18.041	2.745	1.180	767
X	6.194	943	405	263
Total	455.033	69.245	29.775	19.353

Tabla 9: Generación de biogás de residuos de la industria de matadero (beneficio de animales).

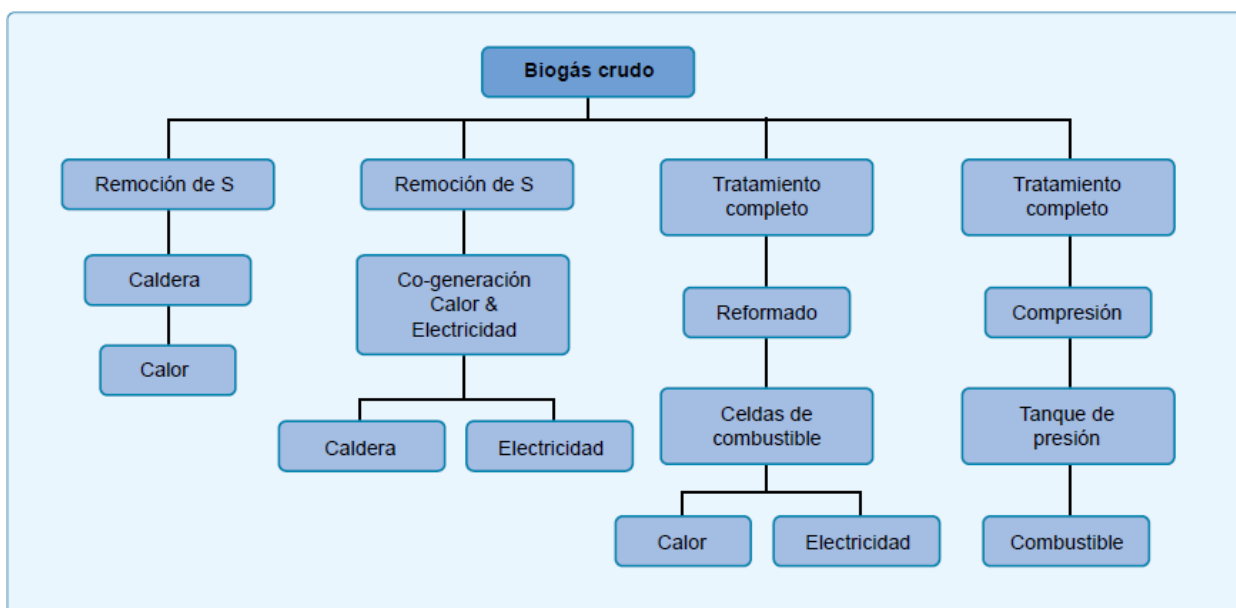
Fuente: Potencial de biogás, 2007.

3.5) Utilización biogás.

La aplicación primordial del biogás ha sido empleada como fuente de energía, siendo este el aspecto central en el desarrollo de la tecnología. A través de la quema de la parte de metano presente en el biogás, se puede generar energía térmica, eléctrica, realizar ambas simultáneamente (cogeneración) y, en menor medida, producir energía mecánica. Además, tiene la capacidad de sustituir a otros combustibles como el gas natural o el gas de ciudad. Las tecnologías empleadas para la utilización del biogás no presentan diferencias significativas con respecto a las utilizadas para otros combustibles, siempre y cuando el biogás haya sido sometido a un tratamiento adecuado.

3.5.0) Purificación y acondicionamiento del biogás.

El biogás no es completamente puro, ya que contiene partículas y trazas de otros gases. La eliminación de todas estas impurezas es necesaria y dependerá del uso previsto para el biogás. La purificación es esencial por dos razones fundamentales: (1) para incrementar el poder calorífico del biogás y (2) para cumplir con los requisitos de diversas aplicaciones de gas, como motores, calderas, entre otros. Los objetivos de la purificación y/o acondicionamiento del biogás se observan en Esquema 2. Un tratamiento adecuado implica la eliminación significativa de CO_2 , vapor de agua y otros gases traza del biogás. Las partículas sólidas presentes en el biogás se eliminan mediante colectores de partículas convencionales. Para la eliminación de gases traza, se emplean técnicas como el lavado, la adsorción y el secado.



Esquema 2: Alternativas de utilización de biogás y sus requerimientos de purificación.

Fuente: Manual de biogás, 2012

Es el caso del sulfuro de hidrógeno (H_2S), al entrar en contacto con el vapor de agua, también contenido en el biogás, produce ácido sulfhídrico, conocido por sus efectos corrosivos en los metales. Además, la presencia de vapor de agua en el biogás reduce su poder calorífico y puede afectar el funcionamiento de los sistemas de combustión. La Tabla 10 presenta los tratamientos requeridos según el uso previsto del biogás.

Uso final	Eliminación de agua	Eliminación de CO ₂	Eliminación de H ₂ S (desulfurización)
Producción térmica en calderas	1	0	0-1-2
Producción de electricidad en motores estacionarios	1 o 2	0-1-2	1 o 2
Combustible para vehículos o para turbinas	2	2	2
Sustituto del gas natural	2	2	2
Celdas de combustible	2	2	2

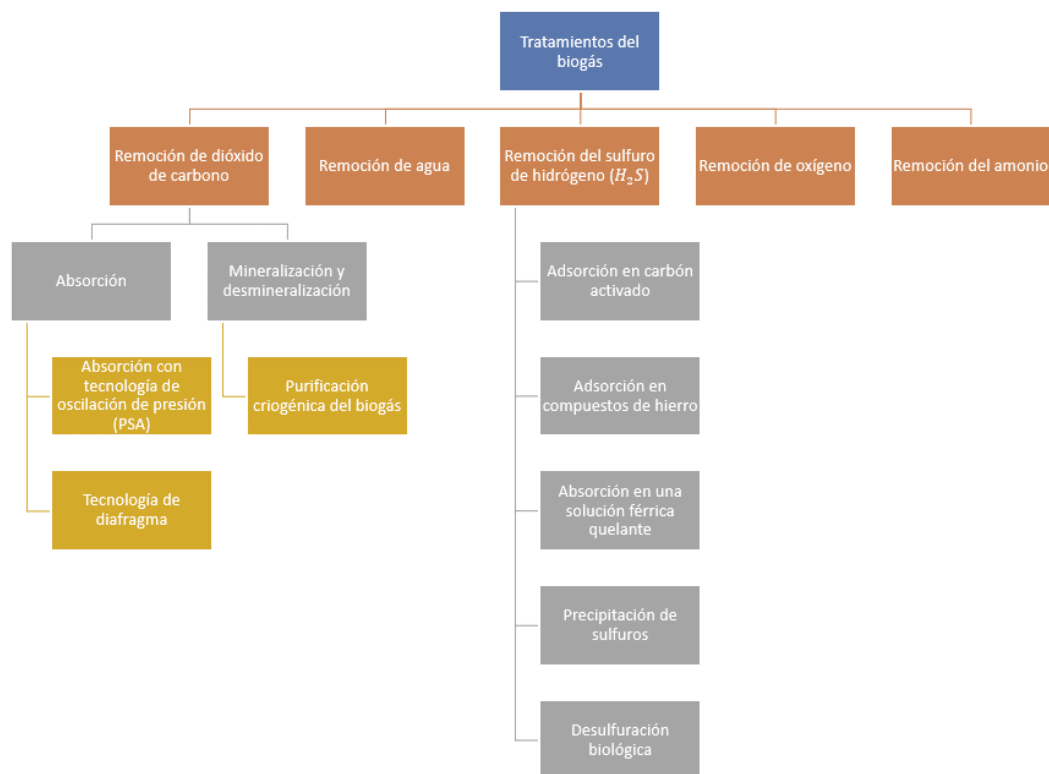
0 = no tratamiento, 1 = tratamiento parcial, 2 = tratamiento elevado

Fuente: IDAE

Tabla 10: Tratamiento según el uso final del biogás

Fuente: Guía planificación para proyectos de biogás, 2012

Los pasos primarios son remover el sulfuro de hidrógeno y el vapor de agua, lo cual es necesario para prácticamente todos los usos del biogás. A continuación, el Esquema 3 presenta el resumen de los diferentes tratamientos del biogás, los cuales están detallados con mayor profundidad en el Anexo 3.



Esquema 3: Diferentes tratamientos de biogás.

Fuente: Elaboración propia.

3.6) Cogeneración.

Los sistemas combinados de calor y electricidad aprovechan tanto la electricidad generada a partir del combustible como el calor residual generado. En algunos casos, estos sistemas se centran en la producción de calor, considerando la electricidad como secundaria. En otros, la generación principal es de electricidad, utilizando el calor residual para calentar el agua del proceso. En ambos escenarios, se logra mejorar la eficiencia del proceso en comparación con el uso exclusivo de biogás para la producción de electricidad o calor. Las turbinas de gas, como las microturbinas (con capacidades de 25 a 100 kW) y las turbinas más grandes (superiores a 100 kW), pueden emplearse para la producción conjunta de calor y energía, ofreciendo eficiencias comparables a los motores de encendido por chispa y requerimientos de mantenimiento bajos. Aunque las celdas de combustible se vislumbran como las futuras plantas de energía a pequeña escala, con una eficiencia superior al 60% y emisiones reducidas, en la actualidad, los motores de combustión interna son los más comúnmente utilizados en tales aplicaciones. La utilización de biogás en estos sistemas implica la eliminación de H_2S (por debajo de 100 ppm) y vapor de agua.

Los sistemas de cogeneración más comunes incorporan motores de combustión interna con generadores eléctricos y termo recuperadores. Actualmente, estos equipos están disponibles en el mercado de manera modular, con diversas dimensiones y capacidades que van desde 20 hasta 4,000 kW. Presentados en contenedores integrados, pueden instalarse en cualquier planta de biogás, incluyendo el motor de combustión interna, generador eléctrico, compresores de gas, termo recuperadores, distribuidores de calor, paneles de control y protecciones necesarios

Existen dos variantes ampliamente empleadas para la generación de energía termoeléctrica, diferenciadas por el tipo de motor utilizado: motores a gas en ciclo Otto y motores con encendido diésel. En los primeros, la combustión se inicia con una chispa generada por bujías eléctricas, mientras que en los motores diésel se introduce una pequeña cantidad de diésel (aproximadamente el 10%) que, al comprimirse, provoca la ignición. Ambos motores impulsan generadores eléctricos y suministran energía térmica a través de intercambiadores de calor en los circuitos de refrigeración y gases de escape. Las especificaciones se detallan en las Tablas 11 y 12.



Imagen 1: Motor en ciclo Otto

Fuente: Central Loma Los Colorados II, gentileza KDM Energía S.A.

Características	<ul style="list-style-type: none"> • Operación en cuatro tiempos con encendido mediante bujías. • Sistemas con potencias eléctricas desde 50 kW hasta varios MW. • Vida útil de alrededor de 60.000 horas de operación. • Eficiencias eléctricas desde 28% a 43% (para potencias pequeñas, las eficiencias son cercanas a 30%; sobre 500 kW, eficiencias sobre 40%). • Eficiencia térmica de 34% a 56%.
Áreas de aplicación	<ul style="list-style-type: none"> • Todo tipo de biogás. • Especialmente rentables en plantas de mayor escala.
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> • Diseño especial para combustión de gases. • Menores emisiones que los motores con encendido diésel. • Menor necesidad de mantención y mayor vida útil. • Eficiencia global mayor que los motores con encendido diésel (sobre 80%).
Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> • Costos levemente mayores que los motores con encendido diésel. • En rangos bajos de potencia presentan eficiencias menores que los motores de encendido diésel.

Tabla 11: Características de los motores para biogás en ciclo Otto

Fuente: Guía planificación para proyectos de biogás, 2012



Imagen 2: Motor con encendido diésel.

Fuente: LfL.

Características	<ul style="list-style-type: none"> • Encendido mediante la adición de diésel en la mezcla (hasta 10%). • Sistemas con potencias eléctricas de hasta 540 kW. • Vida útil de alrededor de 35.000 horas de operación. • Eficiencias eléctricas desde 30% a 40% (para potencias pequeñas, las eficiencias son cercanas a 35%). • Eficiencia térmica de 40% a 43%.
Áreas de aplicación	<ul style="list-style-type: none"> • Todo tipo de biogás. • Especialmente rentables en plantas pequeñas.
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> • Uso con bajos costos de inversión de motores estándar (diésel). • Alta eficiencia eléctrica en bajas escalas de potencia (75-150 kW).
Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> • Eficiencia global menor que en motores de gas en ciclo Otto. • Uso de combustible fósil (diésel) reduce grado de renovabilidad de la energía y aumenta costos de operación (fracción de diésel en promedio de 10%). • Mayores emisiones asociadas (NO_x, SO_x y material particulado). • Mayor necesidad de mantención por calcinamiento de inyectores.

Tabla 12: Características de los motores para biogás con encendido diésel.

Fuente: Guía planificación para proyectos de biogás, 2012

En el Anexo 4, se describe en detalle las eficiencias de cada tipo de motor, en conjunto con las modificaciones correspondientes y eficiencias que logran para estos procesos.

3.7) Problemas del uso de biogás en motores.

El uso de biogás para generar electricidad puede causar daños en el motor de combustión debido a ciertos compuestos, resultando en costosas mantenciones y disminución de la producción. Además, la presencia de compuestos inertes en el biogás puede afectar la eficiencia de la combustión.

Los contaminantes más comunes del biogás son:

- Ácido sulfúrico ($2H_2S$) > 20 ppm.
- Haluros > 100 ppm.
- Compuestos de sílice.

Durante la combustión, el ácido sulfúrico junto con los compuestos halogenados puede formar ácidos corrosivos como H_2SO_4 , HCl , HF que reacciona con el motor.

Compuestos inertes del biogás

- Dióxido de carbono.
- Nitrógeno.
- Agua.

En el Anexo 5, se presentan en detalle cada uno de los problemas que genera estos compuestos en el motor y la formas en la cuales se pueden mitigar.

3.8) Experiencia del uso de biogás para la generación de electricidad.

3.8.0) Experiencia internacional.

En el Gráfico 1, se destacan los principales generadores de biogás a nivel global, aprovechando gases capturados de biomasa para generar energía.

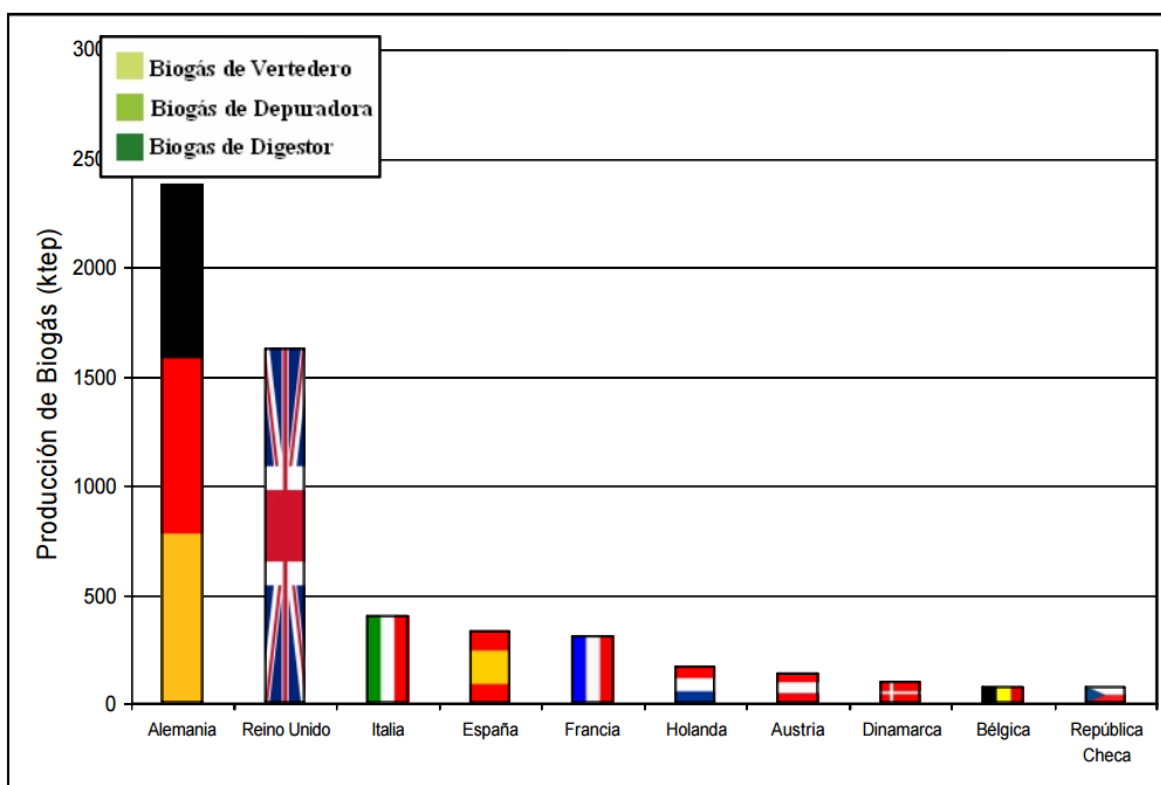


Gráfico 1: Principales países productores de biogás en la Unión Europea.

Fuente: Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino, España, 2010

A partir de esto se analizarán los diferentes casos.

3.8.0.0) Biogás en Alemania.

Alemania lidera el desarrollo y adopción de tecnologías de biogás con políticas y programas de apoyo para impulsar la producción como parte de su estrategia de energías renovables. Con aproximadamente 9.500 plantas de biogás, algunas inyectan biometano en la red de gas natural para uso industrial y doméstico.

Planta de biogás Werlte, Alemania.

Esta instalación de biogás a escala industrial está diseñada para tratar estiércol de ganado y desechos orgánicos, principalmente de mataderos. Agricultores locales suministran estiércol, mientras que los residuos de la agroindustria, como grasas y aceites, se procesan conjuntamente. Ambos se llevan a un depósito de premezcla y luego al fermentador principal, seguido por un sistema de higienización. Tras pasar por un post fermentador para garantizar su descomposición completa, el sustrato estabilizado se utiliza como fertilizante, y el biogás se emplea para generar electricidad.

Puesta en marcha	2002
Potencia	2,3 MW _e 3,3 MW _e
Sustratos	70.000 t/año de excretas animales 40.000 t/año aceites y grasa TOTAL: 110.000 t/año
Producción de gas	8.360.00 m ³ /año biogás 5.020.00 m ³ /año metano
Tamaño planta	Digestores 2 x 3.000 m ³ Posdigestores 2 x 2.370 m ³ Estanque digestato 2 x 4.960 m ³
Inversión	€6.600.000

Tabla 13: Resumen Planta de biogás Werlte, Alemania.

Fuente: Guía planificación para proyectos de biogás, 2012.

En el Anexo 6 se pueden encontrar más información sobre otras plantas en Alemania.

3.9.0.1) Biogás en Dinamarca.

Son los pioneros en la inyección de este en la red de gas natural, por lo que se favorecen las metas de este país relacionadas a triplicar la producción actual de biogás al año 2015. (Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino, España, 2010).

Hasta el año 2008, Dinamarca contaba con 20 instalaciones centralizadas y 55 instalaciones descentralizadas. Las instalaciones centralizadas se caracterizan por recibir cargas diarias de sustrato que oscilan entre 60 y 500 [m³], mientras que las instalaciones descentralizadas, cuya carga diaria de sustrato es inferior a 50 [m³] distribuyen el digestato como fertilizante en parcelas cercanas. Este último tipo de instalaciones ha experimentado un crecimiento significativo desde el año 2000.

3.8.0.2) Biogás en España

Alrededor del 90% del biogás generado proviene de vertederos y estaciones depuradoras. Se ha buscado fomentar el avance del biogás agroindustrial a partir de residuos hortícolas.

Debido a la Directiva Europea 99/31/CE que limita la entrada de residuos en vertedero, la producción de biogás es una alternativa sostenible ya que, además de producir energía verde, se cumpliría con el principio básico de la gestión de residuos que hace referencia a la recuperación energética (ENDESA España, 2014).

3.8.1) Experiencia nacional.

Planta de biogás La Farfana, Chile.

La instalación de biogás en el complejo La Farfana de Aguas Andinas S.A. es crucial para purificar el biogás generado en la planta de tratamiento de aguas residuales. El proceso incluye desulfuración biológica, eliminación de humedad, retiro de siloxanos y COVs, y compresión. El biogás tratado se transporta mediante un gasoducto a la planta de gas de ciudad de Metrogas S.A., donde se utiliza en la producción de combustible.

Puesta en marcha	2008
Potencia	Entrega de biogás a Metrogas S.A. Equivalente a 7,8 MW _e
Sustratos	Planta de aguas servidas de Santiago 3.300.000 habitantes
Producción de gas	24.000.000 m ³ /año biogás 15.000.000 m ³ /año metano
Tamaño planta	600 m ² de superficie utilizada (línea de limpieza de biogás)
Inversión	€4.600.000 Proyecto de limpieza y compresión de gas

Tabla 14: Resumen Planta de biogás La Farfana, Chile.

Fuente: Guía planificación para proyectos de biogás, 2012.

Central Loma Los Colorados, Chile.

El vertedero Loma Los Colorados, el mayor de Chile en el límite norte de la Región Metropolitana, dispone diariamente de unas 6.000 toneladas de residuos, siendo aproximadamente el 70% biomasa. Su sistema de captación recupera el 50% del biogás, actualmente alcanzando los $8.100 \frac{m^3}{h}$ con un contenido promedio de metano del 48,5%. La empresa genera biogás y vende la energía eléctrica resultante a la red.

Puesta en marcha	2009
Potencia	Fase 1: 2 MW _e (2009) Fase 2: 12 MW _e (2011) Fase 3: 22 MW _e (2014) Fase 4: 39,2 MW _e crecimiento según producción de biogás
Sustratos	Relleno sanitario de Santiago 6.000 t/día (2011)
Producción de gas	8.100 m ³ /h biogás 4.950 m ³ /h metano
Tamaño planta	2.200 m ² construidos
Inversión	\$USD 40.200.000 (corresponde a fase 4)

Tabla 15: Resumen Central Loma Los Colorados, Chile.

Fuente: Guía planificación para proyectos de biogás, 2012.

En el Anexo 6 se puede encontrar más información de proyectos en Chile.

3.9) Bonos de carbono.

Los Bonos de Carbono se refieren a las Reducciones Certificadas de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (también conocidas como CERs por sus siglas en inglés, Certified Emission Reductions)

Estas CERs se originan de acuerdo con el Protocolo de Kioto. Este protocolo introdujo el Mecanismo para un Desarrollo Limpio (MDL), con el propósito de asistir a los países en desarrollo en la reducción de emisiones.

El MDL se orienta hacia los países que tienen compromisos de reducción de emisiones, permitiéndoles vender o compensar emisiones equivalentes que se han reducido a través de proyectos implementados en países que no tienen compromisos de reducción. En su mayoría, estos últimos serán naciones en desarrollo.

El término "CER" se refiere a la medida que utiliza el Mecanismo para un Desarrollo Limpio (MDL), que equivale a una tonelada métrica de dióxido de carbono. La Figura 9 ilustra la relación de un CER, (Comisión Nacional de Energía (CNE); GTZ, 2007).

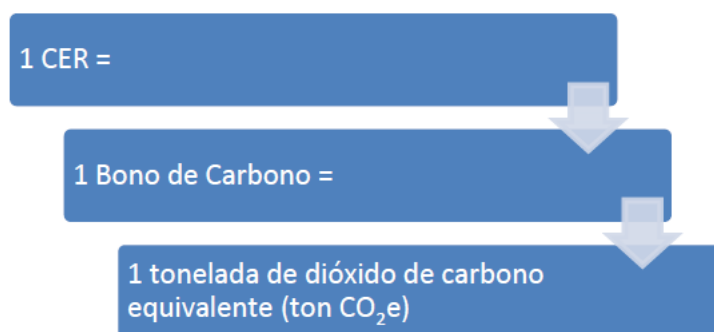


Figura 9: Equivalencia del carbono.

Fuente: Comisión Nacional de Energía (CNE); GTZ, 2007.

En la Tabla 16 se muestra la equivalencia entre una unidad de dióxido de carbono y los demás gases de efecto invernadero (GEI). Generalmente los GEI son contabilizados en ese tipo de unidad, toneladas de CO₂, donde se toma el potencial de calentamiento global.

Gases de Efecto Invernadero (GEI)	Equivalencia en CO_2 , (CO_2e) de una medida de gas
Dióxido de Carbono CO_2	1
Metano CH_4	21
Óxido Nitroso N_2O	310
Hidrofluorocarbonos HFC	740
Perfluorocarbonos PFC	1.300
Hexafluoruro de azufre SF_6	23.900

Tabla 16: Potencial de Calentamiento global de GEI.

Fuente: Comisión Nacional de Energía (CNE); GTZ, 2007.

En el Anexo 7, se pueden encontrar el mercado de transacción y los cálculos de la cantidad de Certified Emission Reductions (CERs) que se planean vender y su correspondiente valor para el proyecto.

4) Proyecto propuesto.

El proyecto se focaliza en el abatimiento de gases emitidos en Ecofood S.A., proponiendo la captura y acondicionamiento de estos gases para impulsar un grupo motor-generator y generar electricidad.

Se implementará una red de tuberías para conducir los gases a la estación de acondicionamiento, donde, mediante estudios específicos en las siguientes etapas, se determinará el proceso óptimo para su tratamiento. Posteriormente, los gases tratados se dirigirán a la estación de generación, empleando motores Ciclo Otto debido a sus ventajas.

La electricidad generada se destinará al autoconsumo de la planta, contribuyendo así a la sostenibilidad y eficiencia energética de Ecofood S.A. A continuación, la Figura 10 representa el modelo general del proyecto.

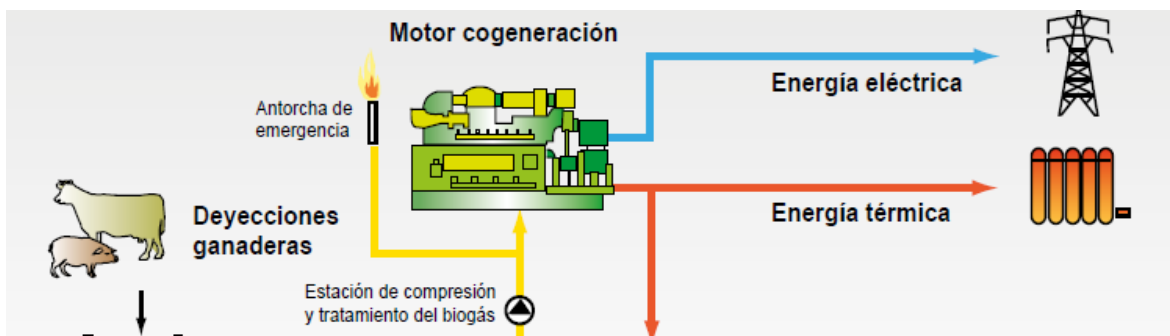


Figura 10: Representación general proyecto.

Fuente: Guía de planificación para proyectos de biogás en Chile, 2012.

4.0) Riesgos y mitigaciones.

Los principales riesgos y mitigaciones que se pueden encontrar se detallan en la Tabla 17:

Categoría	Riesgo	Mitigación
Viabilidad técnica	La tecnología de captura y acondicionamiento de gases podría no ser técnicamente viable o eficiente para el tipo de proceso que se realiza en la planta.	<ul style="list-style-type: none"> Realizar estudios de factibilidad y describir los diferentes procesos para el acondicionamiento de gases para evaluar cuál es el más adecuado.
	Problemas en la adquisición de los materiales necesarios para la instalación del sistema de abatimiento de gases y del motor generador.	<ul style="list-style-type: none"> Realizar una planificación adecuada de los materiales necesarios y establecer acuerdos con proveedores confiables.
	Problemas en la evaluación técnica del proyecto.	<ul style="list-style-type: none"> Realizar un análisis técnico adecuado del proyecto, incluyendo la capacidad de generación de energía eléctrica, la eficiencia del sistema de abatimiento de gases y del motor generador, y la calidad del gas generado.
	Problemas en la operación y mantenimiento del sistema de abatimiento de gases y del motor generador.	<ul style="list-style-type: none"> Establecer un programa de mantenimiento preventivo y correctivo para el sistema de abatimiento de gases y el motor generador, y capacitar al personal encargado de la operación y mantenimiento.
	Problemas en la adaptación del motor generador para operar con el gas generado por el sistema de abatimiento de gases.	<ul style="list-style-type: none"> Realizar un análisis y adaptación adecuados del motor generador para operar con el gas generado por el sistema de abatimiento de gases, y contratar a un equipo de ingenieros y técnicos especializados en la adaptación de motores generadores.
Costos y Viabilidad Económica	Problemas en la evaluación económica del proyecto.	<ul style="list-style-type: none"> Realizar un análisis económico adecuado del proyecto, incluyendo los costos de inversión, operación y mantenimiento, y los ingresos por la venta de energía eléctrica generada.
Impacto Ambiental	La captura y utilización de gases podrían tener impactos ambientales no deseados, como fugas o contaminación.	<ul style="list-style-type: none"> Implementar sistemas de monitoreo ambiental, cumplir con regulaciones ambientales, y adoptar prácticas sostenibles.
Variabilidad en la Calidad y Cantidad de Gases	La variabilidad en la oferta de gases puede afectar la eficiencia y estabilidad de la generación de electricidad.	<ul style="list-style-type: none"> Implementar sistemas de almacenamiento temporal y utilizar tecnologías avanzadas para gestionar variaciones en la oferta de gases.
Problemas de Integración con la Red Eléctrica	Problemas al integrar la electricidad generada en la red eléctrica de la planta.	<ul style="list-style-type: none"> Asegurarse de que la generación cumple con los estándares y regulaciones de la red.

Tabla 17: Riesgos y mitigaciones proyecto.

Fuente: Elaboración propia.

4.1) Criterios que se consideraron para la selección de la solución:

En la Tabla 18 se detallan cada uno de los criterios y sus justificaciones.

Categoría	Pregunta	Respuesta
Viabilidad Técnica	¿La tecnología de captura de gases es adecuada para los gases emitidos por los desechos cárnicos generados?	<ul style="list-style-type: none"> • A partir de la literatura se puede establecer que los métodos de captura y acondicionamiento de gases para su uso en motores de generación resultan adecuados para la problemática planteada.
Viabilidad Técnica	¿La eficiencia de la captura y conversión de gases en electricidad es suficientemente alta?	<ul style="list-style-type: none"> • Como se mostrará más adelante, la planta puede llegar a generar 233 kWh/día, según lo calculado a partir de la literatura. Ello indica que esta generación aporta para el autoconsumo de la planta disminuyendo los costos en consumo eléctrico.
Viabilidad Económicas	¿Cuál es el costo de implementar la solución de captura de gases y generación de electricidad en comparación con los beneficios económicos esperados?	<ul style="list-style-type: none"> • Según el flujo de caja realizado, el valor actual neto (VAN) es de \$USD 5.292,786 y al ser mayor a cero quiere decir que el proyecto generará ganancias, y por ende es viable y rentable. Por otro lado, un 27% en la tasa interna de retorno (TIR) quiere decir que el proyecto es rentable según las tasas de descuento que se utilizan para este tipo de proyectos (10%). Además, la inversión se recuperará en 3,9 años, lo que se considera positivo debido a la inversión que se realiza.
Sostenibilidad Ambiental	¿La solución de captura de gases reduce las emisiones de gases de efecto invernadero y otros contaminantes?	<ul style="list-style-type: none"> • Al utilizar diferentes sistemas de acondicionamiento de gases, se disminuyen los porcentajes de dióxido de carbono al ambiente, dependiendo del sistema que se decida utilizar.
Sostenibilidad Ambiental	¿La solución cumple con las regulaciones y normativas ambientales?	<ul style="list-style-type: none"> • Al ser un proyecto que busca disminuir los gases que son emitidos al ambiente, se considera un proyecto que es viable y cumple con las normativas y regulaciones ambientales para los proyectos.
Calidad y Cantidad de Gases Generados	¿Se ha evaluado la variabilidad en la calidad y cantidad de los gases producidos por los desechos cárnicos?	<ul style="list-style-type: none"> • Al ser solo un tipo de materia prima, se calculó la cantidad de gases que pueden ser producidos y posteriormente utilizados para la generación de electricidad.

Tabla 18: Criterios de selección.

Fuente: Elaboración propia.

5) Plan de implementación.

Para el proyecto de pasantía realizado, el alcance que tuvo fue de un 100% estimado según la metodología utilizada (metodología cascada) cumpliendo con las etapas 1 y 2. Si el proyecto llegase a ser implementado se estima una hoja de ruta como se ve en la Figura 11. En el Anexo 8 se encuentra la descripción de cada una de las etapas realizadas durante el proyecto de pasantía, además de la carta Gantt utilizada.

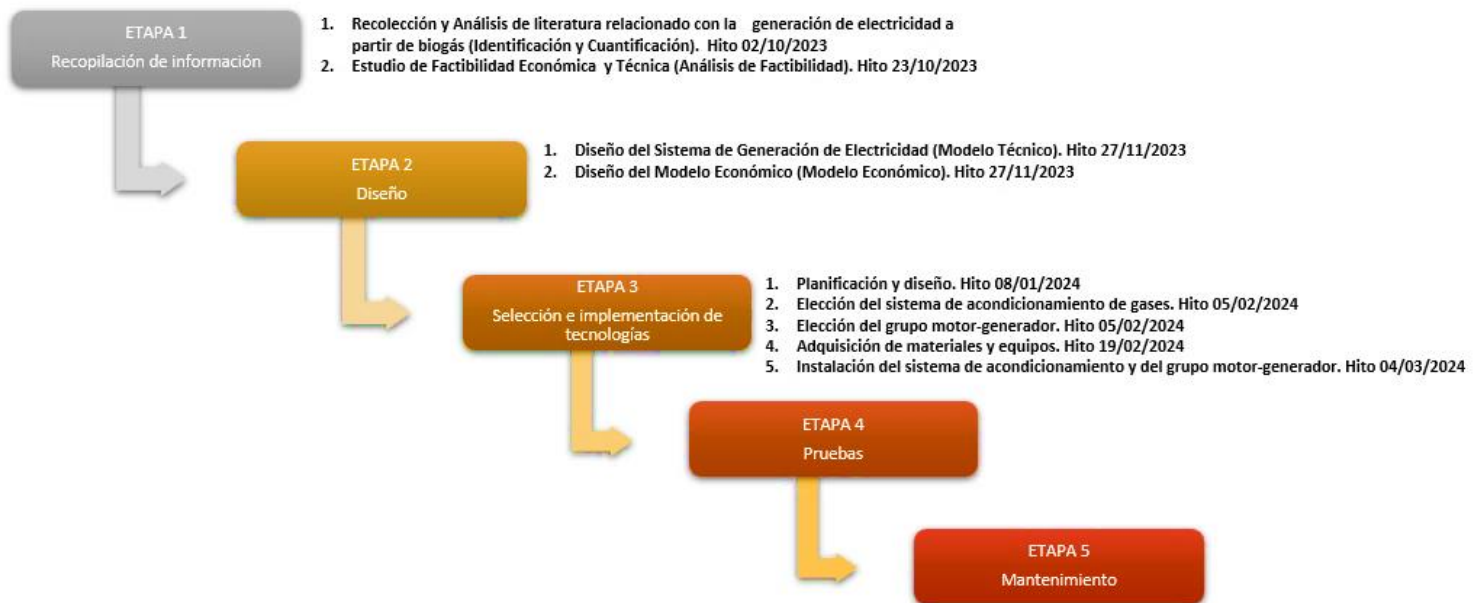


Figura 11: Hoja de ruta proyecto pasantía.

Fuente: Elaboración propia.

6) Medidas de desempeño.

En base al análisis de la literatura se pueden establecer y medir distintas medidas de desempeño para el proyecto, presentadas en la Tabla 19.

Objetivo	Medida de Desempeño
Smart	Se completo la proposición y evaluación técnico-económica del proyecto en el periodo estimado logrando una evaluación satisfactoria en base a la información facilitada por parte de la planta, utilizando guías de planificación para plantas de biogás y literatura complementaria.
Específicos	
<i>a) Identificar, cuantificar y analizar el potencial metanogénico de los gases</i>	
- Número de Gases Identificados	La identificación de los gases emitidos por la planta se llevó a cabo mediante un análisis exhaustivo de la literatura, permitiendo obtener un espectro integral de las acciones necesarias a realizar.
- Volumen de Gases Cuantificado	Siguiendo la literatura y documentos relacionados, se procedió a cuantificar los volúmenes de gases derivados de la materia prima, los cuales se utilizarían posteriormente en la generación de electricidad.
- Potencial Metanogénico Analizado	Se llevó a cabo un análisis del potencial metanogénico utilizando como referencia guías de plantas de biogás y documentos relacionados con dichas instalaciones. Este proceso permitió establecer una cifra aproximada del potencial metanogénico del material en estudio.
<i>b) Analizar la factibilidad económica y técnica del sistema de captura de gases</i>	
- Estudio de Viabilidad Técnica	Se realizó un análisis del potencial metanogénico, empleando como referencia guías de plantas de biogás y documentos relacionados con dichas instalaciones. Este procedimiento posibilitó determinar una cifra aproximada para el potencial metanogénico del material objeto de estudio y la generación de electricidad proyectada.
- Estudio de Viabilidad Económica	Se llevó a cabo un exhaustivo análisis de viabilidad económica, fundamentado en diversos documentos y guías referentes a plantas de biogás. Estos recursos proporcionaron valores promedios característicos para el proyecto.
- Identificación de Obstáculos Técnicos	Se identificaron, a partir de la revisión de la literatura, los obstáculos técnicos inherentes a este tipo de proyectos.
<i>c) Generación de un análisis técnico y económico</i>	
- Informe Técnico Completo	Se elaboró un informe técnico que, basándose en la información proporcionada, sugirió los implementos más apropiados para llevar a cabo la realización del proyecto según la información facilitada.
- Informe Económico Completo	Se elaboró un informe económico que evaluó la viabilidad del proyecto, presentando valores aproximados para su ejecución.
- Presentación de Solución Propuesta	La solución propuesta fue presentada a Constructora Jorge Ubilla Rivera.

Tabla 19: Medidas de desempeño.

Fuente: Elaboración propia.

Estas medidas de desempeño permitieron evaluar el impacto del proyecto desde diferentes perspectivas, incluyendo la económica, ambiental, técnica y de satisfacción de las partes interesadas. Logrando resultados atractivos para la empresa.

7) Obtención de datos.

Esta planta procesa diariamente aproximadamente de 120 a 140 toneladas de residuos cárnicos (bovino y ovino), en base a la literatura se asume solo entre el 10% y el 25% estarían dispuestos para metanizar (Chamy & Vivanco, 2007). Como se observa en la Tabla 20.

Disponibilidades de biomasa		
	Mínimo	Máximo
Agroindustria		
Vitivinícola	0,80	0,95
Procesadora residuos vitivinícola	0,64	0,76
Cervecera	0,80	0,95
Lácteos	0,05	0,10
Conserveras	0,20	0,40
Bebidas de infusión	0,80	0,95
Desechos de plantaciones	0,15	0,25
Poda y maleza	0,10	0,15
Residuos de mataderos	0,10	0,25
Grasas y aceites	0,00	0,20
Lodos de PTA	0,50	0,80
RSU	0,50	0,80
Estiércol avícola	0,90	0,97
RIL	0,00	0,27
Trat. anaerobio de ARU	0,10	0,20
Estiércol vacuno	0,10	0,25
Estiércol porcino	0,50	0,95

Tabla 20: Disponibilidad mínima y máxima de las distintas biomásas

Fuente: Potencial de Biogás, 2007

En la Tabla 21 se muestran los resultados de las estimaciones de potencial energético total (eléctrico y térmico), estos están separados en biomasa agrupada, dispersa y concentrada con sus valores mínimos y máximos como se mostró en la tabla anterior.

Tipo de biomasa			Biomasa total factible a degradacion			Factor conversión a biogás		Disponibilidad biomasa		Biogás		% CH4	Energía total eléctrica		Energía total cogenerada	
										min disponible	máx disponible		min disponible	máx disponible	min disponible	máx disponible
			residuo	unidad	ton DQO degradable/año			min máx	miles m³/año	miles m³/año	(MWh/año)		(MWh/año)	(MWh/año)	(MWh/año)	
Dispersa	bh	Riles	147.195	ton DQO/año	95.677	500	m³/ton DQO	0,00	0,27	0	12.916	60%	0	29.349	0	67.844
	bs	Desmal. y poda	1.595	ton res./año	no aplica	270	m³/ton res.	0,10	0,15	43	65	70%	114	171	264	396
	bs	Cultivos de temp.	694.541	ton MO /año	no aplica	200-700	m³/ton MO	0,15	0,25	58.169	96.948	60%	132.174	220.289	305.533	509.222
Agrupada		Agroindustria														
	bs	Vitivinícola	12.152	ton MO/año	no aplica	700	m³/ton MO	0,80	0,95	6.805	8.081	62%	15.978	18.974	36.936	43.861
	bs	Láctea	7.160	ton MO/año	no aplica	500	m³/ton MO	0,05	0,10	179	358	60%	407	813	940	1.880
	bs	Bebidas infusión	7.312	ton MO/año	no aplica	330	m³/ton MO	0,80	0,95	1.930	2.292	60%	4.386	5.209	10.139	12.040
	bs	Frutas y verduras	127.772	ton MO/año	no aplica	510	m³/ton MO	0,20	0,40	13.033	26.065	60%	29.614	59.227	68.455	136.910
	bs	RSU (*)	2.820.372	ton MO/año	no aplica	60	m³/ton MO	0,50	0,80	84.611	135.378	50%	160.215	256.343	370.353	592.565
	bs	Beneficio ganado	69.245	ton MO/año	no aplica	430	m³/ton MO	0,10	0,25	2.978	7.444	65%	7.330	18.324	16.943	42.357
	bs	Grasas	316	ton MO/año	no aplica	430	m³/ton MO	0,00	0,20	0	27	70%	0	72	0	167
	bh	Estiercol vacuno	550.223	ton MO/año	440.178	500	m³/ton DQO	0,10	0,25	22.009	55.022	60%	50.010	125.024	115.603	289.007
	bh	Trat. anaer. ARU	169.370	ton DQO/año	169.370	480	m³/ton DQO	0,10	0,20	8.130	16.260	63%	19.396	38.793	44.837	89.674
Concentrada	bs	Lodos PTA	249.762	ton MO/año	no aplica	550	m³/ton MO	0,50	0,80	68.685	109.895	62%	161.271	258.033	372.794	596.470
		Agroindustria														
	bs	Proc. res. vino	49.218	ton MO/año	no aplica	700	m³/ton MO	0,64	0,76	22.050	26.184	62%	51.772	61.480	119.677	142.117
	bs	Cervecera	12.546	ton MO/año	no aplica	700	m³/ton MO	0,80	0,95	7.026	8.343	63%	16.762	19.905	38.748	46.014
	bs	Estiércol avicola	800.454	ton MO/año	1.200.681	520	m³/ton DQO	0,90	0,97	561.919	605.623	58%	1.234.258	1.330.256	2.853.117	3.075.027
	bh	Estiércol porcino	481.730	ton MO/año	385.383	480	m³/ton DQO	0,50	0,95	92.492	175.735	62%	217.170	412.623	502.011	953.822
Total										950.057	1.286.637		2.100.857	2.854.887	4.856.351	6.599.372

Tabla 21: Resumen de los valores mínimos y máximos de biogás y energía eléctrica y térmica para distintas biomásas

Fuente: Potencial de Biogás, 2007

Para la estimación del potencial metanogénico de los residuos que se recuperan, según lo estudiado en la literatura del Informe de Potencial de Biogás (Chamy & Vivanco, 2007), se considerara el promedio de la productividad de beneficio de ganado (residuos de mataderos) como 430 [m³biogás/ton materia organica]. También se considerará un 65% como el porcentaje aproximado de metano en el biogás obtenido de la planta.

A partir de estas estimaciones y otras aseveraciones realizadas se obtienen los siguientes datos, los cuales están detallados en el Anexo 9:

- Potencia nominal de energía eléctrica del proyecto, asumiendo generación constante de energía 9,708 [kW].
- Potencia eléctrica del proyecto 3,8 [kW].
- Energía eléctrica factible anual generada por el proyecto $20.520 \left[\frac{kWh}{año} \right]$.

8) Evaluación técnico - económica del proyecto

8.0) Evaluación económica

8.0.1) Modelo de negocio.

El modelo de negocios planteado considerará la integración de la electricidad producida por el abatimiento de gases de la planta (acondicionamiento y generación). La materia prima para su funcionamiento se obtiene de la biomasa que es tratada en la planta para la producción de harina de carne y hueso.

8.0.2) Flujo de caja.

8.0.2.1) Inversión

Para la inversión, se obtienen datos de bibliografía (Pontt, 2008), en donde la inversión total es de \$USD 82.008. (Detallado en Anexo 10).

8.0.2.2) Ingresos

- **Ingresos por energía y potencia**

En cuanto a los ingresos por energía se obtuvieron ingresos por 1336,057 [\$USD/año]. En lo que respecta a la potencia 295,488 [\$USD/año] (Detallado en Anexo 10).

- **Ingreso por energía térmica en cogeneración**

Debido a los excedentes de energía térmica que son generados pueden ser utilizados en distintas funciones, ya sea para el autoconsumo o comercializado como: secado, pasteurización, calefacción, etc. Debido a que es un producto poco convencional no se tomará en cuenta, ya que será utilizado para autoconsumo.

- **Ingreso por bonos de carbono**

Los proyectos que se relacionan con sistemas de abatimiento de gases para cogeneración de energía son potenciales proyectos para el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), por ello para la evaluación

del proyecto se considera generar y comercializar CERs. Por ello se considerará \$USD 680 anuales por ingresos de Bonos de carbono. (Detallado en Anexo 10).

8.0.2.3) Costos operacionales

Los principales costos asociados al proyecto son: costos de operación y costos de mantenimiento. Los que corresponde a \$USD 225,948. (Detallado en Anexo 10).

8.0.2.4) Seguros

Para los costos de seguro, se utilizan valores de Alemania, los cuales son de 1% del total de proyecto, lo que corresponde a \$USD 820.

8.0.2.5) Depreciación

La depreciación es la disminución constante del valor de un bien producto de su uso o el paso del tiempo. A partir de lo mencionado en el SII se aplica una depreciación lineal acelerada por una cantidad de 10 años para el motor y 20 años para la infraestructura.

En la Tabla 22 se muestra la depreciación anual para la inversión que se realizará.

Ítem	Valor (\$USD)	Vida útil	Depreciación anual (\$USD)
Motor	1653	10	165,3
Obras civiles	519,66	20	25,983
Instalación	197,22	20	9,8

Tabla 22: Depreciación anual para la inversión

Fuente: Elaboración propia

Teniendo esto en cuenta, el motor será sustituido en el undécimo año del proyecto, mientras que la infraestructura y el generador eléctrico serán reemplazados en el vigésimo primer año.

8.1) Evaluación técnica

8.1.0) Cálculos dimensionamiento técnico del proyecto.

Considerando que se procesan 120 a 140 toneladas diarias de materia se pueden obtener distintos resultados, tomando en consideración el poder calorífico del metano, cantidad de biogás obtenido a partir de las toneladas procesadas, fracción de metano en el biogás, entre otras (el detalle de los cálculos se encuentra en el anexo 9):

Energía disponible por día	$233 \left[\frac{kWh}{dia} \right]$
Potencia nominal	9,708 [kW]
Potencia eléctrica	3,8[kW]
Energía eléctrica factible anual generada	$20.520 \left[\frac{kWh}{año} \right]$

Tabla 23: Resumen resultados dimensionamiento técnico del proyecto.

Fuente Elaboración propia

8.1.1) Selección de equipos.

Debido a que durante el transcurso de la pasantía no se facilitaron estudios en detalle sobre los gases que emite la planta y solo se pudieron obtener alcances en base a la literatura. No es posible seleccionar de manera precisa los equipos para el sistema de acondicionamiento de gases. Pero si se puede establecer la selección de un grupo motor-generator en Ciclo Otto, ya que estos son los más utilizados y presentan mayores ventajas en comparación con los motores con encendido Diesel.

8.1.2) Boceto de disposición general.

En la Figura 12 se presenta un boceto de disposición general que contempla la red de tuberías que canalizan los gases abatidos, además de la estación de acondicionamiento y módulos generadores.

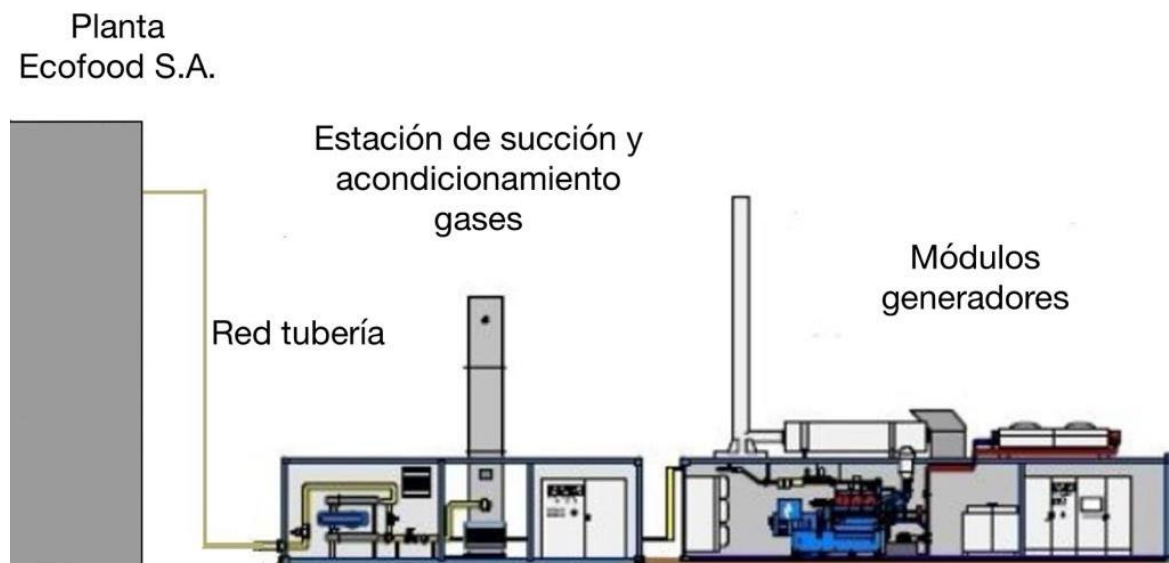


Figura 12: Disposición general planta de succión y acondicionamiento más módulos generadores.

Fuente Elaboración propia.

9) Resultados

➤ Resultados económicos

A partir de los datos obtenidos se realiza un flujo de caja, con un horizonte de evaluación de 20 años y una tasa de descuento de un 10% según el CNE.

Con los resultados del flujo de caja es posible obtener el valor actual neto (VAN), tasa interna de retorno (TIR) y el periodo de recuperación (Payback) de proyecto.

VAN	5.292,786	\$USD
TIR	27	%
Payback	3,9	años

Tabla 24: Resultados de la Evaluación Económica del Proyecto

Fuente Elaboración propia

De acuerdo con los datos obtenidos. Al obtener un VAN mayor a cero quiere decir que la inversión que se realizara generara ganancias, por ende, es potencialmente viable y rentable. Al obtener un TIR mayor a la tasa de descuento del 10%, indica que el proyecto evaluado da una rentabilidad mayor que la considerada mínima para los proyectos de este tipo. Por otro lado, el periodo de recuperación de la inversión es de 3,9 años, lo que se considera positivo debido a la inversión que se debe realizar. (Detalle anexo 12).

➤ Resultados técnicos.

A partir de los datos obtenidos se estiman los siguientes resultados técnicos:

Potencia nominal eléctrica	9,708 [kW]
Potencia eléctrica proyecto	3,8 [kW]
Energía eléctrica factible anual generada por el proyecto	20.520 $\left[\frac{kWh}{año}\right]$

Tabla 25: Resultados de la Evaluación Técnica del Proyecto

Fuente Elaboración propia

A partir de la literatura se establece que la opción más adecuada es la utilización de un motor ciclo Otto, debido a las ventajas que presenta en comparación con los otros generadores de electricidad, además de que son los más utilizados en las diferentes plantas a nivel nacional e internacional. Para

el acondicionamiento de gases y la elección del sistema adecuado, se debe tener un estudio en detalle de los gases que son emitidos por la planta (información que no tuve acceso), de esta manera se puede seleccionar el sistema más permitente para los requerimientos del sistema.

10) Análisis de sensibilidad.

- **Tasa de descuento**

Para el primer análisis de sensibilidad se calcula como varia el VAN al cambiar la tasa de descuento con la cual se evalúa el proyecto. Para ello se consideran tres tasas distintas: 7,5%, 10%, 12,5%, al calcular el VAN se obtiene.

Escenario	Tasa [%]	VAN (\$USD)
Optimista	7,5	7269,044
Base	10	5292,786
Pesimista	12,5	3832,300

Tabla 26: Variación del VAN a diferentes tasas de descuento

Fuente: Elaboración propia

- **Precio de la energía**

A partir de lo mencionado con anterioridad, el precio de venta de la energía eléctrica en la barra Colbún 220 en octubre 2023 fue de 65,11 [\$USD/MWh] en promedio. Para esto se realizará un análisis de sensibilidad ya que este precio puede variar al mediano o largo plazo. Es por ello por lo que en escenario optimista se considerará un precio de energía eléctrica de 81,38 [\$USD/MWh], mientras que en el pesimista tendrá un precio de 48,83 [\$USD/MWh], considerando valores promedios mínimos y máximos a la fecha.

Escenario	Precio [\$USD/MWh]	VAN (\$USD)
Optimista	48,83	2499,868
Base	65,11	5292,786
Pesimista	81,38	8033,987

Tabla 27: Escenarios variación VAN a partir del precio.

Fuente: Elaboración propia

Pese a las variaciones que se realizaron con el precio de la energía, en el escenario pesimista tanto como el optimista el VAN es mayor a cero y por ende sigue siendo rentable. Al ser la principal fuente de ingresos, es un factor importante que se tiene que considerar.

11) Discusión y conclusiones.

En el presente estudio se lleva a cabo la evaluación técnica y económica del potencial eléctrico que posee la planta Ecofood S.A. en la comuna de Retiro, región del Maule. A partir de los desechos cárnicos que son tratados en la planta y los gases que son emitidos por la misma. Actualmente estos gases son liberados al ambiente, provocando distintas molestias en la comunidad como se mencionó en un comienzo del estudio. Por este motivo la implementación de un sistema de abatimiento de gases en la planta es una muy buena alternativa para aprovechar estos gases emitidos y transformarlos en beneficio para la planta.

El propósito de esta evaluación fue estimar el potencial eléctrico máximo que tiene la planta y calcular cuanta energía eléctrica puede ser obtenida a partir de los procesos que se realizan en ella. En el estudio se obtuvo un valor de energía total generada anual de $20.520 \left[\frac{kWh}{año} \right]$ y una potencia de $3,8 [kW]$.

En este proyecto no se realizó un estudio profundo en cuanto a la elección de los modelos específicos para el acondicionamiento y generación de electricidad, ya que estos procesos se ven afectados en gran medida por los componentes específicos que poseen los gases que emite la planta, pero si se estimaron referencias que permiten tener un panorama proyectado de los gastos que se puedan realizar para su implementación.

En relación con la evaluación económica, en el flujo de caja estimado se puede observar que el proyecto es rentable para la planta, si se cumplen los supuestos que se estimaron. Con los ingresos obtenidos por electricidad, potencia y bono de carbono, junto con sus costos asociados, el proyecto tiene un pronóstico favorable dando un VAN de \$USD 5.292,786, un TIR de 27% y una devolución de inversión de 3,9 años, lo que es considerado por un inversionista un proyecto atractivo. Sin embargo, en este flujo de caja no se consideran perdidas por errores de otra naturaleza (como pueden ser error humano, problemas ambientales, crisis, entre otros).

En el análisis de sensibilidad se pudieron determinar dos factores importantes para lograr el éxito o fracaso de proyecto. Entre ellos podemos encontrar la tasa de descuento, donde se pudo comprobar que el proyecto resulta rentable con tasas de hasta 12,5% lo que indica que el riesgo financiero es relativamente bajo. Otro factor que se estudio fue el precio de la energía a mediano y largo plazo, ya que sufre cambios que pueden afectar la rentabilidad del proyecto.

En conclusión, en este estudio se comprobó que un sistema de abatimiento de gases para generar electricidad es un modelo apto para su implementación, por lo que se puede considerar su evaluación como una forma de reducir los problemas que se producen en la planta por la emanación de gases que se producen en sus procesos.

12) Bibliografía y webgrafía

- CNE. (2006). *Guía del mecanismo del desarrollo limpio para proyectos del sector de energía en Chile*. Santiago: CNE.
- Cussó, R. R. (2011). *Análisis y adaptación de motores de ciclo Otto y Diesel operando con Biogás*. España.
- Hirsch, A. K. (2011). *Central Loma Los Colorados: Un aporte a la diversificación de la matriz energética*. . Santiago.
- Jose Maldifassi P., C. S. (2022). *Biomasa y Bioenergía*. Viña del Mar.
- Manuel Peneque, C. R.-F. (2011). *Bioenergía en Chile*. Santiago de Chile: Manual Peneque.
- metropolitana, C. n.-r. (2001). *Guía para el control y prevención de la contaminación*. Santiago.
- MINENERGÍA. (2012). *Guía de planificación para proyectos de biogás en Chile*. Santiago: Proyecto de energía renovables no convencionales.
- Prof, M. T. (2011). *Manual Biogas*. Santiago.
- Rolando Chamy, E. V. (2007). *Potencial de biogás*. Santiago de Chile: Proyecto Energías Renovables No Convencionales en Chile.
- Stegmann, S. D. (2011). *Biogás: Un combustible sustentable. El caso del relleno sanitario y central Loma Los Colorados*. Santiago.
- Grundey, K. 1982. El tratamiento de los residuos agrícolas y ganaderos. Ediciones. GEA. 340pp.
- Lay, J.J., Li, Y.Y., Noike, T. 1997. Influences of pH and moisture content on the methane production in high-solids sludge digestion. *Water Research*, vol. 31 (10).
- Campino J. 2006. Disponibilidad de biomasa en Chile. Concepción: Seminario Generación de Energía con Biomasa. FINPROLIGNUM. 2008
- CNE (Comisión Nacional de Energía, CL). 2008. Balance Nacional de Energía 20013

- Coordinador.cl. (s.f.). Desviación de los costos marginales programados. Coordinador.cl. Recuperado de <https://www.coordinador.cl/operacion/graficos/desviacion-de-la-operacion-programada/desviacion-de-los-costos-marginales-programados/>
- Biovec. (s.f.). Biogás en Alemania: Resumen, anécdotas y conclusiones. Biovec. Recuperado de <https://biovec.net/biogas-en-alemania-resumen-anecdota-y-conclusiones/#:~:text=Actualmente%20hay%20alrededor%20de%209.500%20plantas%20de%20biog%C3%A1s%20en.>
- Interempresas. (s.f.). Aprovechamiento de residuos cárnicos en España permitiría producir biogás equivalente al 40%. Interempresas. Recuperado de <https://www.interempresas.net/Alimentaria/Articulos/41222-aprovechamiento-residuos-carnicos-Espana-permitiria-producir-biogas-equivalente-40.html>.
- 3tres3. (s.f.). El aprovechamiento de los residuos cárnicos en España permitiría producir... 3tres3. Recuperado de https://www.3tres3.com/noticias_empresa/el-aprovechamiento-de-los-residuos-carnicos-en-espana-permitiria-producir-3010/.

13) Anexos

Anexo 1: Factores que afectan proceso microbiológico.

Los principales factores que afectan el proceso microbiológico son:

- **Concentración de oxígeno**: En este proceso existen bacterias que son estrictamente anaeróbicas, es decir, no debe existir oxígeno para que puedan realizar de manera normal sus procesos. Pero debido a que todos los procesos se realizan en un reactor y cohabitan las distintas poblaciones de bacterias, si llegase a ingresar oxígeno al reactor, este puede ser consumido por bacterias acidogénicas e hidrolíticas (bacterias facultativas que pueden crecer en ausencia o presencia de oxígeno), alterando el proceso.
- **Temperatura**: Este es un factor importante para asegurar la eficiencia en la degradación de la materia orgánica. Las bacterias metanogénicas que están presentes en este proceso de degradación de materia orgánica trabajan a diferentes velocidades en función de la temperatura. Donde el rango de mayor eficiencia se logra en con bacterias mesofílicas (32° a 42° C), también existen otras etapas en donde las bacterias pueden desarrollar este proceso, como las bacterias psicrófilas (hasta 25° C) donde hay un bajo grado de actividad microbiana y las bacterias termofílicas (50° a 57° C) donde hay un alto grado de actividad. En la siguiente figura 7 se muestra la relación entre producción de gas en [ml/l] y el tiempo de residencia en días a diferentes temperaturas.

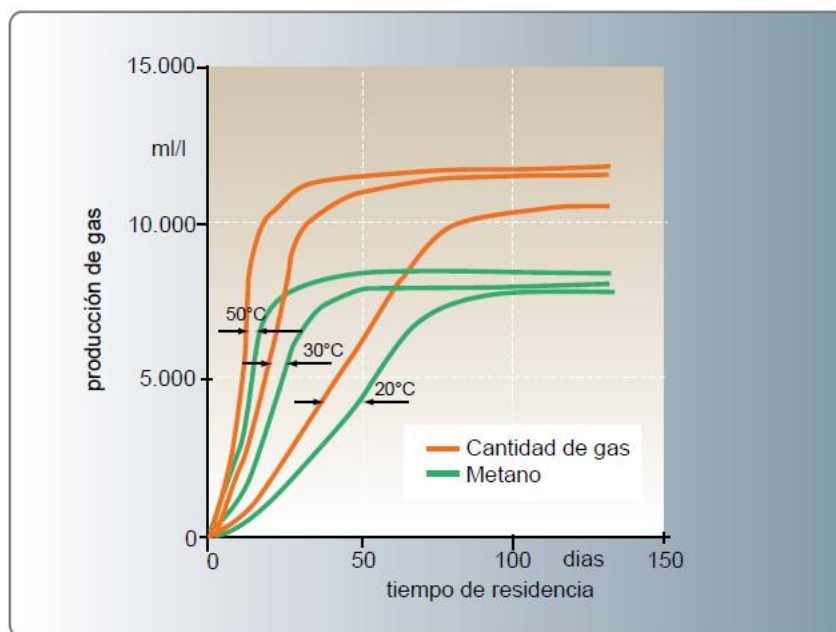


Figura 1: Temperaturas del proceso de digestión anaerobia.

Fuente: Schulz y Eder.

- pH:** Este es un parámetro muy importante, ya que las bacterias presentes en este proceso trabajan en rangos de pH entre 6,8 y 7,5 en el caso de reactores de mezcla completa. Esto se debe a que las bacterias acetogénicas y metanogénicas son sensibles a altos valores de acidez, lo que genera una disminución en el pH. Si el pH menor a 6,5 se produce una acidificación del reactor, y por ende una inhibición de las bacterias metanogénicas. Pese a que las bacterias de las etapas de hidrólisis y acidogénesis presentan una mayor actividad en los medios ácidos (pH óptimo de 4,5 y 6,3) se lograría la solubilización de la materia orgánica no así su metanización.
- Nutrientes y compuestos inhibidores:** Una baja en nutrientes (C, N, P y S) produciría una disminución de la actividad microbiana y de velocidad de producción de metano. La relación de C: N: P: S debería ser de 600:15:5:1 para de esta manera generar condiciones óptimas para el desarrollo de los microorganismos. La presencia de metales pesados, amoníaco, pesticidas, sanitizantes, antibióticos u otros compuestos pueden generar una inestabilidad en el proceso.

Anexo 2: Relación carbono/nitrógeno de las materias primas.

Las principales fuentes de alimentación de las bacterias metanogénicas con el carbono y el nitrógeno. El nitrógeno es utilizado para generar células y el carbono es la fuente de energía para esto. Debido a que se consume 30 veces más carbono que nitrógeno, la relación optima que se espera debe ser de 30:1 hasta 20:1.

Esta relación carbono/nitrógeno puede calcularse de la siguiente manera:

$$K = \frac{C1*Q1 + C2*Q2 + Cn*Qn}{N1*Q1 + N2*Q2 + Nn*Qn} \quad [1]$$

K = C/N de la mezcla de materias primas.

C = % de carbono orgánico contenido en cada materia prima.

N = % de nitrógeno orgánico contenido en cada materia prima.

Q = Peso fresco de cada materia, expresado en kilos o toneladas.

Si existe una relación con alto contenido de carbono (< 35:1), la descomposición ocurre de manera más lenta, debido a que el desarrollo de las bacterias es bajo por cantidades de nitrógeno pequeñas, pero a su vez la producción de biogás es durante mayores cantidades de tiempo. Pero si existe una relación con bajo contenido de carbono (> 8:1), se produce una alteración en la actividad microbiana que inhibe su actividad, esto debido a que se generan altas cantidades de amonio.

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

Tabla 1: Valores promedio aproximados de la relación carbono/nitrógeno de algunos residuos disponibles en el medio rural.

Fuente: Varnero y Arellano, 1991.

En la Tabla 1 se pueden observar las relaciones de carbono/nitrógeno de distintas materias primas, en el caso de estudio nos centramos en las de bovinos y ovinos.

Anexo 3: Tratamientos de biogás.

1) Remoción de dióxido de carbono.

Un biogás enriquecido con metano es aquel que tiene una concentración de metano superior al 95%. Para lograr esta concentración, es necesario eliminar el CO_2 . La elección del procedimiento para la eliminación del CO_2 debe basarse en los siguientes criterios:

- Concentración mínima requerida.
- Bajo consumo de material absorbente o adsorbente, que incluya facilidad de regeneración, estabilidad química y térmica.
- Impacto ambiental mínimo.
- Disponibilidad fácil y bajo costo.

En aplicaciones simples de biogás, como calentadores o motores de combustión interna, no es necesario eliminar el CO_2 , y este simplemente pasa a través del quemador o motor. Sin embargo, para aplicaciones más complejas, como vehículos que requieren combustibles de mayor densidad, la remoción del CO_2 es esencial. Esta acción no solo aumenta el poder calorífico, sino que también produce un gas con calidad similar al gas natural. Se pueden utilizar procesos de absorción o adsorción para eliminar el CO_2 del biogás, y existen otras opciones como separaciones por membrana y procesos criogénicos.

El lavado a presión contracorriente con agua es un método para eliminar CO_2 y H_2S del biogás. Para la remoción de CO_2 en particular, los factores críticos son el pH, la presión y la temperatura. El uso de soluciones de $Ca(OH)_2$ puede eliminar completamente el CO_2 y H_2S . Además, algunos solventes orgánicos, como el polietilenglicol, que no disuelven el metano, pueden utilizarse para lavar estos gases. Sin embargo, estos solventes son más costosos que los sistemas de lavado con agua.

La adsorción de CO_2 sobre sólidos como carbón activado o tamices moleculares es factible, pero requiere temperaturas y presiones más altas, lo que puede no ser rentable. La separación criogénica es otra opción, ya que el metano presenta un punto de ebullición más bajo que el CO_2 , permitiendo su separación mediante condensación y destilación fraccionada a bajas temperaturas. Aunque este proceso puede obtener un metano de hasta un 97% de pureza, implica inversiones iniciales significativas.

Las membranas o tamices moleculares dependen de las diferencias de permeabilidad de los componentes individuales del gas a través de una membrana fina y están ganando popularidad. Aunque existen alternativas por conversión química, estas tecnologías aún no son económicamente viables.

1.0) Absorción.

El metano y el dióxido de carbono tienen afinidades diferentes hacia diversos líquidos. En el caso del agua, utilizada como agente de lavado, los componentes ácidos del biogás, como el CO_2 , se disuelven más fácilmente en comparación con los componentes hidrofóbicos apolares, como los hidrocarburos.

La absorción física puede explicarse por las diferentes fuerzas de Van der Waals de los gases, mientras que la absorción química se produce mediante diferentes enlaces covalentes. Un absorbente para el lavado con agua caliente presurizada consta de una columna rellena con material de empaque, el cual es percolado con agua fresca.

El biogás, comprimido a 10-12 bar, se introduce desde la parte inferior de una columna. A través de un flujo ascendente, pasa a través del material de empaque, transfiriendo así el CO_2 al agua caliente (entre 5 y 25°C). El biogás sale por la parte superior de la columna con una concentración de metano superior al 95%.

Otros absorbentes que son bien aceptados incluyen mezclas de dimetil éter y polietilenglicol, especialmente porque no son tóxicos ni corrosivos.

1.0.1) Adsorción con tecnología de oscilación de presión (PSA).

Esta tecnología posibilita la obtención de metano altamente puro y se fundamenta en el principio de que, bajo ciertas presiones, los gases tienden a ser atraídos hacia superficies sólidas (adsorbidos). Cuanto mayor sea la presión, mayor será la cantidad de gas adsorbida. Al reducir la presión, el gas es liberado o desadsorbido. Este método puede emplearse para separar gases en una mezcla, ya que los distintos gases tienden a ser atraídos con mayor o menor afinidad en diversas superficies sólidas.

Como adsorbentes se pueden utilizar materiales como carbón activado, zeolitas, tamices moleculares de zeolitas y tamices moleculares de carbón. El sistema opera a temperaturas cercanas a las ambientales. El material adsorbente, en condiciones de alta presión, adsorbe el CO_2 del biogás.

Posteriormente, el proceso modifica las condiciones y reduce la presión para desorber el CO_2 del material adsorbente y liberarlo.

1.0.2) Tecnología de diafragma.

Los gases presentes en el biogás, como CH_4 y CO_2 , así como las impurezas, pueden ser segregados mediante diafragmas que exhiben distintas permeabilidades. Hay diafragmas porosos en los que las variaciones de presión son responsables del traslado de los gases, y diafragmas difusionales a través de los cuales los gases deben difundirse.

En el proceso de depuración del biogás, los diafragmas difusionales son ampliamente aceptados. Los componentes del biogás atraviesan un diafragma en función de su estructura molecular (por ejemplo, el sulfuro de hidrógeno se mueve 60 veces más rápido que el metano y el dióxido de carbono, 20 veces más rápido que el metano). Es crucial tener en cuenta que siempre hay una parte sustancial de metano que atraviesa el diafragma y se pierde junto con las impurezas. La selectividad del diafragma está determinada por el material del cual está compuesto. CO_2 , SO_2 y H_2S se pueden separar selectivamente en instalaciones de una o dos etapas.

Los componentes del biogás separados son absorbidos en una solución, lo que da lugar al término "tecnología de diafragma húmedo". Para este propósito, se emplea una solución de soda cáustica como solvente para H_2S y soluciones de amina para CO_2 . Este procedimiento funciona a bajas presiones.

1.1) Mineralización y desmineralización.

En estos métodos, la separación del CO_2 se logra mediante reacciones químicas, como la utilización de CaO (cal viva) para formar carbonato de calcio ($CaCO_3$), que puede tener aplicaciones como material de construcción. No obstante, es importante tener en cuenta que la producción de cal viva implica el proceso de "calcinación" de la cal, liberando una molécula de CO_2 por cada molécula de CaO producida, lo que conlleva un impacto ambiental.

1.1.0) Purificación criogénica del biogás.

Este método implica una purificación del biogás a temperaturas bajas. Después de someter el biogás a una compresión de aproximadamente 200 bar y licuarlo, las impurezas, como el H_2S , son adsorbidas en tamices moleculares. Luego, la mezcla de gas licuada se separa mediante una

destilación a baja temperatura, alrededor de 30 bar. El enfriamiento facilita la reducción de la presión. La eficacia de esta tecnología de separación se basa en los diferentes puntos de ebullición de los componentes del biogás. Por ejemplo, a una presión de 50 bar, el CH_4 se licua a $-80^{\circ}C$ y el CO_2 a $+15^{\circ}C$. Se extrae el CO_2 y alrededor del 80% del CH_4 en forma líquida, mientras que el 20% restante del CH_4 se obtiene en estado gaseoso.

Aunque esta tecnología de separación basada en la licuefacción del biogás produce un biogás de alta pureza, su implementación es costosa debido al elevado consumo de energía.

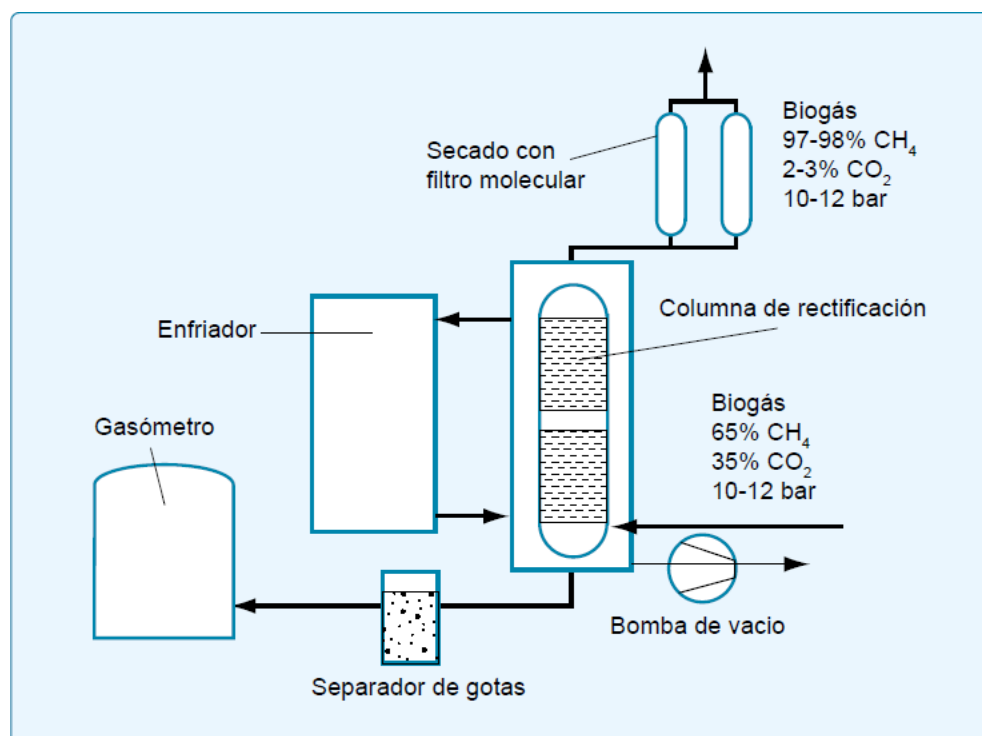


Figura 1: Esquema de una planta de licuefacción para aumentar la pureza del biogás.

Fuente: Manual biogás, 2011.

2) Remoción de agua.

Cuando el biogás sale del digestor, comúnmente se encuentra saturado con vapor. Es esencial que el biogás tenga una humedad relativa por debajo del 60% para evitar la formación de condensado en las tuberías de transporte. La presencia de condensado, especialmente en combinación con otras impurezas, puede ocasionar corrosión en las paredes de las tuberías. Por lo tanto, es común que se proceda a secar el biogás antes de llevar a cabo el proceso de purificación.

La deshidratación del biogás puede lograrse mediante la compresión y/o enfriamiento del gas, la adsorción en carbón activado o sílice gel, o la absorción, principalmente utilizando soluciones de glicol y sales higroscópicas.

3) Remoción del sulfuro de hidrógeno (H_2S).

La presencia de sulfuro de hidrógeno en el biogás crudo, junto con vapor de agua, puede originar ácido sulfúrico (H_2SO_4), el cual es altamente corrosivo para los motores y sus componentes. Además, concentraciones superiores a 100 ppm en volumen de H_2S resultan muy tóxicas. El uso de carbón activado se puede emplear para eliminar tanto el H_2S como el CO_2 . El carbón activado actúa como catalizador, transformando el H_2S en azufre elemental (S). Otra opción para la eliminación del sulfuro de hidrógeno es mediante el uso de soluciones de $NaOH$, agua o sales de hierro.

Un método sencillo y económico consiste en dosificar una corriente de biogás con O_2 , lo que oxida el H_2S convirtiéndolo en azufre elemental. La dosificación con oxígeno tiene el potencial de reducir el contenido de H_2S en el biogás a niveles inferiores a 50 ppm. Sin embargo, se debe realizar con precaución debido al riesgo de explosión asociado con la presencia de oxígeno.

Además, el óxido de hierro puede eliminar el H_2S al transformarlo en sulfuro de hierro, aunque este método puede ser sensible en presencia de un alto contenido de vapor de agua en el biogás.

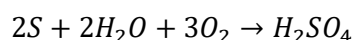
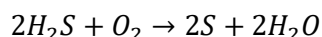
3.0) Desulfuración biológica.

La utilización de microorganismos para eliminar el sulfuro de hidrógeno presente en el biogás se fundamenta en la oxidación microbiológica del H_2S a compuestos de azufre de fácil eliminación, como azufre elemental (S^0) o sulfatos (SO_4^{2-}). El sulfuro de hidrógeno se disuelve en agua y su

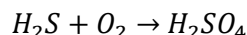
oxidación se realiza de manera biológica. La oxidación quimiolitotrofa del H_2S puede ocurrir tanto en presencia como en ausencia de oxígeno. En condiciones microaeróbicas, el compuesto de azufre reducido actúa como donador de electrones, y el oxígeno actúa como aceptor de electrones. En condiciones anaeróbicas, el ion nitrato funciona como aceptor de electrones.

Los microorganismos principales estudiados incluyen los géneros *Beggiatoa*, *Xanthomonas* y, especialmente, *Chlorobium*, *Thiobacillus* y *Sulfolobus*.

El proceso de descomposición del H_2S para formar sulfato y/o azufre sigue la siguiente ecuación:



La reacción directa de H_2S a sulfato también es posible:

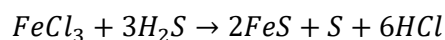
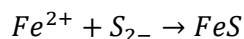


Para que estas reacciones tengan lugar, los microorganismos necesitan carbono y sales inorgánicas (N, P, K) como nutrientes, así como elementos traza (Fe, Co, Ni) Estos nutrientes deben estar presentes en el sustrato en cantidades apropiadas.

En el caso de los microorganismos aeróbicos que se encargan del H_2S , es esencial agregar aire a una tasa de 4 - 6% del biogás para su desarrollo. Debido al riesgo de explosión, la dosificación de aire debe ser limitada, con una concentración máxima de aire de 12% en volumen del biogás. Además, los microorganismos requieren una superficie adecuada (la cual se mantiene húmeda) para su inmovilización. Se estima que se necesita aproximadamente $1 m^3$ de superficie para llevar a cabo la desulfuración de $20 m^3 d^{-1}$ de biogás.

3.1) Precipitación de sulfuros.

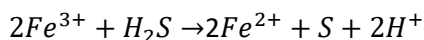
Los iones Fe^{2+} presentes en forma de cloruro de hierro (II) ($FeCl_2$) o los iones Fe^{3+} en formas como el cloruro de hierro (III) o sulfato de hierro (II) posibilitan la precipitación del azufre hacia una forma estable que perdura en el residuo.



La formación de sulfuros solo necesita la adición de un tanque de mezclado extra y una bomba dosificadora.

3.2) Absorción en una solución férrica quelante.

En soluciones férricas quelantes, los iones de hierro (III) (Fe^{3+}) experimentan una reducción a iones Fe^{2+} , durante el cual el sulfuro de hidrógeno se oxida y se transforma en azufre elemental.

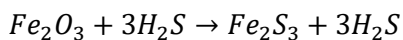
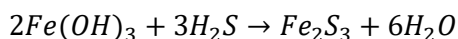


El sistema comprende un recipiente que alberga la solución de agentes quelantes o ligandos con hierro (III), con una concentración que oscila entre el 0,01% y el 0,05% en peso. En este recipiente, se introduce tanto el biogás como el aire. Cuando el biogás que se desea purificar de sulfuro de azufre también contiene bajos niveles de oxígeno (aproximadamente 100 ppm), se necesita únicamente un recipiente para la regeneración de los iones Fe^{3+} . No obstante, si el biogás a purificar está exento de oxígeno, se requiere un segundo recipiente por el cual circule la solución. En el primer recipiente, el biogás experimenta el proceso de desulfuración, mientras que, en el segundo recipiente, la solución de iones Fe^{3+} se regenera mediante la inyección de aire.

El azufre elemental se acumula en la parte inferior del recipiente y debe ser retirado periódicamente.

3.3) Adsorción en compuestos de hierro.

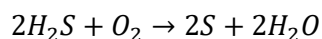
En este método, el sulfuro de hidrógeno es capturado por hidróxido de hierro (III) ($Fe(OH)_3$) y/o óxido de hierro (III) (Fe_2O_3). Estas operaciones representan una desulfuración en seco.



Las cantidades de óxido o hidróxido de hierro se acumulan de manera estratificada en una columna desulfuradora, impregnadas en lana de acero, astillas de madera o bolitas de madera.

3.4) Adsorción en carbón activado.

En situaciones donde se genera biogás sin oxígeno y se caracteriza por concentraciones moderadas a altas de H_2S , el sulfuro de hidrógeno molecular se adhiere a la superficie del carbón activado. Sin embargo, en general, la eficacia de la descontaminación no es suficiente. Por esta razón, el carbón activado se satura con catalizadores para aumentar la velocidad de la reacción de oxidación del H_2S a azufre elemental. Hay diversos catalizadores disponibles, por ejemplo, el carbón activado puede impregnarse con yoduro de potasio (KI) en una concentración del 1 al 5% en peso, solo en presencia de oxígeno y agua. El H_2S se disuelve en la capa de agua sobre el carbón activado y no reacciona con el oxígeno a temperaturas bajas (50 - 70 °C) y una presión operativa de 7 a 8 bar.



El catalizador yoduro de potasio (KI) no solo evita la generación de ácido sulfúrico, dado que el potencial de oxidación para esta reacción es muy reducido. Otros catalizadores que se emplean para saturar el carbón activado incluyen el carbonato de potasio (K_2CO_3) y el permanganato de potasio ($KMnO_4$).

4) Remoción de oxígeno.

Una presencia elevada de oxígeno en el biogás es poco común y solo se presenta en situaciones excepcionales. Este oxígeno puede ser eliminado mediante métodos de desulfuración. Procedimientos como la adsorción, utilizando elementos como el carbón activado o tamices moleculares, así como la tecnología de diafragma, también son efectivos.

5) Remoción del amonio.

Cuando se emplean guano líquido, especialmente los residuos de procesamiento de pescado o de la industria alimentaria, como sustratos, existe la posibilidad de generar cantidades significativas de amoníaco, dependiendo de la estabilidad del proceso de fermentación. El amoníaco se origina a valores de pH elevados a partir del amonio presente en el guano líquido. Por ende, es posible evitar la formación de amoníaco mediante una operación adecuada de la planta. La eliminación del amoníaco debe integrarse con otros métodos de purificación del biogás. Cuando el amoníaco atraviesa una solución ligeramente ácida, permanece en este líquido en forma de amonio.

Anexo 4: Cogeneración

En los motores de Ciclo Otto, se sustituye el carburador convencional por un dispositivo mezclador de gases. Estos motores se inician con gasolina y luego continúan funcionando exclusivamente con biogás, con una reducción de potencia máxima que oscila entre el 20% y el 30%.

En los motores de Ciclo Diesel, se incorpora un dispositivo mezclador de gases junto con un sistema de control, manteniendo el sistema de inyección convencional. De esta manera, estos motores pueden operar con diversas proporciones de biogás y diésel, y se pueden cambiar de un combustible a otro de manera sencilla y rápida, lo que los hace altamente confiables. Sin embargo, en el caso de los motores diésel, no es posible reemplazar completamente el diésel, ya que la autonomía lograda sería menor en comparación con el uso exclusivo de diésel, y esto limitaría su eficiencia en campo a un rango del 85% al 90%.

Las eficiencias eléctricas en general tienden a oscilar entre el 35% para potencias eléctricas más bajas, situadas entre 75 y 100 kW, hasta el 43% para potencias eléctricas que superan los 2.000 kW. De manera similar, las eficiencias térmicas de estos sistemas abarcan rangos comparables, con eficiencias totales que rondan entre el 75% y el 85%. El Gráfico 1 ilustra la variación de la eficiencia eléctrica de los generadores que utilizan biogás, expresada como un porcentaje de la potencia nominal de entrada, en relación con la potencia eléctrica instalada.

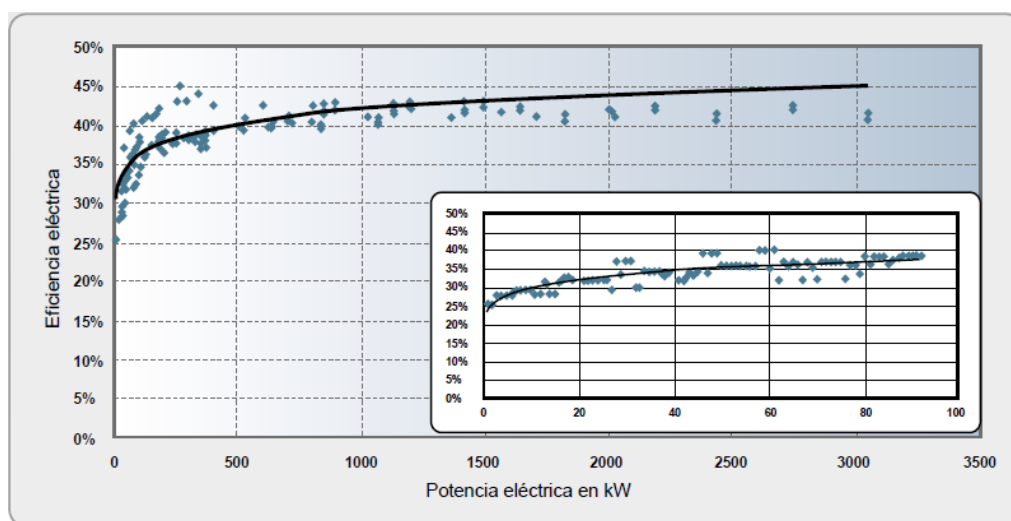


Gráfico 1: Eficiencia eléctrica de grupos generadores en base a biogás

Fuente: Guía planificación de biogás, 2012

Para la evaluación del proyecto, se utilizará el motor de combustión interna debido a sus ventajas en potencia, tamaño e inversión para la necesidad de la industria. (Chamy & Vivanco, 2007).

Los motores de combustión interna se fabrican en un rango de potencia que va desde las decenas de kW hasta 20 MW. Estos pueden alcanzar rendimientos globales (térmico y eléctrico) que varían entre un 70 y poco más del 80%. (Chamy & Vivanco, 2007).

La transformación de la energía del combustible en energía eléctrica varía entre un 30 y 40% a través del eje acoplado al motor. El calor recuperable está constituido por intercambiadores de calor que se instalan en el sistema de refrigeración del motor. Los motores requieren 2 sistemas de refrigeración, uno que opera entre los 85 y 99°C y otro que opera entre 70 y 40°C. Estos sistemas enfrían los cilindros del motor, aceite refrigerante y el aire comprimido de entrada. Esta etapa representa alrededor del 30% de la energía suministrada al motor por el combustible. (Chamy & Vivanco, 2007).

La otra etapa de recuperación de calor la representan los gases de escape producto de la explosión que se lleva a cabo en los cilindros del motor. Estos salen a una temperatura que fluctúa entre los 350 y 550°C y representan entre un 25 y 35% de la energía aportada por el combustible al motor. (Chamy & Vivanco, 2007).

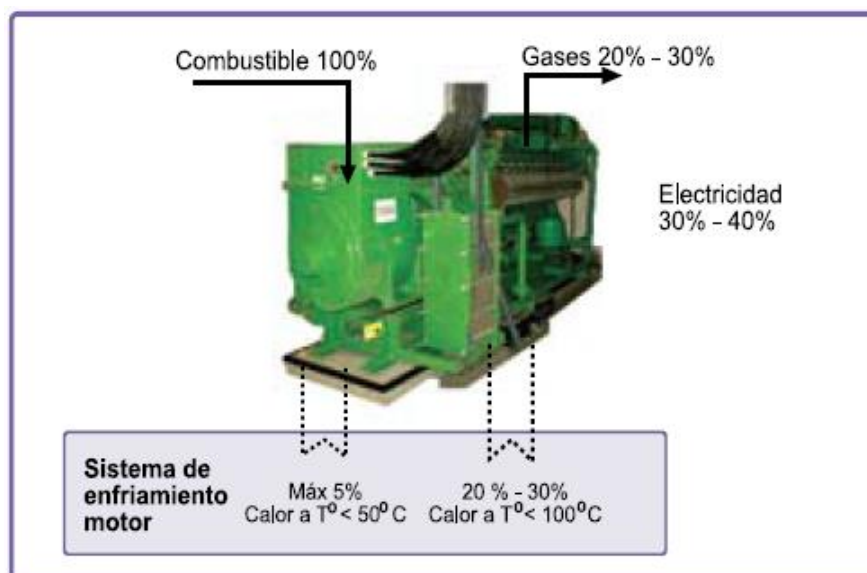


Figura 1: Balance energético global de un motor de combustión interna

Fuente: Guía planificación para proyectos de biogás, 2012

En situaciones en las que los generadores están inactivos debido a mantenimiento programado, se cuenta con una antorcha de seguridad para la quema controlada del biogás. Se recomienda ubicar el punto de conexión de la línea de gas hacia la antorcha entre el compresor y el motor para garantizar un flujo constante de biogás hacia la antorcha. Es aconsejable diseñar tanto la antorcha como el compresor de biogás de manera que puedan operar simultáneamente, ya que puede ocurrir que el consumo del motor, incluso a plena carga, no sea suficiente para utilizar toda la producción de biogás. Este escenario puede deberse a cambios inesperados en la calidad del sustrato o mejoras no previstas en el proceso biológico. En tales casos, desactivar el motor para quemar el excedente en la antorcha resulta ineficiente, además de que cada detención y puesta en marcha del motor implica un desgaste progresivo. Por lo tanto, se debe asegurar el funcionamiento simultáneo de ambos componentes para estos casos eventualmente imprevistos.

Anexo 5: Problemas del uso de biogás en motores.

1) Compuestos de Sílice

Estos se encuentran en tuberías, sellos etc. Y durante la fermentación se transforman en siloxanos. Cuando alcanzan altas temperaturas se produce una ruptura de los siloxanos dando lugar a compuestos estables como SiO_2 , CO_2 , H_2O .

Durante la combustión los siloxanos se convierten en silicatos y cuarzo microcristalino. Estos se ubican en la parte superior de los cilindros de los motores.

Estos compuestos disminuyen el volumen de la cámara de combustión y aumenta la relación de compresión y la tendencia a la detonación. También producen la abrasión al interior del motor.

1.0) Problemas en el motor y determinación de sílices en el aceite de motor.

El desafío que plantean los compuestos de sílice en los motores de biogás se debe a que, cuando están presentes junto con las ajustadas tolerancias, provocan desgaste en las piezas móviles.

En un motor, las distancias entre los anillos y las camisas son extremadamente reducidas, por lo que la presencia de partículas de sílice y carbonilla puede tener consecuencias perjudiciales al introducirse en estos espacios.

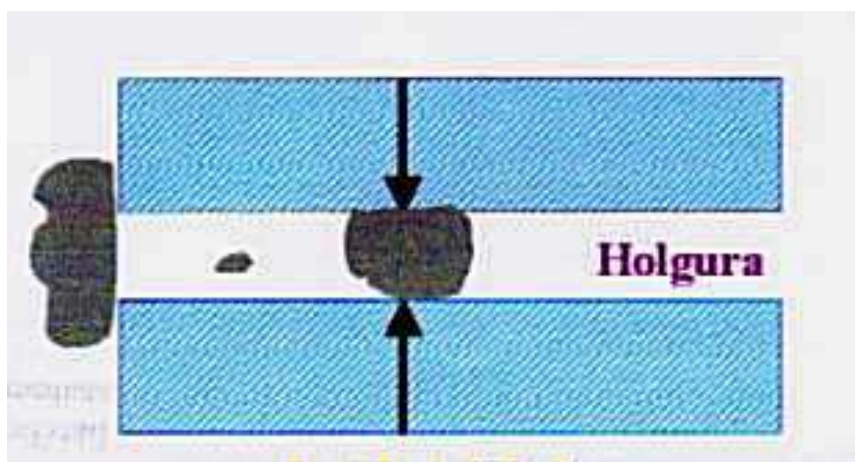


Imagen 1: Representación partículas en el motor.

Fuente: Análisis y adaptación de motores de ciclo Otto y diésel operando con biogás, 2012.

En condiciones de funcionamiento ideales, los componentes permanecen separados por una película de lubricante que evita el contacto entre superficies metálicas, absorbe impactos de alta

carga y garantiza una distribución uniforme de la carga en toda la superficie. Sin embargo, cuando una partícula de sílice ingresa a este sistema, rompe la película de lubricante, lo que da como resultado el contacto directo entre los metales y, como consecuencia, el desgaste.

Este proceso provoca la abrasión de las superficies metálicas y altera la distribución uniforme de la carga, concentrándola en puntos específicos en lugar de mantenerla uniforme. Como resultado, se producen daños por fatiga y un eventual fallo de los componentes metálicos.

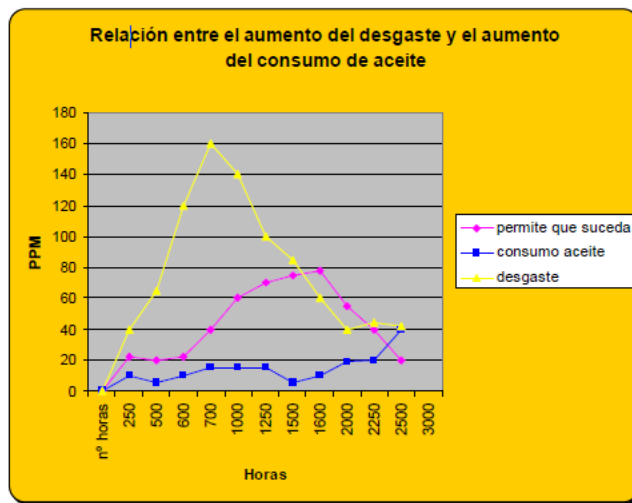


Gráfico 1: Relación aumento de desgaste y el aumento de consumo de aceite.

Fuente: Análisis y adaptación de motores de ciclo Otto y diésel operando con biogás, 2012

En Grafico 1 se puede apreciar el impacto inicial se manifiesta en forma de marcas superficiales debido a la fricción y el deslizamiento a lo largo de la superficie. El segundo inconveniente se presenta cuando la partícula de sílice se ubica entre ambas superficies, lo que provoca una alteración en la capa de lubricación y, como resultado, una acumulación de presión en ese punto específico. Esto conlleva a una deformación del material debido a la fatiga y, en última instancia, al colapso definitivo del mismo.

1.1) Pretratamiento del biogás para la eliminación de Siloxanos.

La eliminación de partículas contaminantes se lleva a cabo principalmente mediante dos técnicas ampliamente utilizadas: la filtración y la condensación. Además, se han realizado experimentos con métodos de refrigeración y desecación.

- Adsorción: La tasa de retención varía entre un 35% y un 70%. El carbón activado se utiliza para reducir los componentes de sílice, aunque los siloxanos son difíciles de absorber y requieren un reemplazo periódico. También se han probado otros adsorbentes, como filtros moleculares, lechos poliméricos y sílice gel.
- Absorción: Implica la absorción física de siloxanos por parte de disolventes orgánicos de alto punto de ebullición. Las instalaciones de absorción de siloxanos incluyen reguladores y columnas de relleno tipo anillos Rasching. Sin embargo, los siloxanos son altamente volátiles y se separan del disolvente a tasas elevadas de flujo de gas.
- Refrigeración: La eliminación de siloxanos mediante refrigeración tiene una eficiencia limitada. Una alternativa es su condensación. Dado que son inertes, no biodegradables y no se absorben bien en disolventes orgánicos, la eliminación más efectiva se logra mediante filtros de aceite.
- Últimas tendencias: Actualmente, existen varios métodos para eliminar siloxanos del biogás, aunque ninguno resulta tan económicamente atractivo como el equipo BioGas Automatic Kleen (BGAK). El sistema BGAK utiliza la técnica de 'Adsorción Térmica Regenerativa'. En este proceso, los siloxanos presentes en el biogás son capturados por un medio adsorbente a temperatura ambiente. Una vez que este medio se satura, se lleva a cabo su regeneración mediante aire previamente calentado a aproximadamente 90-120°C mediante un calentador eléctrico. El medio de filtración atrae las sustancias contaminantes hacia su superficie, reteniéndolas hasta que se procede a su recalentamiento con el fin de regenerar el filtro.

2) Humedad y sulfuros.

La eficiencia se ve comprometida por la presencia de sustancias no combustibles, como el agua o el CO_2 , ya que obstaculizan una combustión completa y, al mismo tiempo, aumentan el riesgo de corrosión debido a la presencia de sulfuros, que pueden generar H_2S . La mayoría del biogás contiene alrededor del 2-3% de H_2S , además de cantidades significativas de nitrógeno e hidrógeno. Por lo tanto, es necesario implementar un sistema de purificación para eliminar los sulfuros y la humedad.

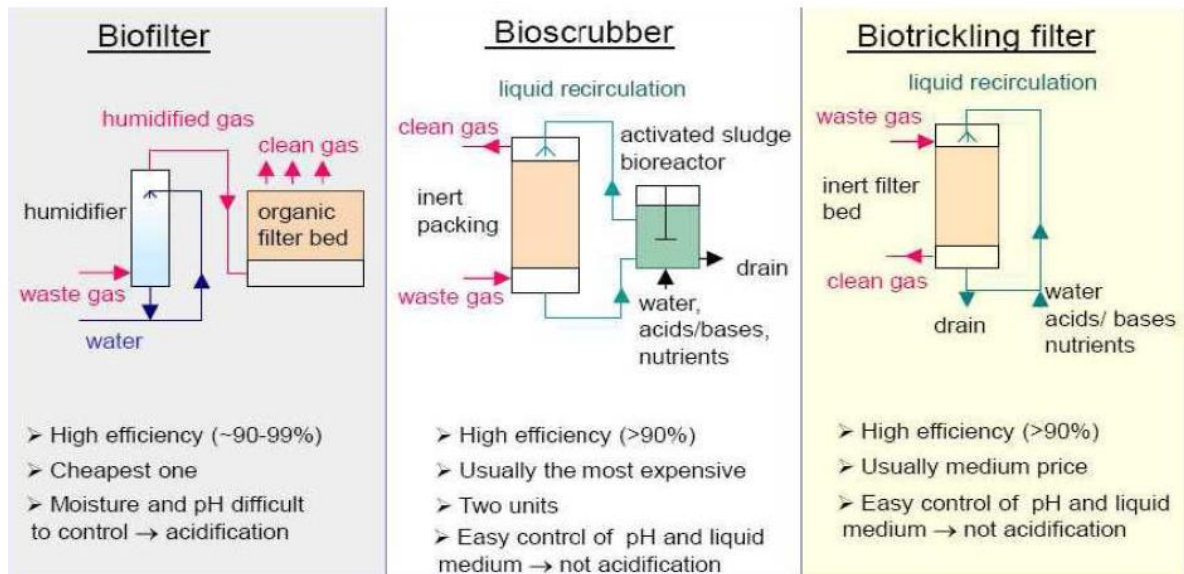


Imagen 2: Resumen sistemas de acondicionamiento.

Fuente: Análisis y adaptación de motores de ciclo Otto y diésel operando con biogás, 2012.

1. Eliminación de humedad del biogás mediante un tanque donde el agua es condensada.



Imagen 3: Representación sistema eliminación humedad

2. Purificación con paneles que eliminan la humedad residual y el H_2S .
3. Eliminación del H_2S residual al pasar por el segundo filtro (placa de acero).

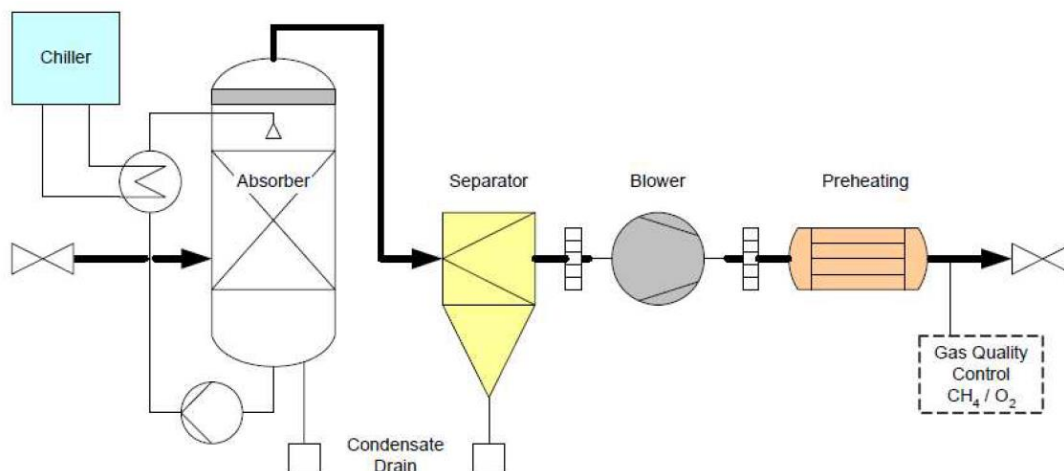


Imagen 4: Secado del gas mediante un absorbedor Scrubber (PWS).

Fuente: Análisis y adaptación de motores de ciclo Otto y diésel operando con biogás, 2012.

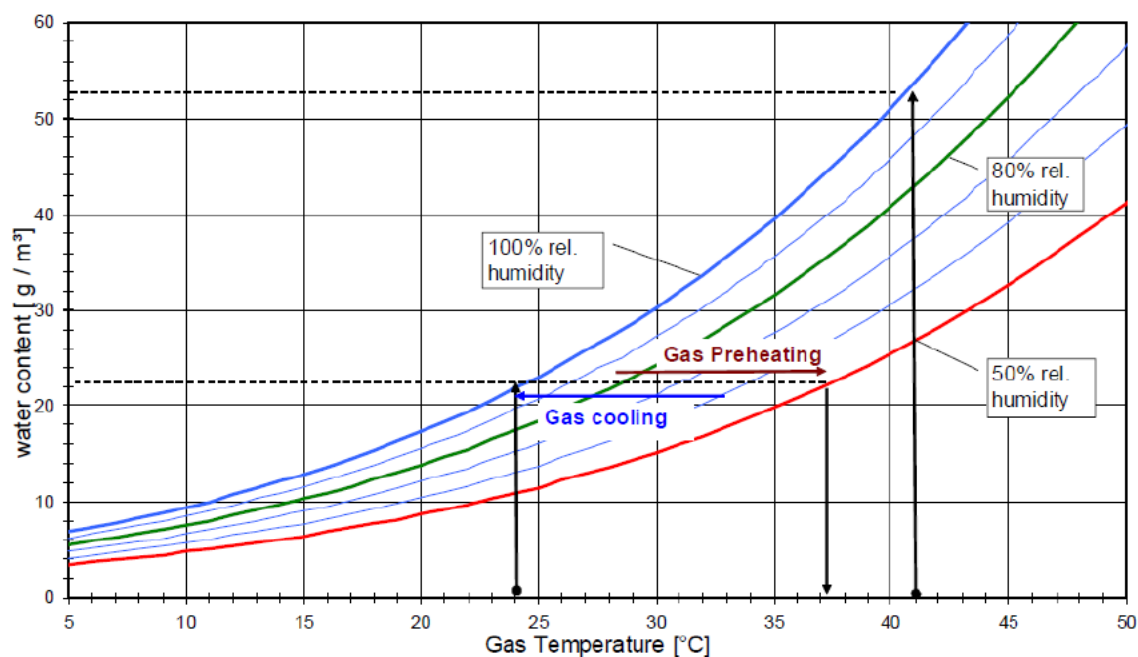


Gráfico 2: Relación entre el contenido de agua, la temperatura y la humedad relativa del gas.

Fuente: Análisis y adaptación de motores de ciclo Otto y diésel operando con biogás, 2012

El biogás, al salir se satura con agua, alcanzando una humedad relativa del 100%. Esto se debe a que la cantidad de agua en el gas es considerablemente mayor a temperaturas más altas, como se ilustra en el Gráfico 2.

Además, el gráfico muestra que la humedad relativa aumenta cuando el gas se enfría, hasta llegar al punto de condensación cuando se alcanza la línea del 100%. Cuando la temperatura desciende por debajo del punto de rocío, se produce la formación de condensados. Por lo tanto, es de esperar que se produzca condensación en plantas que operan a temperaturas elevadas, como las plantas termófilas.

A pesar de que calentar el gas reduce la humedad relativa, el punto de rocío de la mezcla de gas permanece inalterado. Por lo tanto, el calentamiento del gas, sin un proceso de secado adecuado, generalmente no es suficiente para evitar la condensación en un sistema de gas confiable.

La cantidad de H_2S y NH_3 presentes en el biogás depende en gran medida del tipo de sustrato utilizado. El sulfuro de hidrógeno y el amoníaco se generan durante la descomposición de proteínas o materiales con alto contenido proteico en la biomasa. Además, la concentración de estos compuestos en la fase gaseosa del fermentador depende de las condiciones de fermentación, como la temperatura y el pH.

Según la calidad del biogás, la disponibilidad y la eficiencia de funcionamiento del motor pueden mejorarse mediante procesos de pretratamiento del gas adecuados, como el secado del gas, la desulfuración o la purificación del gas.

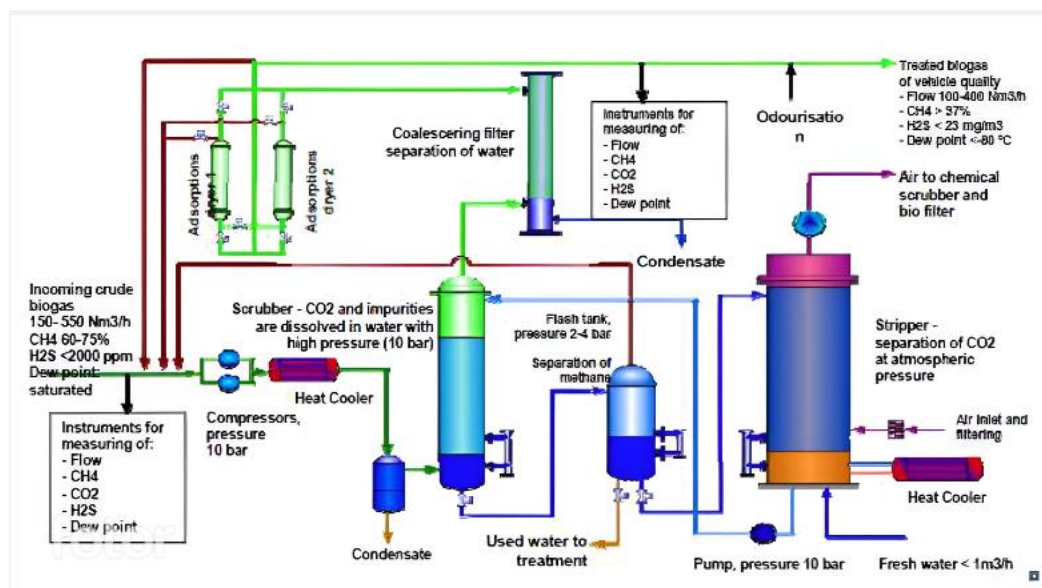


Imagen 5: Referencia sistema Scrubber.

Fuente: Análisis y adaptación de motores de ciclo Otto y diésel operando con biogás, 2012.

Ventajas del sistema Scrubber (PWS):

- No requiere desulfurización previa.
- No utiliza productos químicos añadidos a la solución acuosa.
- Bajas pérdidas de metano.
- Elevada flexibilidad frente a variaciones en la calidad del biogás.
- Es la tecnología con mayor número de plantas a escala industrial funcionando en Europa.

Tecnologías de separación de contaminantes:

Parámetro	Pressure Swing Adsorption	Pressure Water Scrubbing	Lavado con absorbentes orgánicos	Lavado Químico
Pretratamiento, Desulfuración previa	SI	NO	NO	SI
Presión de trabajo (Bar)	4 - 7	4 - 10	4 - 10	Sin presión
Pérdidas de metano	<3 % / 6-10 %	<1 % / <2 %	2 - 4 %	< 0,1 %
Contenido de biogás en el gas tratado	>96 %	>97 %	>96 %	>99 %
Consumo eléctrico (kWh)	0,25	<0,25	0,24 - 0,33	<0,15
Controlabilidad respecto a la carga nominal	±10-15%	50-100%	10-100%	50-100%
Requerimientos de calor (°C)	NO	NO	55-80	160
Referencias en Europa	>20	>20	2	3

Tabla 1: Resumen Tecnologías de separación de contaminantes.

Fuente: Elaboración propia.

3) Averías frecuentes por no acondicionar de manera correcta el biogás.

La presencia de H_2S en el biogás ocasiona daños en las válvulas de admisión y escape de ciertos motores, lo que resulta en la necesidad de cambiar los aceites lubricantes con mayor frecuencia.

Anexo 6: Experiencia del uso de biogás para la generación de electricidad.

3.8.0) Experiencia internacional.

Planta de biogás Baja Sajonia, Alemania.

La instalación de biogás se localiza en Baja Sajonia y se clasifica como una planta de biogás agrícola. Está integrada en una explotación porcina con 1.700 cerdos de engorda, siendo su principal objetivo estabilizar los purines generados por los animales. La densidad de población es de 1,3 unidades animales (500 kg de peso vivo) por hectárea, contando con una extensión de 170 hectáreas de tierra cultivable. Esta área se destina al cultivo de cosechas energéticas que se mezclan con los purines, logrando así aumentar significativamente la producción de biogás mediante la co-digestión y mejorando considerablemente la rentabilidad de la planta de biogás.

Puesta en marcha	2001
Potencia	500 kW _e 605 kW _e
Sustratos	1.910 t/año de excretas animales 6.390 t/año cultivos energéticos (maíz silo) TOTAL: 8.300 t/año
Producción de gas	1.920.000 m ³ /año biogás 1.056.000 m ³ /año metano
Tamaño planta	Digestores 2 x 1.050 m ³ Estanque digestato 2 x 1.000 m ³ TOTAL: 3.100 m ³
Inversión	€692.000

Tabla 1: Planta de biogás Baja Sajonia, Alemania.

Fuente: Guía planificación para proyectos de biogás, 2012.

Planta de biogás Niederbayern, Alemania.

Ubicada en una explotación agrícola en la región de Niederbayern, al norte de Baviera, esta planta de biogás opera en una granja con 110 unidades animales (500 kg de peso vivo), compuestas por vacas lecheras. La granja cuenta con 140 hectáreas de tierras cultivables, lo que se traduce en una densidad animal de 0,8 unidades por hectárea. Con el objetivo de optimizar la inversión, la planta ha sido diseñada para llevar a cabo la co-digestión de residuos orgánicos provenientes de la gastronomía. Anualmente, se importan más de 7,000 toneladas de estos residuos, que, al mezclarse con el estiércol de las vacas, generan aproximadamente 1 millón de metros cúbicos de biogás.

Puesta en marcha	1991
Potencia	260 kW _e 315 kW _e
Sustratos	5.375 t/año de excretas animales 7.125 t/año residuo de gastronomía TOTAL: 12.000 t/año
Producción de gas	950.000 m ³ /año biogás 550.000 m ³ /año metano
Tamaño planta	Digestores 2 x 230 m ³ Posdigestato 2 x 800 m ³ Estanque digestato 2 x 1.800 m ³ TOTAL: 3.860 m ³
Inversión	€845.500

Tabla 2: Resumen Planta de biogás Niederbayern, Alemania.

Fuente: Guía planificación para proyectos de biogás, 2012.

3.9.0.1) Biogás en Dinamarca.

En lo que concierne al biogás en Dinamarca, son los pioneros en la inyección de este en la red de gas natural, por lo que se favorecen las metas de este país relacionadas a triplicar la producción actual de biogás al año 2015. (Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino, España, 2010).

Hasta el año 2008, Dinamarca contaba con 20 instalaciones centralizadas y 55 instalaciones descentralizadas. Las instalaciones centralizadas se caracterizan por recibir cargas diarias de sustrato que oscilan entre 60 y 500 [m³], mientras que las instalaciones descentralizadas, cuya carga diaria de sustrato es inferior a 50 [m³], distribuyen el digestato como fertilizante en parcelas cercanas. Este último tipo de instalaciones ha experimentado un crecimiento significativo desde el año 2000.

3.8.0.2) Biogás en España

En España, alrededor del 90% del biogás generado proviene de vertederos y estaciones depuradoras. Recientemente, se ha buscado fomentar el avance del biogás agroindustrial a partir de residuos hortícolas.

Debido a la Directiva Europea 99/31/CE que limita la entrada de residuos en vertedero, la producción de biogás es una alternativa sostenible ya que, además de producir energía verde, se cumpliría con el principio básico de la gestión de residuos que hace referencia a la recuperación energética (ENDESA España, 2014).

3.8.1) Experiencia nacional.

Planta de biogás La Farfana, Chile.

La instalación de biogás en el complejo La Farfana de Aguas Andinas S.A. representa una etapa crucial en la purificación del biogás generado en la planta de tratamiento de aguas residuales homónima. Este procedimiento incluye etapas de desulfuración biológica, eliminación de la humedad mediante condensación, retiro de siloxanos y COVs, así como compresión para su posterior transporte a través de un gasoducto hacia la planta de gas de ciudad de Metrogas S.A. donde se utiliza como componente en la producción de este combustible.

Puesta en marcha	2008
Potencia	Entrega de biogás a Metrogas S.A. Equivalente a 7,8 MW _e
Sustratos	Planta de aguas servidas de Santiago 3.300.000 habitantes
Producción de gas	24.000.000 m ³ /año biogás 15.000.000 m ³ /año metano
Tamaño planta	600 m ² de superficie utilizada (línea de limpieza de biogás)
Inversión	€4.600.000 Proyecto de limpieza y compresión de gas

Tabla 3: Resumen Planta de biogás La Farfana, Chile.

Fuente: Guía planificación para proyectos de biogás, 2012.

Central Loma Los Colorados, Chile.

La ubicación del vertedero Loma Los Colorados, en el límite norte de la Región Metropolitana, lo distingue como el mayor de Chile, con una disposición final aproximada de 6.000 toneladas de residuos diarios, de los cuales alrededor del 70% constituye biomasa. El sistema de captación implementado recupera el 50% del biogás producido en el vertedero, actualmente alcanzando los 8.100 m³/h, con un contenido promedio de metano del 48,5%. La empresa genera biogás y energía eléctrica, la cual es vendida a la red.

Puesta en marcha	2009
Potencia	Fase 1: 2 MW _e (2009) Fase 2: 12 MW _e (2011) Fase 3: 22 MW _e (2014) Fase 4: 39,2 MW _e crecimiento según producción de biogás
Sustratos	Relleno sanitario de Santiago 6.000 t/día (2011)
Producción de gas	8.100 m ³ /h biogás 4.950 m ³ /h metano
Tamaño planta	2.200 m ² construidos
Inversión	\$USD 40.200.000 (corresponde a fase 4)

Tabla 4: Resumen Central Loma Los Colorados, Chile.

Fuente: Guía planificación para proyectos de biogás, 2012.

Anexo 7: Mercado CER's y cálculos de CER's que se plantean vender y el valor para el proyecto

Mercado transacción CER's

En cuanto a los Certified Emission Reductions (CERs), se opera en un mercado de Bonos de Carbono. En este mercado, con el fin de cumplir con los requisitos establecidos por el Protocolo de Kioto, ya sea los gobiernos, las empresas o los individuos pueden comprar o vender las reducciones de emisiones de gases de efecto invernadero. Este sistema representa un auténtico sistema de intercambio, en el cual se lleva a cabo un contrato para la adquisición de las reducciones de emisiones, derivadas de proyectos del Mecanismo de Desarrollo Limpio, y en este contrato se establecen las relaciones entre las partes involucradas.

Según lo indicado en la Guía del Mecanismo de Desarrollo Limpio para Proyectos del Sector Energía en Chile, los CERs pueden comercializarse a través de una transferencia inmediata o mediante acuerdos de venta futura de las reducciones.

La Guía señala los dos tipos de transacciones:

- a) Las Transacciones basadas en Proyectos: Tal como se mencionó previamente en el contexto sudamericano, se enfoca en la comercialización de las reducciones de emisiones a naciones desarrolladas a través del mecanismo del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) que se aplica a proyectos específicos.
- b) El Comercio de Derechos de Emisión: De acuerdo con la regulación legal vigente en cada país, se llevará a cabo la negociación de derechos de emisión previamente creados y asignados. En esta situación, si una empresa emite menos de lo que se le permite, quedará con un excedente que podrá vender en el mercado a otras empresas que, por diversas razones, no cumplieron con el límite legal establecido

Venta bonos de carbono

Para estimar la cantidad de Certified Emission Reductions (CERs) que se planean vender y su correspondiente valor, se tomará como punto de partida la información obtenida de la Asociación Internacional de Intercambio de Emisiones (IETA). En el Gráfico 1, se presenta un registro de los

precios de los bonos de carbono, lo que permite analizar las fluctuaciones en su valor a lo largo del tiempo. Estos datos se encuentran detallados en el Informe "Markets Matter."

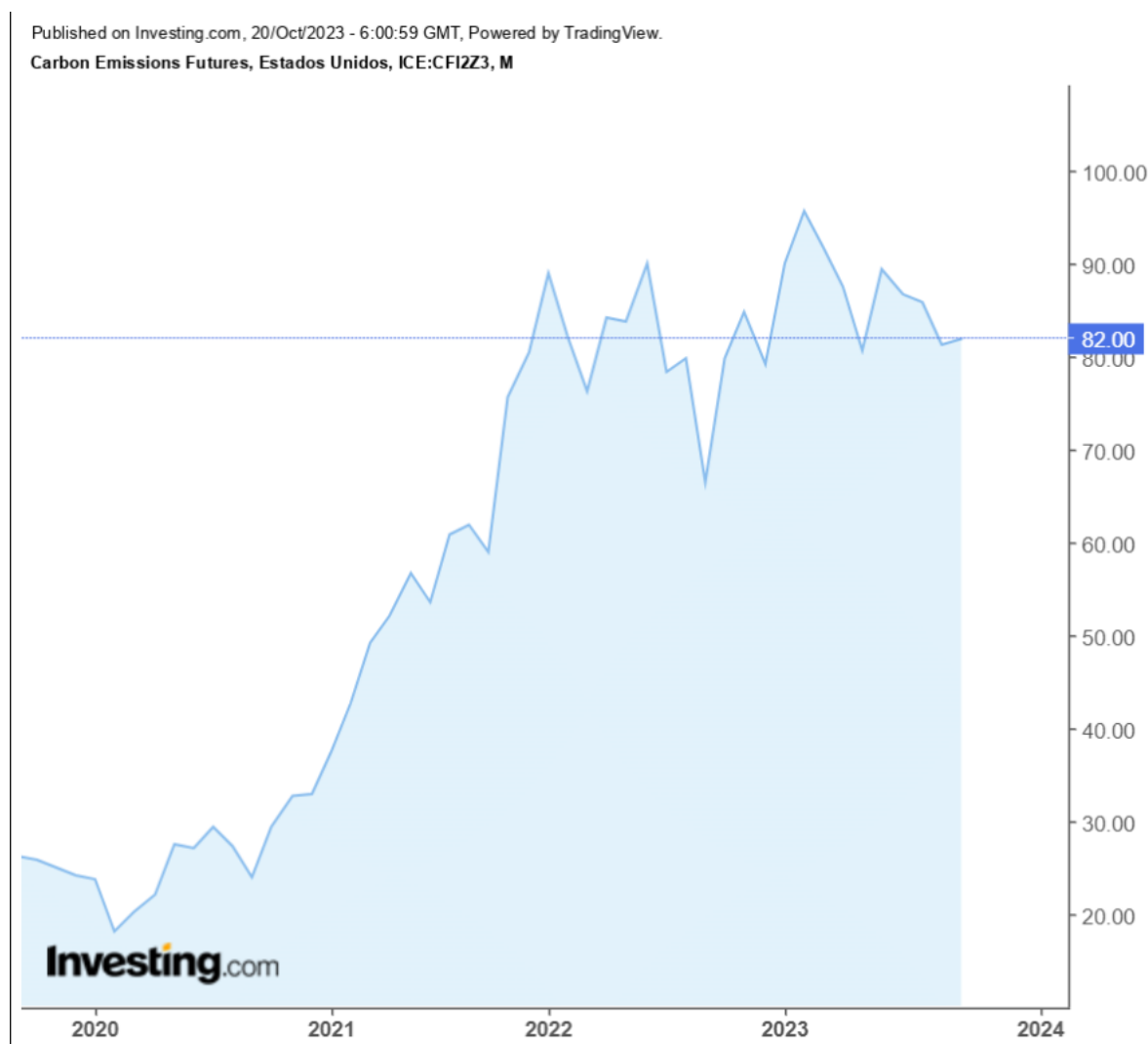


Gráfico 1: Precio de los CERS. En €/ton

Fuente: Investing, 2023

El precio del CERS en octubre de 2023 fue de 82€/ton. Este valor se utilizará para el cálculo de la venta de bonos de carbono del proyecto, esto en dólares equivale a 98,4 US\$/ton (considerando una tasa de cambio 1€=1,20US\$).

El cálculo para la estimación de reducciones de emisiones de un proyecto de energías, como es el caso, el cual se conecta al sistema eléctrico se calcula con la siguiente formula.

$$Reduccion\ de\ CO_2\ \left[\frac{ton}{año}\right] = FE\ \left[ton\ \frac{CO_2}{MWh}\right] \times \left[\frac{MWh}{año}\right]$$

Donde FE corresponde al factor de emisión de línea base de la red eléctrica. Este valor es multiplicado por la energía generada por la central ERNC y así obtener las reducciones de CO_2 .

Posteriormente el Factor de emisión se obtiene con la combinación del factor de emisión del margen de operación (OM) y el factor de emisión de margen de construcción (BM), con la siguiente formula.

$$FE = w_{OM} \times FE_{OM} + w_{BM} \times FE_{BM}$$

Donde,

FE_{OM} = Factor de emisión del margen de operación. Promedio ponderado de emisiones por unidad de electricidad [ton CO_2/MWh].

FE_{BM} = Factor de emisión del margen de construcción. Promedio ponderado de los factores de emisión del grupo de centrales representadas por las cinco plantas mas recientes o el 20% construido reciente.

w_{OM} y w_{BM} = Coeficientes de ponderación para el factor de emisión de margen de operación y para el factor de emisión del margen de construcción. Su valor por defecto es 0,5.

Para el cálculo se considerará la información del SIC, que muestra que en los últimos años las emisiones de CO_2 que reporta el SIC por generación alcanza valores de 0,3364 toneladas de dióxido de carbono por MWh.

Anexo 8: Plan de implementación.

1. **Recolección y Análisis de literatura relacionado con la generación de electricidad a partir de biogás (Identificación y Cuantificación).**
 - Recolectar literatura que permita establecer los gases emitidos por la planta, para lograr analizar su composición y volúmenes.
 - Identificar y cuantificar la presencia de metano (potencial metanogénico) en los gases emitidos.
 - Analizar la forma en que el biogás es utilizado para generar energía eléctrica.
2. **Estudio de Factibilidad Económica (Análisis de Factibilidad).**
 - Evaluar los costos asociados a la implementación de un sistema de captura de gases.
 - Seleccionar los equipos apropiados para la captura de gases en función de los volúmenes y características de los gases emitidos.
3. **Diseño básico del Sistema de Generación de Electricidad (Modelo Técnico).**
 - Generar un modelo técnico que describa cómo se llevará a cabo la captura de biogás y su conversión en electricidad.
4. **Diseño del Modelo Económico (Modelo Económico).**
 - Desarrollar un modelo económico que incluya los flujos de ingresos y gastos a lo largo del tiempo.
 - Utilizar este modelo para calcular la viabilidad financiera del proyecto.

A continuación, se presenta la carta Gantt y su distribución en el tiempo hasta el punto de avance. También se establece una carta Gantt general del plan de implementación que nos permite establecer el avance y pasos a seguir del proyecto una vez presentado.

		Septiembre				Octubre				Noviembre				Diciembre			
		Semana 1	Semana 2	Semana 3	Semana 4	Semana 1	Semana 2	Semana 3	Semana 4	Semana 1	Semana 2	Semana 3	Semana 4	Semana 1	Semana 2	Semana 3	Semana 4
<i>Actividades</i>																	
<i>Investigar</i>																	
	1) Recolección y Análisis de literatura relacionado con la generación de electricidad a partir de biogás (Identificación)																
	1.1) Recolectar literatura que permita establecer los gases emitidos por la planta, para lograr analizar su composición y																
	1.3) Identificar y cuantificar la presencia de metano (potencial metanogénico) en los gases emitidos.																
Hito 1 02/10/2023	1.4) Analizar la forma en que el biogás es utilizado para generar energía eléctrica.																
	2) Estudio de Factibilidad Económica y Técnica (Análisis de Factibilidad)																
	2.1) Evaluar los costos asociados a la implementación de un sistema de captura de gases.																
Hito 2 23/10/2023	2.2) Seleccionar los equipos apropiados para la captura de gases en función de los volúmenes y características de los gases emitidos.																
<i>Desarrollo</i>																	
	3) Diseño del Sistema de Generación de Electricidad																
	3.1) Generar un modelo técnico que describa cómo se llevará a cabo la captura de biogás y su conversión en electricidad.																
	3.2) Incluir detalles técnicos sobre los equipos, la infraestructura y los procesos necesarios.																
	4) Diseño del Modelo Económico (Modelo Económico):																
	4.1) Desarrollar un modelo económico que incluya los flujos de ingresos y gastos a lo largo del tiempo																
Hito 3 27/11/2023	4.2) Utilizar este modelo para calcular la viabilidad financiera del proyecto																
<i>Finalización</i>																	
	5) Presentación y Evaluación del Proyecto																
	5.1) Preparar una presentación completa que incluya los resultados de la identificación y cuantificación de gases, el																
Hito 4 04/12/2023	5.2) Evaluar el proyecto en su conjunto y presentarlo a las partes interesadas																
	Feedback areas interesadas																

Figura 1: Carta Gantt proyecto.

Fuente: Elaboración propia

Plan de implementación proyectado.

- 1. Evaluación de la planta de procesamiento:** Se debe realizar una evaluación detallada de la planta de procesamiento para determinar la cantidad y el tipo de gases emitidos, así como la cantidad de energía eléctrica que se puede generar a partir de ellos.

1.2 Evaluación técnica: Se debe realizar una evaluación técnica del proyecto, incluyendo el diseño e instalación del sistema de abatimiento de gases y del motor generador, la adaptación del motor generador para operar con el gas generado por el sistema de abatimiento de gases, y la operación y mantenimiento del sistema.

1.3 Evaluación económica: Se debe realizar una evaluación económica del proyecto, incluyendo los costos de inversión, operación y mantenimiento, y los ingresos por la venta de energía eléctrica generada.

1.4 Identificación de riesgos y mitigaciones: Se deben identificar los riesgos asociados al proyecto y establecer las mitigaciones necesarias para minimizar su impacto.

- 2. Planificación y diseño:** Se debe planificar y diseñar el proyecto, incluyendo la selección de proveedores y contratistas, la definición de los plazos y presupuestos, y la elaboración de los planos y especificaciones técnicas.
- 3. Elección del sistema de acondicionamiento de gases:** Se debe seleccionar un sistema de gasificación que permita convertir los gases emitidos por la planta de procesamiento en gas combustible, para su utilización en los motores.
- 4. Elección del grupo motor-generador:** Se debe seleccionar un grupo motor-generador que pueda utilizar el gas combustible producido por el sistema de gasificación para generar electricidad.
- 5. Adquisición de materiales y equipos:** Se deben adquirir los materiales y equipos necesarios para la instalación del sistema de abatimiento de gases y del motor generador, asegurándose de contar con proveedores confiables y de calidad

6. **Instalación del sistema de acondicionamiento y del grupo motor-generator:** Se debe instalar el sistema de gasificación y el grupo motor-generator en la planta de procesamiento.
7. **Pruebas y ajustes:** Se deben realizar pruebas y ajustes en el sistema de gasificación y en el grupo motor-generator para asegurarse de que funcionen correctamente y de manera eficiente.
8. **Monitoreo y mantenimiento:** Se debe establecer un programa de monitoreo y mantenimiento para asegurarse de que el sistema de gasificación y el grupo motor-generator funcionen de manera óptima y se mantengan en buen estado.
9. **Evaluación de resultados:** Se debe realizar una evaluación de los resultados del proyecto para determinar su eficacia en la reducción de emisiones de gases y en la generación de energía eléctrica.

Anexo 9: Cálculos dimensionamiento técnico del proyecto.

Dimensionamiento técnico del proyecto

Si se conoce la cantidad de biomasa con la cual se alimenta el digestor de manera diaria, se puede obtener la cantidad de metano generado por hora a ser consumida por el generador. Considerando que el metano tiene un poder calorífico de 9,96 [kWh/día], esto permitirá calcular la energía y el potencial disponible de biogás (Ministerio de Energía; Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, 2012)

La energía disponible se calcula:

$$E_{total} [kWh] = Q_{biogás} \times m \times 9,96 \left[\frac{kWh}{día} \right]$$

Donde:

E_{total} = Energía disponible por día.

$Q_{biogás}$ = Cantidad diaria de biogás en m³

m = Fracción de metano en el biogás

La cantidad de biogás diario obtenido al considerar las toneladas diarias que procesa la planta es de 36 m³/día y la fracción de metano en el biogás de los desechos cárnicos es de 65%, por lo que reemplazando en la ecuación se obtiene:

$$E_{total} [kWh] = 36 [m^3/día] \times 0.65 \times 9,96 \left[\frac{kWh}{m^3} \right] = 233 \left[\frac{kWh}{día} \right]$$

Para la potencia nominal se tiene la siguiente ecuación:

$$P_{nominal} [kW] = E_{total} / 24$$

Donde:

$P_{nominal}$ = Potencia nominal de energía asumiendo generación constante de energía.

Remplazando,

$$P_{nominal} [kW] = \frac{233 [\frac{kWh}{dia}]}{24} = 9,708 [kW]$$

Para el cálculo de la potencia eléctrica, se utiliza una eficiencia eléctrica de un 40% (Ministerio de Energía; Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, 2012), por ello se utiliza la siguiente ecuación:

$$P_e [kW] = P_{nom} \times n_e$$

Donde:

P_e = Potencia eléctrica.

n_e = Eficiencia eléctrica.

Remplazando,

$$P_e [kW] = 9,708 [kW] \times 0,40 = 3,8 [kW]$$

Los equipos que se utilizan requieren mantenciones dependiendo el uso que se les dé, por ello se considera una disponibilidad para la generación de energía entre un 90 a 93%, considerando que la planta trabaja aproximadamente 6000 horas en el año, la energía eléctrica factible generada de manera anual está dada por:

$$E_e [kWh] = P_e \times 0,9 \times 6000$$

Donde:

E_e = Energía eléctrica anual generada.

Remplazando,

$$E_e [kWh] = 3,8 [kW] \times 0,9 \times 6000 = 20520 [\frac{kWh}{año}]$$

Anexo 10: Cálculos evaluación técnico-económica proyecto.

1) Evaluación técnico - económica del proyecto

1.0) Modelo de negocio.

El modelo de negocios planteado considerará la integración de la electricidad producida por el abatimiento de gases de la planta (acondicionamiento y generación). La materia prima para su funcionamiento se obtiene de la biomasa que es tratada en la planta para la producción de harina de carne y hueso.

1.1) Flujo de caja.

1.1.0) Inversión

Para la inversión, se obtienen datos de bibliografía (Pontt, 2008), en donde se encuentran los siguientes valores:

Tecnología de sistema	Valor	Unidades	Total (\$USD)
Inversión			
Motor cogenerador	435	US\$/kW	1653
Preparación combustible	133	US\$/kW	505,4
Hot gas cleanup	43	US\$/kW	163,4
Obras civiles	10	%	165,3
Terreno	30	%	-
Instalación	30	%	495,9
Contingencia	10	%	165,3
Ingeniería	10	%	165,3
Puesta en marcha	10	%	165,3
Total inversión			\$USD 3.478,9

Tabla 1: Parámetros Económicos Gasificación

Fuente: Elaboración propia

En la Tabla 1, se puede observar que el gasificador y el motor cogenerador tienen un costo representado en USD/kW. Este valor se multiplica por la potencia disponible a partir de la biomasa evaluada en este proyecto para de esta manera obtener el valor total de la inversión.

En el costo total de la inversión debe considerar además lo relacionado con los Bonos de carbono.

En la siguiente Tabla 2 se muestran los Costos de Transacción asociados al desarrollo de un proyecto MDL.

Etapas del Ciclo del Proyecto	Costos Asociados
Diseño del Proyecto MDL	\$USD 25.000
Validación	\$USD 32.500
Registro	\$USD 10.000
Verificación y Certificación	\$USD 11.000 + 2,5% del valor del proyecto
Total	\$USD 78.599

Tabla 2: Costos del Ciclo del Proyecto para la obtención de CERs.

Fuente: Elaboración propia

La inversión total es de \$USD 82.008.

1.1.1) Ingresos

- **Ingresos por energía y potencia.**

Para el modelo señalado, la producción de energía y potencia se destina a autoconsumo, por ello los ingresos corresponderán a los ahorros que se asocien a los menores retiros de energía y potencia por parte de la planta. Debido a que el proyecto se encuentra enmarcado en instalaciones de un cliente libre, según la Ley General de Servicios eléctricos, estos menores retiros deberían valorarse a los precios de energía contemplados en los contratos de suministro con sus proveedores de energía, si se trata de un cliente que está bajo las regulaciones de precios, a las tarifas de energías de la empresa distribuidora.

Según lo establecido los ahorros se asociarán a los menores retiros de energía, en este caso el precio equivale al costo marginal en la barra de conexión Colbún 220. Los ingresos se obtienen multiplicando el precio de la energía por la energía neta anual producida.

El costo marginal horario es calculado por CDEC SIC para la red de transmisión completa, para octubre de 2023 el valor es de 65,11[US\$/MWh] en promedio, el cual si se multiplica por la energía anual generada (20,520 [MWh/año]) obtenido de ingreso es 1336,057 [\$USD/año].

Al ser un autoconsumo por parte de la planta, se considera el precio de referencia en una barra del sistema troncal (precio nudo determinado de manera semestral por CNE).

El precio nudo de potencia en la barra Colbun 220 es de 6,48 [\$/kW] mensual, al multiplicarlo por a potencia obtenida en el proyecto (3,8 kW), se obtiene un ingreso de \$USD 24,624, lo que corresponde a anualmente a \$USD 295,488 anuales

- **Ingreso por energía térmica en cogeneración**

Debido a los excedentes de energía térmica que son generados pueden ser utilizados en distintas funciones, ya sea para el autoconsumo o comercializado como: secado, pasteurización, calefacción, etc. Debido a que es un producto poco convencional no se tomará en cuenta, ya que será utilizado para autoconsumo.

- **Ingreso por bonos de carbono**

Los proyectos que se relacionan con sistemas de abatimiento de gases para cogeneración de energía son potenciales proyectos para el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), por ello para la evaluación del proyecto se considera generar y comercializar CERs.

Este mercado está basado en proyectos, por ellos varían de manera constante los precios. Esto se verá afectado ya sea por la tecnología, el país, trasfondo financiero y técnico. Pero lo que más influye es la distribución del riesgo entre el comprador y el vendedor, ya que si el riesgo es mayor para el comprador menor precio estará dispuesto a pagar.

En base a lo estimado, se tiene que el ingreso total por bonos de carbono es calculado por:

$$\begin{aligned}0,3364 \left[\frac{ton}{año} \right] &= 1[MWh] \\6,902 \left[\frac{ton}{año} \right] &= 20,520[MWh] \\6,902 \left[\frac{ton}{año} \right] \times 98,4 \left[\frac{\$USD}{ton} \right] &= 679,157 \left[\frac{\$USD}{año} \right]\end{aligned}$$

Por ello se considerará \$USD 680 anuales por ingresos de Bonos de carbono.

1.2) Costos operacionales

Los principales costos asociados al proyecto son: costos de operación y costos de mantenimiento.

Para la evaluación económica se considera un 3% de aumento anual, lo que se considera como aumento del salario por año.

Costos operacionales	Valor	Unidad	Total (\$USD)
Operaciones	22,96	\$USD /kW-año	87,248
Mantenimiento	36,5	\$USD /kW-año	138,7
Biomasa	-	-	-
Mercado eléctrico	-	-	-
Total			225,948

Tabla 3: Resumen Costos Operacionales

Fuente: Elaboración propia

- **Costos de operación**

Los costos de operación se asocian al correcto funcionamiento del sistema. En él se consideran en este caso extracción y almacenaje del biogás, limpieza de residuos presentes, entre otros.

En este caso se utiliza el valor de 22,96 [\$USD/kW-año] según bibliografía (Pintt,2008)

- **Costos de mantenimiento**

Estos costos representan repuestos y mantenciones periódicas del generador, ya que estos con el tiempo se van deteriorando y degradando. El valor de referencia es 36,5 [\$USD/kW-año] según bibliografía (Pintt,2008).

- **Seguros**

Para los costos de seguro, se utilizan valores de Alemania, los cuales son de 1% del total de proyecto, lo que corresponde a \$USD 820. En el caso del proyecto se debe cotizar con una empresa, por el tipo de proyecto que se va a desarrollar.

- **Depreciación**

La depreciación es la disminución constante del valor de un bien producto de su uso o el paso del tiempo. A partir de lo mencionado en el SII se aplica una depreciación lineal acelerada por una cantidad de 10 años para el motor y 20 años para la infraestructura.

En la siguiente Tabla 4 se muestra la depreciación anual para la inversión que se realizara.

Ítem	Valor (\$USD)	Vida útil	Depreciación anual (\$USD)
Motor	1653	10	165,3
Obras civiles	519,66	20	25,983
Instalación	197,22	20	9,8

Tabla 4: Depreciación anual para la inversión

Fuente: Elaboración propia

Teniendo esto en cuenta, el motor será sustituido en el undécimo año del proyecto, mientras que la infraestructura y el generador eléctrico serán reemplazados en el vigésimo primer año.

Anexo 11: Flujo de caja proyecto.

Item (USD)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Ingreso Total		\$ 2.250,702	\$ 2.299,648	\$ 2.350,063	\$ 2.401,990	\$ 2.455,475	\$ 2.510,565	\$ 2.567,307	\$ 2.625,752	\$ 2.685,949
Ingreso por energía		\$ 1.336,057	\$ 1.376,139	\$ 1.417,423	\$ 1.459,946	\$ 1.503,744	\$ 1.548,856	\$ 1.595,322	\$ 1.643,182	\$ 1.692,477
Ingreso por potencia		\$ 295,488	\$ 304,353	\$ 313,483	\$ 322,888	\$ 332,574	\$ 342,552	\$ 352,828	\$ 363,413	\$ 374,315
Ingreso bonos de carbono		\$ 619,157	\$ 619,157	\$ 619,157	\$ 619,157	\$ 619,157	\$ 619,157	\$ 619,157	\$ 619,157	\$ 619,157
Egreso		\$ -1.045,948	\$ -1.253,809	\$ -1.260,791	\$ -1.267,982	\$ -1.275,389	\$ -1.283,019	\$ -1.290,877	\$ -1.298,971	\$ -1.307,307
Costos de operación		\$ -87,248	\$ -89,865	\$ -92,561	\$ -95,338	\$ -98,198	\$ -101,144	\$ -104,179	\$ -107,304	\$ -110,523
Costos de mantenimiento		\$ -138,700	\$ -142,861	\$ -147,147	\$ -151,561	\$ -156,108	\$ -160,791	\$ -165,615	\$ -170,584	\$ -175,701
Seguro		\$ -820,000	\$ -820,000	\$ -820,000	\$ -820,000	\$ -820,000	\$ -820,000	\$ -820,000	\$ -820,000	\$ -820,000
Depreciación		\$ -201,083	\$ -201,083	\$ -201,083	\$ -201,083	\$ -201,083	\$ -201,083	\$ -201,083	\$ -201,083	\$ -201,083
Utilidad antes de impuesto		\$ 1.003,671	\$ 844,756	\$ 888,189	\$ 932,925	\$ 979,003	\$ 1.026,463	\$ 1.075,347	\$ 1.125,698	\$ 1.177,559
Impuesto (20%)		\$ 200,734	\$ 168,951	\$ 177,638	\$ 186,585	\$ 195,801	\$ 205,293	\$ 215,069	\$ 225,140	\$ 235,512
Utilidad despues de impuesto		\$ 802,937	\$ 675,805	\$ 710,551	\$ 746,340	\$ 783,202	\$ 821,171	\$ 860,278	\$ 900,558	\$ 942,047
Depreciación		\$ 201,083	\$ 201,083	\$ 201,083	\$ 201,083	\$ 201,083	\$ 201,083	\$ 201,083	\$ 201,083	\$ 201,083
Inversion										
Motor cogenerador	\$ -1.653,000									
Preparacion combustible	\$ -505,400									
Hot gas cleanup	\$ -163,400									
Obras civiles	\$ -197,220									
Instalación	\$ -519,660									
Contingencia	\$ -197,220									
Ingeniería	\$ -197,220									
Puesta en marcha	\$ -197,220									
Flujo de caja	\$ -3.630,340	\$ 1.004,020	\$ 876,888	\$ 911,634	\$ 947,423	\$ 984,285	\$ 1.022,254	\$ 1.061,361	\$ 1.101,641	\$ 1.143,130
Flujo acumulado	\$ -3.630,340	\$ -2.626,320	\$ -1.749,432	\$ -837,798	\$ 109,624	\$ 1.093,910	\$ 2.116,163	\$ 3.177,524	\$ 4.279,165	\$ 5.422,296
VAN	\$ 5.292,786									
TIR	27%									
Payback	3,9									

10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
\$ 2.747,953	\$ 2.811,817	\$ 2.877,597	\$ 2.945,350	\$ 3.015,136	\$ 3.087,015	\$ 3.161,051	\$ 3.237,308	\$ 3.315,852	\$ 3.396,753	\$ 3.480,081
\$ 1.743,251	\$ 1.795,549	\$ 1.849,415	\$ 1.904,898	\$ 1.962,045	\$ 2.020,906	\$ 2.081,533	\$ 2.143,979	\$ 2.208,299	\$ 2.274,548	\$ 2.342,784
\$ 385,545	\$ 397,111	\$ 409,024	\$ 421,295	\$ 433,934	\$ 446,952	\$ 460,361	\$ 474,171	\$ 488,397	\$ 503,049	\$ 518,140
\$ 619,157	\$ 619,157	\$ 619,157	\$ 619,157	\$ 619,157	\$ 619,157	\$ 619,157	\$ 619,157	\$ 619,157	\$ 619,157	\$ 619,157
\$ -1.315,894	\$ -1.324,738	\$ -1.333,848	\$ -1.343,231	\$ -1.352,895	\$ -1.362,850	\$ -1.373,103	\$ -1.383,663	\$ -1.394,541	\$ -1.405,744	\$ -1.417,284
\$ -113,839	\$ -117,254	\$ -120,772	\$ -124,395	\$ -128,127	\$ -131,970	\$ -135,930	\$ -140,007	\$ -144,208	\$ -148,534	\$ -152,990
\$ -180,972	\$ -186,401	\$ -191,993	\$ -197,753	\$ -203,686	\$ -209,796	\$ -216,090	\$ -222,573	\$ -229,250	\$ -236,127	\$ -243,211
\$ -820,000	\$ -820,000	\$ -820,000	\$ -820,000	\$ -820,000	\$ -820,000	\$ -820,000	\$ -820,000	\$ -820,000	\$ -820,000	\$ -820,000
\$ -201,083	\$ -201,083	\$ -201,083	\$ -201,083	\$ -201,083	\$ -201,083	\$ -201,083	\$ -201,083	\$ -201,083	\$ -201,083	\$ -201,083
\$ 1.230,976	\$ 1.285,996	\$ 1.342,666	\$ 1.401,036	\$ 1.461,158	\$ 1.523,083	\$ 1.586,865	\$ 1.652,562	\$ 1.720,229	\$ 1.789,926	\$ 1.861,714
\$ 246,195	\$ 257,199	\$ 268,533	\$ 280,207	\$ 292,232	\$ 304,617	\$ 317,373	\$ 330,512	\$ 344,046	\$ 357,985	\$ 372,343
\$ 984,781	\$ 1.028,797	\$ 1.074,133	\$ 1.120,829	\$ 1.168,926	\$ 1.218,466	\$ 1.269,492	\$ 1.322,049	\$ 1.376,183	\$ 1.431,941	\$ 1.489,371
\$ 201,083	\$ 201,083	\$ 201,083	\$ 201,083	\$ 201,083	\$ 201,083	\$ 201,083	\$ 201,083	\$ 201,083	\$ 201,083	\$ 201,083
	\$ -1.653,000									
\$ 1.185,864	\$ -423,120	\$ 1.275,216	\$ 1.321,912	\$ 1.370,009	\$ 1.419,549	\$ 1.470,575	\$ 1.523,132	\$ 1.577,266	\$ 1.633,024	\$ 1.690,454
\$ 6.608,160	\$ 6.185,040	\$ 7.460,255	\$ 8.782,167	\$ 10.152,176	\$ 11.571,725	\$ 13.042,301	\$ 14.565,433	\$ 16.142,699	\$ 17.775,723	\$ 19.466,177

Anexo 12: Resultados.

Resultados económicos.

A partir de los datos obtenidos se realiza un flujo de caja, con un horizonte de evaluación de 20 años y una tasa de descuento de un 10% según el CNE.

Con los resultados del flujo de caja es posible obtener el valor actual neto (VAN), tasa interna de retorno (TIR) y el periodo de recuperación (Payback) de proyecto.

VAN	5.292,786	\$USD
TIR	27	%
Payback	3,9	años

Tabla 1: Resultados de la Evaluación Económica del Proyecto

Fuente Elaboración propia

De acuerdo con los datos obtenidos. Al obtener un VAN mayor a cero quiere decir que la inversión que se realizara generara ganancias, por ende, es potencialmente viable y rentable. Al obtener un TIR mayor a la tasa de descuento del 10%, indica que el proyecto evaluado da una rentabilidad mayor que la considerada mínima para los proyectos de este tipo. Por otro lado, el periodo de recuperación de la inversión es de 3,9 años, lo que se considera positivo debido a la inversión que se debe realizar.

Análisis de sensibilidad

- **Tasa de descuento**

Para el primer análisis de sensibilidad se calcula como varia el VAN al cambiar la tasa de descuento con la cual se evalúa el proyecto. Para ello se consideran tres tasas distintas: 7,5%, 10%, 12,5%, al calcular el VAN se obtiene.

Escenario	Tasa [%]	VAN (\$USD)
Optimista	7,5	7269,044
Base	10	5292,786
Pesimista	12,5	3832,300

Tabla 2: Variación del VAN a diferentes tasas de descuento

Fuente: Elaboración propia

- **Precio de la energía**

A partir de lo mencionado con anterioridad, el precio de venta de la energía eléctrica en la barra Colbun 220 en octubre 2023 fue de 65,11 [\$/MWh] en promedio. Para esto se realizará un análisis de sensibilidad ya que este precio puede variar al mediano o largo plazo. Es por ello por lo que en escenario optimista se considerará un precio de energía eléctrica de 81,38 [\$/MWh], mientras que en el pesimista tendrá un precio de 48,83 [\$/MWh].

Escenario	Precio [\$/MWh]	VAN (\$USD)
Optimista	48,83	2499,868
Base	65,11	5292,786
Pesimista	81,38	8033,987

Tabla 3: Escenarios variación VAN a partir del precio.

Fuente: Elaboración propia.

Pese a las variaciones que se realizaron con el precio de la energía, en el escenario pesimista tanto como el optimista el VAN es mayor a cero y por ende sigue siendo rentable. Al ser la principal fuente de ingresos, es un factor importante que se tiene que considerar.

Resultados técnicos.

A partir de los datos obtenidos se estiman los siguientes resultados técnicos:

Potencia nominal eléctrica	9,708 [kW]
Potencia eléctrica proyecto	3,8 [kW]
Energía eléctrica factible anual generada por el proyecto	20.520 $\left[\frac{kWh}{año}\right]$

Tabla 4: Resultados de la Evaluación Técnica del Proyecto

Fuente Elaboración propia

A partir de la literatura se establece que la opción más adecuada es la utilización de un motor ciclo Otto, debido a las ventajas que presenta en comparación con los otros generadores de electricidad, además de que son los mas utilizados en las diferentes plantas a nivel nacional e internacional. Para el acondicionamiento de gases y la elección del sistema adecuado, se debe tener un estudio en

detalle de los gases que son emitidos por la planta (información que no tuve acceso), de esta manera se puede seleccionar el sistema más permitente para los requerimientos del sistema.