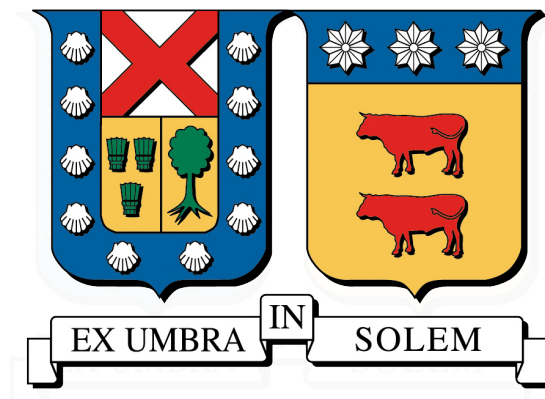


UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INDUSTRIAS
CASA CENTRAL - CHILE



**ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO PARA INSTALACIÓN DE
PLANTA DE BIOGÁS UTILIZANDO RESIDUOS
VITIVINÍCOLAS PARA GENERACIÓN DE ENERGÍA
EN LA REGIÓN DEL MAULE**

CONSTANZA MARÍA FERNÁNDEZ MORGAN

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERA CIVIL INDUSTRIAL

PROFESOR GUÍA : SR. RODRIGO DEMARCO B.
PROFESOR CORREFERENTE : SR. ANDRÉS FUENTES C.

MARZO 2018

Agradecimientos

En primer lugar quiero agradecer a mi madre Gdynia, mi tío Ernesto y hermanos David y Felipe, por su apoyo incondicional a largo de estos años, por creer en mí y en mis capacidades para lograr lo que me proponga, ya que sin ustedes nada de este esfuerzo valdría la pena. A Javier, quien me aguantó durante todo el período de memoria, que no fue fácil, pero me motivó en cada momento para poder terminarla.

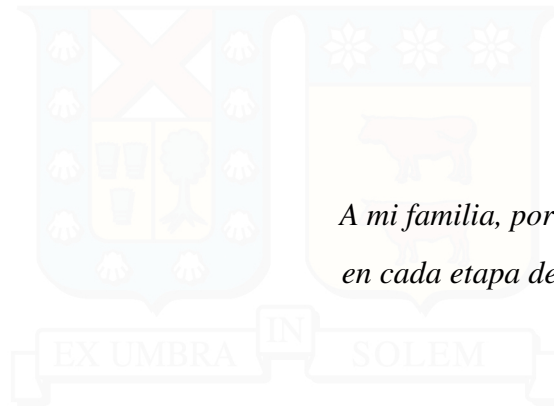
A mi tío Pepe y su familia, que han sido mis ángeles guardianes desde que era pequeña, acompañándome en cada paso y decisión que involucran mi crecimiento como profesional y persona, a ustedes infinitas gracias, no saben cuán agradecida estoy de su ayuda.

A mis amigas y amigos de la infancia, que están presentes en gran parte de las experiencias de la vida, que ayudaron a distraerme, apoyarme y compartir en los momentos donde estuve baja y necesitaba un consejo.

A mis amistades que se formaron en la universidad, como mis compañeras de clases, donde compartimos muchas noches y días de estudio, trabajos, almuerzos y muchas risas que hicieron que todo fuera mas grato, donde se crearon lazos que espero sigan muchos años.

Por último, a mis compañeras y entrenador de voley a quienes recuerdo con mucho cariño, compañeras de partidos y entrenamientos que servían para descargarse y distraerse del día a día, que me motivaban y apoyaban en cada cosa que necesitara. De aquí nacieron buenas amistades que espero continúen a través de los años.

A todos ustedes, que fueron parte de esta hermosa experiencia, les agradezco infinito y los llevo siempre en mi corazón.



*A mi familia, por su apoyo incondicional
en cada etapa de mi vida.*

RESUMEN EJECUTIVO

En Chile se genera una gran cantidad de residuos sólidos de forma anual, contribuyendo en su generación el sector residencial e industrial, donde el sector residencial aporta 6,5 millones de toneladas y 10,4 millones lo aportan las industrias,(22) lo que da muestras de la relevancia del sector industrial en la generación de éstos. Se desagrega la información de generación de residuos por sector, encontrando como principales productores la construcción, seguido por la industria manufacturera y el sector agrícola y forestal, aportando entre estos tres sectores 9,21 millones de toneladas de residuos anuales.(28)

Debido a esto, resulta interesante analizar dichos sectores, para buscar una alternativa de utilización de los residuos, de manera de mitigar o bajar los niveles de generación de residuos en Chile.

El sector agrícola y forestal produce cerca de 1,56 millones de toneladas anuales de residuos orgánicos, los que al año 2015 eran generados principalmente por la región de Antofagasta, Maule, Araucanía y Atacama.(12)

Dentro de las grandes producciones agroindustriales que posee Chile se encuentra la industria vitivinícola, donde al año 2015 se produjeron cerca de 13 millones de hectolitros de vino.(28)

Por su parte, la industria vitivinícola genera diversos residuos a lo largo de su proceso productivo, tales como escobajos, hollejos, pepas de uva, vinazas y orujos todos derivados de la uva, y que pueden ser aprovechados para la generación de diversos subproductos.

Para la industria vitivinícola se analiza la opción de generar energía a partir de los residuos de su producción, tales como orujos y escobajos, que son residuos orgánicos con un alto potencial de generación de metano. En específico, se analizará este tipo de generación en la región del Maule, que es la región que posee una mayor cantidad de hectáreas plantadas para este fin, con 53.839 hectáreas, lo que representa el 37 % del total en Chile.(27)

Para poder realizar el análisis técnico y económico se determinó un tamaño de vitivinícola promedio de 594 hectáreas, a partir de la cantidad de propiedades existentes por región y, más específicamente, por comuna.

A nivel de resultados, se estimaron cerca de 121.137 toneladas de biomasa teórica disponible para la región del Maule, el que equivale a un potencial teórico de biogás de cerca de 84 millones de m^3 , y de manera particular, para una viña promedio se estima un potencial teórico de biogás de 936.061 m^3 anuales.

En relación a la producción anual de una viña promedio de 268.731 hectolitros, se estimaron requerimientos energéticos de cerca de 1.900 MWh eléctricos y 5.600 MWh térmicos anuales. Para cubrirlos se analizó la instalación de un cogenerador de una potencia eléctrica instalada de 190 kW, acorde a lo que la biomasa disponible permite generar bajo estas condiciones, que permite cubrir el 46 % de los requerimientos energéticos totales, equivalentes a 3.470 MWh al año de energía total producida.

El consumo de biogás necesario que se consideró para el cogenerador es de 624.306 m^3 al año, valor que estaría por debajo del teórico calculado para una viña promedio y que está asociado al rendimiento eléctrico del cogenerador.

Con respecto a la etapa de vendimia de una viña, ésta se realiza solo entre algunos meses del año, donde para la región corresponde a los meses de enero a abril de cada año. Para la generación de los 624.306 m^3 al año de biogás, se cargan dos biodigestores que poseen periodos desfasados con 8 cargas anuales de 55,74 toneladas de materia orgánica cada una. Debido a la periodicidad y disponibilidad de la biomasa, se debe almacenar los residuos en silos o en bodegas destinadas para este fin, de manera que a medida que se vaya requiriendo materia orgánica para cargar los biodigestores, se vaya sacando los residuos que fueron almacenados primeramente en las bodegas.

Dentro del análisis económico realizado, se identificaron ingresos y costos asociados. Se determinó que existirían como ingresos los ahorros de energía térmica y eléctrica de la que es posible recuperar con el cogenerador, especialmente ligado al ahorro por sustitución

de combustibles como la electricidad, gas licuado petróleo y petróleo combustible. Considerando un precio de 62,3 USD el MWh eléctrico se estiman ahorros de \$54 millones de pesos anuales. Para los ahorros térmicos, se considera un precio de \$947 por m^3 de GLP y \$431 el kg de petróleo combustible, obteniendo un valor aproximado de \$95 millones de pesos en ahorros térmicos anuales.

Otro de los ingresos considerados, fue la venta de biofertilizante, producto que se obtiene al finalizar el período de fermentación dentro del biodigestor. En particular, se estiman 267 toneladas de biofertilizante generadas al año, que generarían ingresos por \$12 millones de pesos.

Por otra parte, los costos identificados para este proyecto son los de inversión y los de operación, estimando para cada uno de ellos \$418 y \$73 millones de pesos, respectivamente.

Se considera como método de financiamiento un crédito a 12 años y un período de evaluación de 15, obteniendo un VAN de \$88.343.441, una TIR de un 25 % y un Payback de 4 años, siendo sensible a los cambios de cantidad de energía recuperada y a los precios de los energéticos considerados para los ahorros.

Finalmente, el proyecto es rentable bajo las condiciones y consideraciones realizadas, y cabe recalcar que ahorros energéticos no se obtienen de este tipo de proyectos, sino que solamente ahorros monetarios, debido a que se reemplaza un energético por la autogeneración y que éstos dependen estrechamente de la disponibilidad de la biomasa.

Índice de Contenidos

1. INTRODUCCIÓN	1
2. Problema de Investigación	3
2.1. Descripción de la problemática	3
2.2. Objetivos	5
2.2.1. Objetivo General	5
2.2.2. Objetivos Específicos	5
2.3. Alcance	6
2.4. Metodología	6
3. Antecedentes Generales	8
3.1. Desechos en Chile	8
3.2. La Materia Orgánica o Biomasa	14
3.3. Industria Vitivinícola	14
3.3.1. Proceso Productivo de Industria Vitivinícola	17
3.3.1.1. Proceso en cepas blancas	17
3.3.1.2. Proceso en cepas tintas	18
3.4. Desechos con Potencial Energético	19
3.5. Biogás en Chile	20
3.5.1. Central Loma Los Colorados, Chile	21
3.5.2. Planta de Biogas Los Ángeles, Chile	22
3.6. Biogas en la Región	23
3.6.1. Planta de Biogás Viña San Pedro	24
4. Marco Teórico	25
4.1. Funcionamiento de Planta de Biogas	25
4.2. Parámetros Básicos de Operación	27
4.3. Potencial de Biomasa Disponible	29
4.4. Potencial Teórico de Biogás	29
4.5. Disponibilidad en función de la facilidad de recolección y procesamiento	32
4.6. Cogeneración	33
4.6.1. Tipos de Cogeneración	35
4.6.2. Tecnologías de Cogeneración	35
4.6.3. Diseño de Sistemas de Cogeneración	36
4.7. Generación de Energía	37

4.7.1.	Energía Térmica Recuperada	37
4.7.2.	Energía Eléctrica Recuperada	38
4.7.3.	Energía Total	38
4.8.	Determinación de Costos	39
4.8.1.	Costos de Inversión	39
4.8.2.	Costos de Operación	40
4.9.	Evaluación Económica	41
5.	Análisis Técnico	43
5.1.	Vitivinícola Promedio en Chile	43
5.2.	Estimación de Potenciales	44
5.2.1.	Potencial Teórico de Biomasa	44
5.2.2.	Estimación Potencial Teórico de Biogás	48
5.2.3.	Potenciales Teóricos en Función de la Disponibilidad	48
5.3.	Requerimientos Energéticos	50
5.4.	Selección de tecnologías	51
5.5.	Cálculos de Potenciales de Generación	53
5.5.1.	Cálculo Energía Térmica Recuperada	53
5.5.2.	Cálculo Energía Eléctrica Recuperada	54
5.5.3.	Energía Total	54
5.6.	Requerimientos para la Generación	54
5.6.1.	Consumo de Biogás	54
5.6.2.	Selección de Tecnología de Biodigestor	55
5.6.3.	Requerimientos de Biomasa	59
5.6.4.	Volumen de los biodigestores	60
5.7.	Análisis Legislativo	61
6.	Análisis Económico	64
6.1.	Valorización de Productos Generados en las Plantas de Biogás	64
6.1.1.	Ingresos por energía y potencia eléctrica	65
6.1.2.	Ingresos por energía térmica de cogeneración	65
6.1.3.	Ingresos por sustitución de otros combustibles	65
6.1.4.	Ingresos por digestato como abono	68
6.1.5.	Ingresos por concepto de tratamiento y disposición de residuos	69
6.2.	Costos Asociados	70
6.2.1.	Costos de Inversión	70
6.2.2.	Costos operacionales	72
6.3.	Financiamiento	73
6.3.1.	Crédito Banco Estado	74
6.3.2.	Garantía Corfo Pro Inversión	75
6.3.3.	Implementación de proyectos piloto mediante modelo ESCO	76
6.3.4.	Estudios de Factibilidad de Cogeneración	77
6.3.5.	Concurso Anteproyectos de Inversión en Eficiencia Energética	77
6.4.	Periodo de Evaluación	78
6.5.	Depreciación	78

6.6. Tasa de Interés	78
6.7. Flujo de Caja	79
6.8. Análisis de Sensibilidad	81
6.8.1. Variación del precio de energía eléctrica	81
6.8.2. Variación del precio de energía térmica	82
6.8.3. Variación del costo de inversión del cogenerador	85
6.8.4. Variación de la energía eléctrica recuperada	85
6.8.5. Variación de la energía térmica recuperada	87
7. Conclusiones	89
Bibliografía	93
A. Hectáreas y Producción de Uva en Concha y Toro	97
B. Distribución Viñas Región del Maule	99
C. Rendimientos para el motor de cogeneración	100
D. Hectáreas plantadas en la región del Maule	101
E. Potencial para las comunas de la región del Maule	103
F. Biodigestor Tipo Batch	105
G. Cargas de Biomasa	106
H. Consumos de Energéticos en Viñas	108
I. Precios Históricos de los Energéticos	109
J. Precios Históricos de Agua	110
K. Flujo de Caja Financiado	113

Índice de Tablas

3.1. Generación de Residuos Sólidos Industriales. (12)	11
3.2. Evolución de vinificación en Chile. (29)	16
3.3. Hectáreas destinadas a la Vinificación por región. (27)	16
3.4. Desechos de fermentación alcohólica y posibles usos alternativos la energético. (11)	19
3.5. Plantas de Biogás con generación eléctrica en operación. (20)	21
4.1. Composiciones de biogás dependiendo del sustrato utilizado. (18)	26
4.2. Características generales de los sustratos utilizados para biogás. (18)	30
4.3. Factores de conversión utilizados en el cálculo del potencial de biogás. (11)	31
4.4. Disponibilidades de biomasa en Agroindustria. (11)	33
4.5. Consumo energético del proceso (18)	40
4.6. Interpretación del VAN y toma de decisiones.	42
4.7. Interpretación de la TIR y toma de decisiones.	42
5.1. Cantidad de hectáreas plantadas. (27)	44
5.2. Hectáreas por viñedo.	45
5.3. Cantidad de kilogramos cosechados y biomasa teórica disponible por comuna en la región del Maule.	47
5.4. Potencial Teórico de Biogás y Metano por comuna.	49
5.5. Tecnologías de Cogeneración con biogás 2G Energy AG. (1)	52
6.1. Costos de Fertilizantes región de Valparaíso. (26)	68
6.2. Costos de Fertilizantes región de O'Higgins. (26)	69
6.3. Costos de Inversión. (18)	70
6.4. Cálculo Costos de Inversión.	71
6.5. Precio del m^3 de agua potable en la región del Maule.	73
6.6. Costos de mantención de equipos.	74
6.7. Vida útil de equipos y depreciación.	78
6.8. Tabla de depreciación.	79
6.9. Tabla de Amortización e Intereses.	80
6.10. Indicadores Económicos.	80
6.11. Sensibilización precio de energía eléctrica.	82
6.12. Sensibilización precio del GLP .	83
6.13. Sensibilización precio del petróleo.	84

6.14. Sensibilización costo del cogenerador [USD/kWe].	85
6.15. Sensibilización de energía eléctrica recuperada.	86
6.16. Sensibilización de energía eléctrica recuperada.	88
A.1. Hectáreas cultivadas propias en Chile, uva vinífera, años 2010 a 2014. (28))	97
A.2. Producción por planta y valle (Millones de kilos). (28)	98
D.1. Número y porcentaje de hectáreas plantadas por comuna en la región del Maule. (27)	102
E.1. Potencial de biogás según disponibilidad para las comunas de la región del Maule	104
G.1. Cargas de Biomasa en Biodigestores.	106
G.2. Cargas de Biomasa en Biodigestores.	107
G.3. Cargas de Biomasa en Biodigestores.	107
I.1. Precio Promedio Anual de GLP y Petróleo n°6.	109
J.1. Precio de Agua en región del Maule. (39)	110
J.2. Precio de Agua en región del Maule. (39)	111
J.3. Precio de Agua en región del Maule. (39)	112
K.1. Flujo de caja financiado	113

Índice de Figuras

3.1. Residuos Municipales por Región.	9
3.2. Ingreso Promedio Per Cápita y Generación de Residuos Municipales. . .	10
3.3. Composición de la generación de residuos municipales.	11
3.4. Generación de Residuos Sólidos Industriales por Sector.	12
3.5. Generación de Residuos por Origen Año 2014.	12
3.6. Generación de Residuos por Región Año 2014.	13
3.7. Generación de Residuos por Región Año 2015.	13
3.8. Sistemas de conversión asociados a tipos de biomasa.	15
3.9. Central de Biogás Loma Los Colorados.	22
3.10. Planta de Biogás de Los Ángeles.	23
3.11. Proyectos de Plantas de Biogás en Desarrollo.	23
3.12. Planta de Biogás Viña San Pedro	24
4.1. Esquema de Generación de Biogas.	26
4.2. Cogeneración.	34
4.3. Costos de Mantención.	40
5.1. Tecnologías de Zeppelin Power Systems.	53
5.2. Clasificación de Sustratos para Digestión Anaeróbica.	57
5.3. Temperaturas y Tiempos de Fermentación Anaeróbica.	58
6.1. Equivalencias de combustibles.	66
6.2. Variación VAN según Precio MWh Eléctrico.	82
6.3. Variación VAN según Precio GLP.	83
6.4. Variación VAN según Precio petróleo.	84
6.5. Variación VAN según costo del cogenerador.	86
6.6. Variación VAN según energía eléctrica recuperada.	87
6.7. Variación VAN según energía térmica recuperada.	88
B.1. Distribución Viñedos en Región del Maule.	99
C.1. Rendimiento eléctrico para los motores de cogeneración.	100
F.1. Biodigestor tipo Batch.	105
H.1. Consumo de Combustibles en VSPT.	108
H.2. Consumo de Combustibles en Concha y Toro.	108

1 | INTRODUCCIÓN

Chile al año 2015 presenta un consumo de energía de 278.061 Tcal., el cual tiene una relación directa con el PIB, ya que a mayor productividad, mayores son los requerimientos energéticos que se necesitan para dicho aumento productivo. Por otra parte, la capacidad de generación energética está ligada a los energéticos utilizados, siendo los derivados del petróleo y la electricidad los que se llevan cerca del 80 % de la generación para el consumo final.(16)

Debido a este aumento sostenido de requerimientos energéticos, en el año 2014 Chile elaboró una Política de Energía a corto, mediano y largo plazo, el cual busca reducir en un 20 % el consumo energético del país, así como ampliar su matriz energética(17) . A partir de ello se ha buscado diversas formas de generación que estén en línea con la Política de Energía y además ayuden a reducir los efectos del cambio climático a nivel mundial.

Una de las aristas de los efectos del cambio climático, es la formación masiva de residuos o desechos a nivel mundial. Actualmente en Chile se generan aproximadamente 17 millones de toneladas de basura al año, de los cuales 6,5 millones corresponde a residuos municipales y 10,4 millones corresponde a residuos industriales. Por lo que los residuos industriales representa cerca del 61,5 % de los residuos totales generados en el país.(22)

Dicha cifra, va en aumento cada año, ya que está estrechamente ligada con el PIB(12). El promedio de generación de residuos sólidos industriales(RSI) que presenta la OCDE al año 2005 es de 60 \$kg./1.000 dólares de PIB, mientras que Chile al mismo año presenta un valor de 75 \$kg./1.000 dólares de PIB, por lo que a esa fecha ya se estaba produciendo un 25 % más de residuos que los otros participantes de dicha organización.

De los 10,4 millones de residuos sólidos industriales generados al año, se encuentran seis sectores industriales que generan el mayor porcentaje de residuos: Construcción, Industria manufacturera, Agrícola y Forestal, Minería y Canteras, Producción de Energía y Purificación y distribución de agua, los cuales están ordenados de mayor porcentaje de contribución a menor contribución. Al año 2009, el sector Agrícola y Forestal generó 1,56 millones de toneladas de RSI, ocupando el tercer lugar de mayor producción de residuos, después de la Construcción (5,82 millones de toneladas) y de la Industria Manufacturera (1,83 millones de toneladas).

Dentro de los residuos agrícolas, la industria vitivinícola es un sector de importancia a nivel nacional, produciendo más de 10.143.620 hectolitros anuales de vino de consumo(31). A raíz de esta producción, se genera una gran cantidad de residuos, siendo la región del Maule la de mayor producción a nivel nacional.

Finalmente, es vital buscar y encontrar métodos que ayuden a la eliminación eficiente y sustentable de los residuos sólidos industriales generados en Chile, así como la generación de energía a través de energías renovables. A partir de estas dos problemáticas surge la propuesta que se desarrolla a continuación.

2 | Problema de Investigación

2.1. Descripción de la problemática

En Chile se generan casi 17 millones de toneladas al año de basura. Las cuales son cifras importantes debido a que es una de las más altas a nivel Latino Americano, donde un aspecto importante a analizar es que de esos 17 millones de toneladas de basura al año, se recicla cerca del 10 %. A partir de ello, surgen las dudas de qué hacer sobre la acumulación de basura y la apertura de nuevos vertederos y rellenos sanitarios, ya que cada vez se acercan más a las poblaciones, generando con ello inquietudes acerca de la salubridad(22).

Del total de basura producida en Chile cerca del 43 % se genera en la región Metropolitana, seguida por la región del Bio Bío con un 10 % y finalmente la región de Valparaíso con un 7,4 %. Además, la generación de basura puede ser clasificada como residuos municipales y como residuos industriales, correspondiendo cerca del 38,5 % del total a los residuos municipales y un 61,5 % a los residuos industriales ¹.

Por otra parte, Chile no cuenta con una diversificación eléctrica suficiente como para poder alcanzar los niveles de producción que se espera en el futuro. A nivel país el gobierno ha instaurado políticas que propician la apertura de nuevas plantas de energías renovables no convencionales, como nuevas alternativas de generación eléctrica, para así diversificar la matriz energética y dejar de depender del petróleo y el gas natural, que son las más predominantes tanto en el SIC como en el SING.

¹MARESO

Dentro de las energías renovables no convencionales se encuentra la producción de Biomasa, la cual se centra en la descomposición de materia orgánica generando gas Metano (CH_4). Este gas está entre un 50 % y 75 % del total del gas producido mediante la digestión de elementos orgánicos, y en el resto se genera CO_2 . Se puede generar biogas a partir de diversas fuentes tales como los lodos de plantas de tratamiento de aguas servidas, residuos sólidos provenientes de vertederos y rellenos sanitarios, estiércol de actividad pecuaria y de restos de actividad agrícola o industrial.

Debido a que en Chile no se encuentran políticas de reciclaje para el sector residencial ni el industrial, surge la pregunta: ¿Cómo disminuir estas altas cifras de residuos y que además tengan una utilidad para el país?

Surgen como respuesta los residuos orgánicos producidos por los predios agrícolas de regiones, una de las grandes actividades que se realizan a lo largo del país, encontrando predios de cultivos vitivinícolas, hortalizas y flores, dentro de las cuales se acumulan bastantes residuos orgánicos, que pueden ser aprovechados para generar electricidad y como subproducto, se pueden generar fertilizantes para las tierras que ayudan a eliminar olores, entrega nutrientes mucho más asimilables a las plantas y reduce la contaminación de nitratos.

Por lo tanto, la instalación de una planta digestora de residuos orgánicos en los alrededores de los centros de producción agrícola otorgaría diversos beneficios tales como disminuir los residuos, generación eléctrica y/o térmica y obtener subproductos tales como abonos que ayuden a mejorar las tierras de cultivos.

Si se consideran las 1.722.425 toneladas de desechos producidos en la región del Maule al año 2015 y que sólo se cuenta con una planta de aprovechamiento de ésta, la cual corresponde a la Viña San Pedro, que utiliza los residuos de su producción, se tiene un gran potencial en la región que se está desaprovechando, el cual podría ayudar a las necesidades energéticas de las empresas y/o comunidades aledañas a la posible instalación de la planta.

Por lo tanto, sería interesante cuantificar los costos y requerimientos de una instalación de esta envergadura en la industria vitivinícola y determinar si sería provechoso para la

comunidad, debido a un nuevo manejo de residuos junto con la otorgación de beneficios tales como electricidad y abonos para los mismos cultivos que podrían mejorar las tierras debido a diversos estudios que se han realizado sobre el tema.

2.2. Objetivos

2.2.1. Objetivo General

El objetivo general del proyecto es la evaluación técnico-económica de la instalación de una planta de biogás en la región del Maule con el fin de disminuir la cantidad de residuos industriales generados en Chile, siendo esta región una de las que genera una mayor cantidad de estos residuos. En particular, se evaluará la posible generación de energía a partir de los residuos vitivinícolas de una viña promedio.

2.2.2. Objetivos Específicos

- Determinación de la cantidad y calidad de residuos orgánicos totales producidos en la industria vitivinícola para la generación de biogás y si son suficientes para una generación eléctrica considerable.
- Recopilación de datos de productores vitivinícolas de la zona.
- Analizar la factibilidad técnica que existe en la actualidad y legislación Chilena para la instalación de una planta digestora.
- Analizar los potenciales energéticos disponibles en la industria vitivinícola de la región.
- Investigar los costos de instalación y funcionamiento de una planta digestora de biogás y posibles fuentes de financiamiento de ésta.

2.3. Alcance

El propósito de la investigación es analizar la factibilidad técnica económica que existe para la instalación de una planta de biogás que genere electricidad a partir de residuos vitivinícolas de una viña promedio de la zona. Como alcance geográfico se tiene la región del Maule de Chile, de manera de incluir en el estudio a todas las comunas y provincias de la región.

El alcance de esta memoria es exploratorio para la región del Maule, ya que actualmente no existen estudios de generación de biogás a partir de los residuos orgánicos en la zona, sólo existe un caso del cual no se tiene un estudio público.

Además, se tiene un alcance descriptivo ya que se explica el funcionamiento y aspectos teórico-técnicos, como por ejemplo los parámetros básicos de operación y los requerimientos de operación, para la instalación de una planta generadora de biogás.

Finalmente, se tiene un alcance explicativo, ya que se exponen los aspectos económicos de la evaluación, para analizar si existe una oportunidad de negocio para la realización de dicho estudio.

2.4. Metodología

Con el objetivo de dar cumplimiento a la investigación, se abordará el tema de la siguiente manera:

Etapas I: Recolección de Información Se recaudará información sobre la teoría y situación actual en Chile sobre la generación de biogás a partir de residuos agrícolas, específicamente de viñedos. Para ello, se buscarán informes generados por el gobierno o instituciones relacionadas sobre la situación actual. Por otra parte, es necesario conocer las definiciones de biomasa y el escenario de la industria vitivinícola, así como conocer su proceso productivo e identificar los residuos que se generan en ella. Además, se utilizarán memorias, tesis y papers relacionados con el funcionamiento teórico de una planta de biogás, de manera de

controlar los parámetros técnicos necesarios para su instalación. Finalmente, se investigará la teoría detrás de los cálculos de potenciales técnicos y económicos para poder desarrollar.

Etapa II: Potencial Teórico y Disponible En esta etapa se busca analizar la información para la región en específico que se está evaluando, sobre residuos actualmente generados y con potenciales energéticos disponibles. Este potencial es posible calcularlo a través de la bibliografía encontrada en la etapa anterior, para analizar en primera instancia su factibilidad.

Etapa III: Potencial Técnico Una vez comprendido la situación actual y, ya analizada y verificada la factibilidad de la materia prima disponible, es necesario continuar con el potencial técnico. Aquí se estudiará el tipo de energía que es posible generar a partir de los residuos identificados, y aplicando las restricciones de la tecnología disponible en Chile.

Etapa IV: Potencial Económico En esta última etapa se analizará el potencial económico factible por la cantidad estimada en las etapas anteriores. Este punto es vital en la investigación porque determina finalmente el resultado de todo el análisis generado para poder ser implementado.

Para la elaboración de este estudio, se utilizará como texto guía para el levantamiento del potencial teórico el documento Potencial de Biogás: Identificación y clasificación de los distintos tipos de biomasa disponibles en Chile para la generación de biogás. Dicho documento fue elaborado por la Comisión Nacional de Energía, Cooperación técnica Alemana GTZ y Cooperación Intergubernamental Chile-Alemania. Para el potencial económico se utilizará como guía el documento Guía de Planificación para Proyectos de Biogás en Chile, desarrollado por el Ministerio de Energía y GIZ.

3 | Antecedentes Generales

3.1. Desechos en Chile

En Chile, se producen cerca de 16,9 millones de toneladas de basura al año, de los cuales 6,5 millones de toneladas provienen de residuos municipales y 10,4 millones a residuos industriales. Dentro de los residuos municipales se encuentra la basura generada por los domicilios, la cual es recolectada, transportada y dispuesta por parte de cada municipalidad. La cantidad de basura generada viene determinada tanto por el número de habitantes de la zona como por el nivel de ingreso, donde la primera de ellas incide a nivel general y total de los residuos, en cambio la segunda de ellas incide en la generación per cápita de basura. A partir de la [Figura 3.1](#), queda en evidencia lo recientemente propuesto.

De la [Figura 3.1](#), es posible notar cómo las regiones Metropolitana, de Valparaíso y del Bio Bio son las que producen una mayor cantidad de toneladas de basura, lo que va de la mano con la cantidad de habitantes en cada región. Ahora, si se analiza la segunda propuesta, sobre la relación entre el ingreso y la cantidad de basura per cápita generada se tiene que a medida que se tiene un mayor ingreso, se genera una mayor cantidad de residuos per cápita. Esto es posible apreciarlo a través de la [Figura 3.2](#).

Por otra parte dentro del total de la basura municipal generada se tiene que está compuesta por diferentes tipos tales como metales, vidrios, cartón, papeles, plásticos y materia orgánica, entre otros. Si se analiza su composición en porcentajes es posible notarlo a través de la [Figura 3.3](#).

De ella, es posible observar que cerca del 50 % de la generación total de basura es

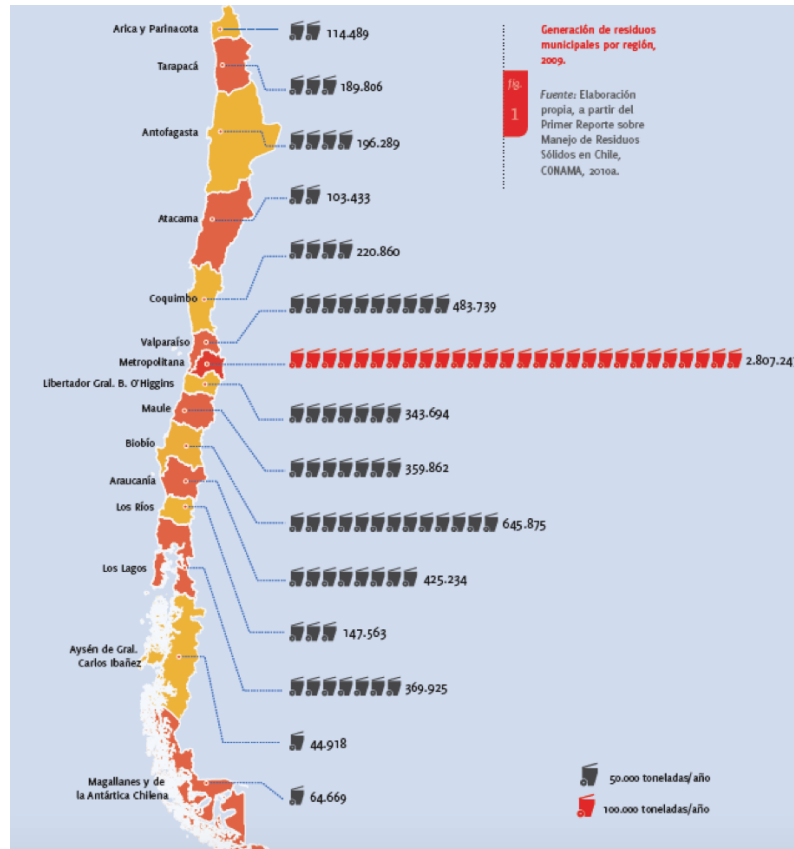


Figura 3.1: Residuos Municipales por Región.
(12)

materia orgánica, el 22 % se divide tanto en plásticos como otros y la minoría en papel, cartones y vidrios.

Sobre los residuos industriales, se sabe que constituyen un 61,5 % del total de residuos del país. Los residuos industriales son los provenientes de actividades como los hospitalarios, mineros, de construcción y silvoagropecuarios, entre otros. El porcentaje de contribución de cada actividad está gruesamente estimada a partir de encuestas realizadas por el Primer Reporte sobre Manejo de Residuos Sólidos en Chile, donde la construcción aporta en un 56 % de los residuos industriales, la industria manufacturera un 18 %, los residuos agrícolas y forestales un 15 %, las minerías y canteras un 6 %, la generación de energías un 5 % y por último, la potabilización del agua y distribución aportan un 1 % a la generación total de residuos industriales.

En la [Tabla 3.1](#) se puede ver cuántos millones de toneladas de residuos sólidos indus-

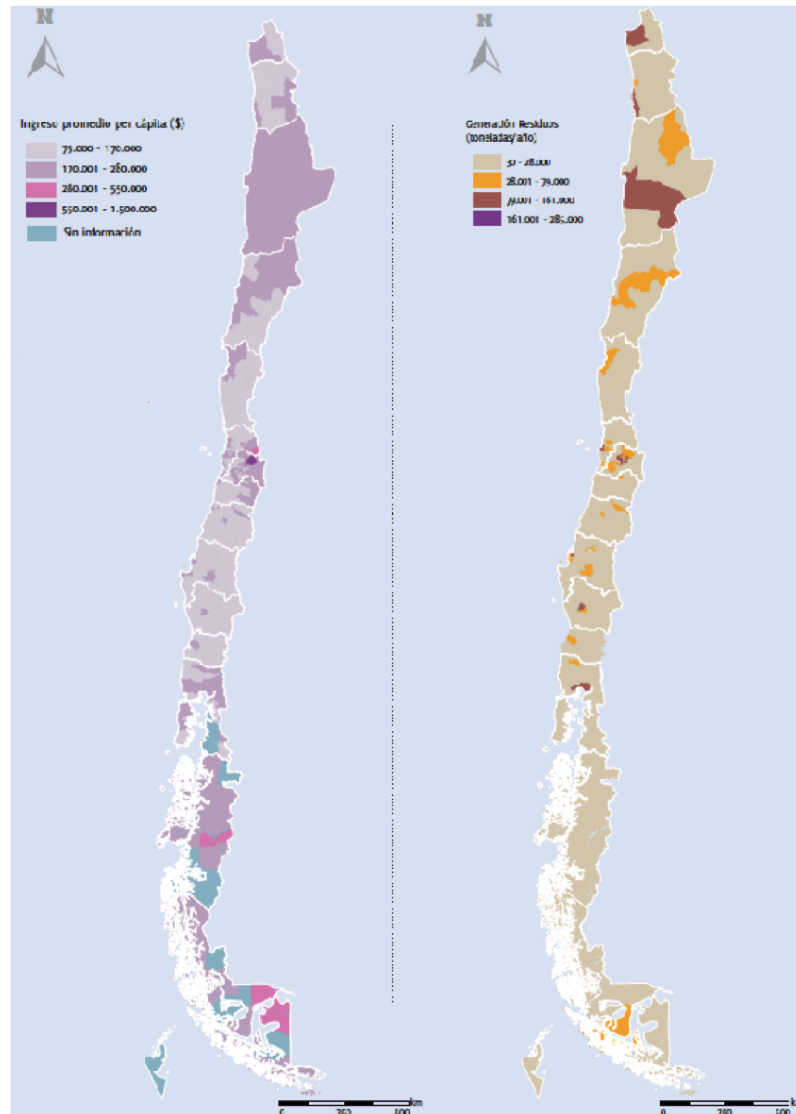


Figura 3.2: Ingreso Promedio Per Cápita y Generación de Residuos Municipales.
(12)

triales genera cada uno de los sectores industriales antes mencionados.

Se encontró datos sobre la evolución de los RSI a nivel nacional, los que quedan representados en la [Figura 3.4](#). En ella es posible notar que los residuos agrícolas se han mantenido relativamente constantes a través de los años, con leves alzas con respecto al año 2000.

Además, se tiene información sobre el tipo de residuo que se genera por cada sector industrial, el cual se presenta en la [Figura 3.5](#). En ella es posible notar que casi el 100 % de

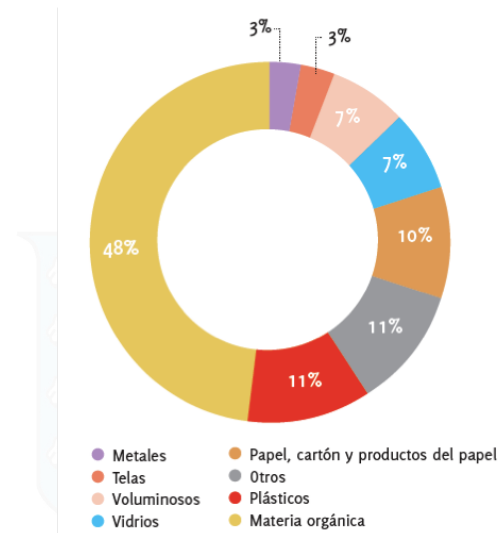


Figura 3.3: Composición de la generación de residuos municipales.
(12)

Tabla 3.1: Generación de Residuos Sólidos Industriales.
(12)

Sector	Generación de RSI ²
Agrícola y Forestal	1,56
Minería y Cantera	0,63
Industria Manufacturera	1,83
Producción de Energía	0,47
Purificación y distribución de agua	0,08
Construcción	5,82

los residuos que se generan en la agricultura, ganadería, caza y silvicultura son residuos industriales no peligrosos, y en menor proporción los residuos peligrosos, generándose al año cerca de 355.626 toneladas.

Es posible comparar dichos valores con los del año 2015, aumentando a 632.586, siendo cerca del 98 % la generación de residuos no peligrosos. Se observa un alza con respecto del año 2014 de un 77 % sólo en la generación de la agricultura, ganadería, caza y silvicultura. Todos estos valores fueron clasificados en base a la Clasificación Industrial Internacional Uniforme (CIIU).

Por otro lado, se sabe cuántos residuos genera cada región, siendo la Región Metropolitana, la del Bio Bío y la de Valparaíso las que más generan residuos. En la [Figura 3.6](#) y

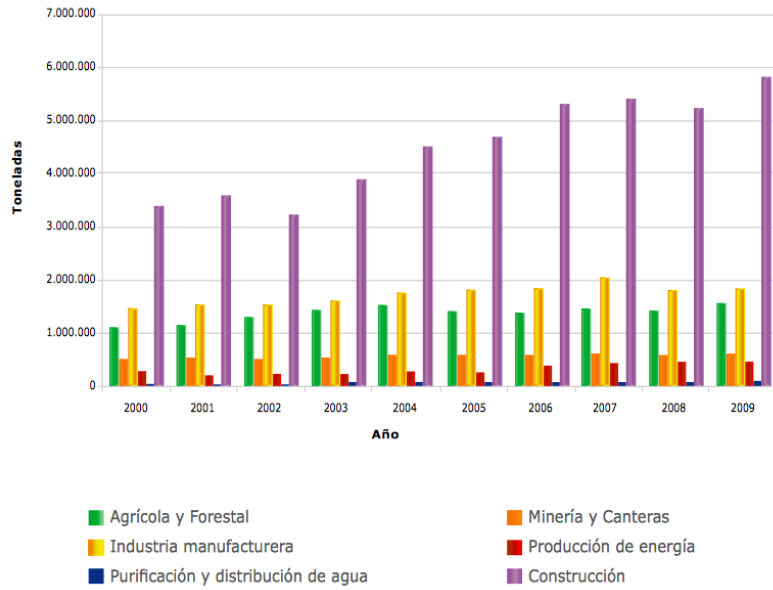


Figura 3.4: Generación de Residuos Sólidos Industriales por Sector. (12)

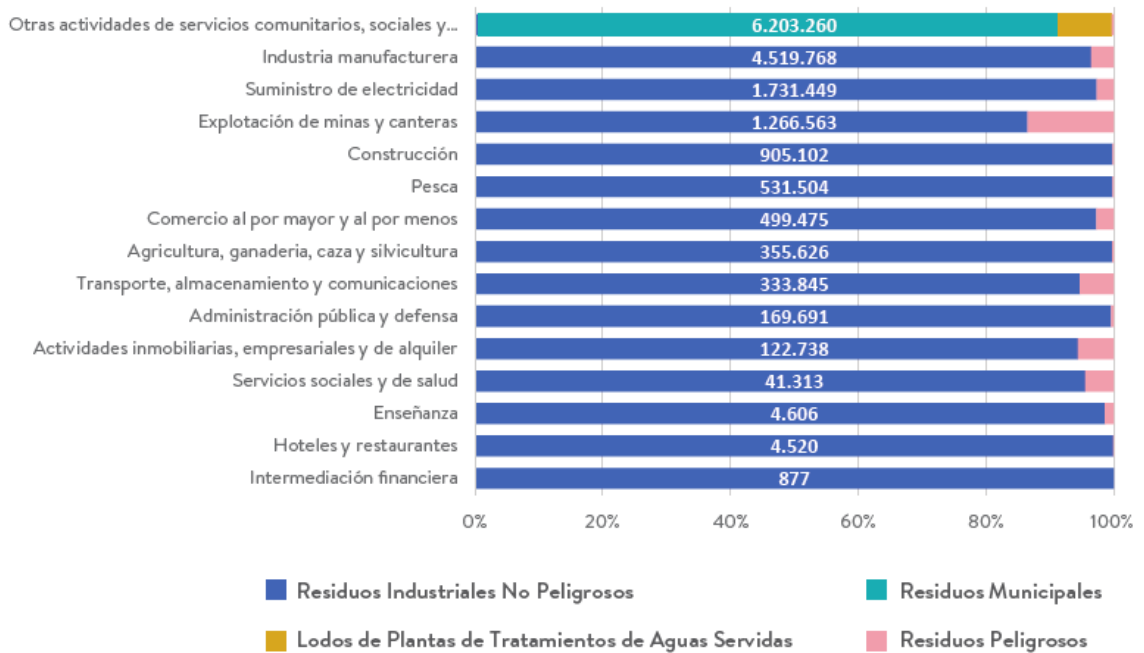


Figura 3.5: Generación de Residuos por Origen Año 2014. (23)

la [Figura 3.7](#) se puede ver gráficamente los tipos de residuos que se generan, notando la diferencia que se produce de un año para otro, manteniendo la tendencia antes mencionada.

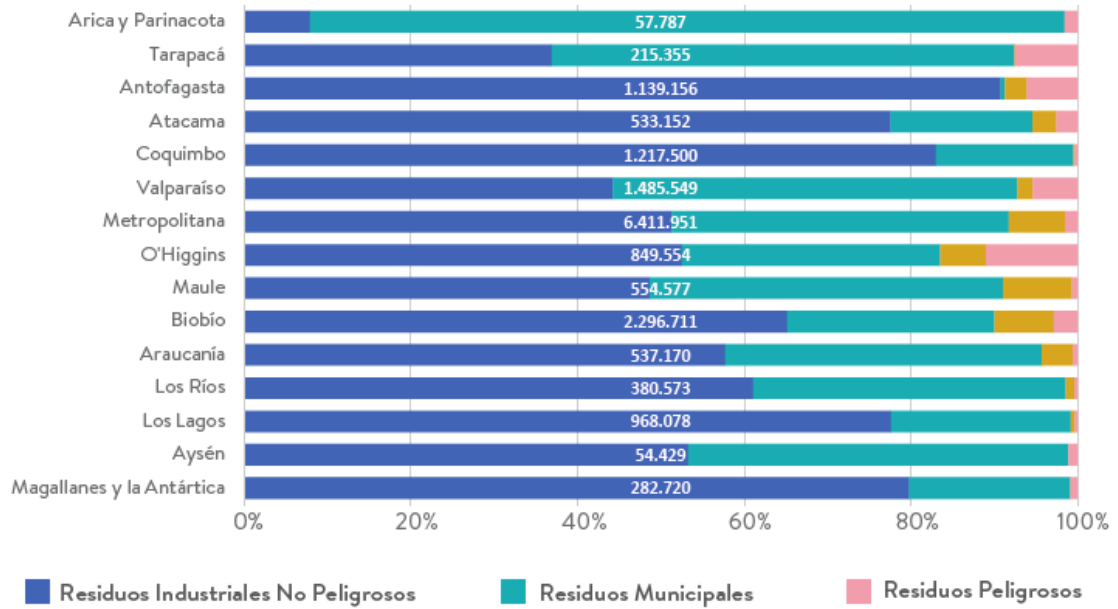


Figura 3.6: Generación de Residuos por Región Año 2014.
(23)

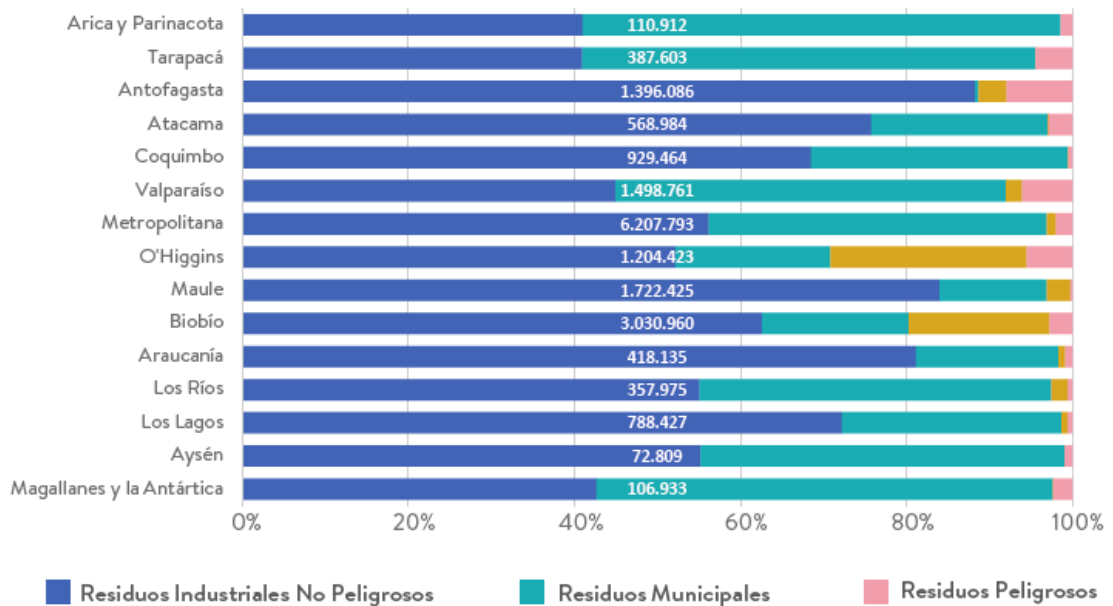


Figura 3.7: Generación de Residuos por Región Año 2015.
(23)

Queda entonces en evidencia la magnitud de la cantidad de residuos industriales no peligrosos generados cada año por región, haciendo vital encontrar una alternativa para tener buen manejo de ellos.

3.2. La Materia Orgánica o Biomasa

Según la definición utilizada en la Guía Para Evaluación Ambiental Energías Renovables No Convencionales Proyectos de Biomasa(10), la biomasa es el conjunto de materia orgánica renovable de origen vegetal, animal o procedente de la transformación natural o artificial de la misma. Existen distintos tipos de biomasa tales como:

- Biomasa Natural: Se genera de manera natural, sin que haya interrupción humana.
- Biomasa Residual Seca: De aquí surgen los residuos sólidos no utilizados de actividades agrícolas, ganaderas, forestales, desechos de industrias agroalimentarias y también, de la transformación de la madera.
- Biomasa Residual Húmeda: de aquí surgen las aguas residuales urbanas e industriales, además de los purines ganaderos.
- Cultivos Energéticos: cultivos plantados con la finalidad de generar biomasa transformable en biocombustible.

A partir de estos tipos de biomasa es posible obtener energía, a través de dos procesos de conversión, tales como la quema directa o el procesamiento para conseguir biogás. En la [Figura 3.8](#) se presenta los tipos de biomasa y sus sistemas de conversión asociados.

En lo que resta del estudio, se analizará la biomasa residual seca proveniente de la industria vitivinícola, la que se describe a continuación.

3.3. Industria Vitivinícola

En Chile, la Industria Vitivinícola representa un sector económico de relevancia, ya que se generaron al año 2016 cerca de 10.143.620 hectolitros de vino de consumo(31), y donde dichos números han ido en constante aumento en los últimos años, como es posible ver en la [Tabla 3.2](#).

Tipo de sistema	Tipos de biomasa
Combustión directa de biomasa	<ul style="list-style-type: none"> · Residuos de la industria forestal (cortezas, aserrín, virutas, residuos de poda, raleo y corta final, etc.) · Madera natural y usada · Residuos agrícolas (paja, corontas de choclo, cuescos de frutas, etc.) · Residuos sólidos orgánicos · Cultivos dendroenergéticos
Producción de biogás	<ul style="list-style-type: none"> · Residuos del sector ganadero (estiércol, purines, etc.) · Residuos agrícolas (paja, rastrojos, etc.) · Cultivos energéticos (maíz, soya, etc.) · Toda clase de biomasa húmeda (RILes¹, aguas residuales domésticas) · Toda clase de biomasa seca (lodos de plantas de tratamiento de agua, grasas, residuos de matadero) · Biogás de rellenos sanitarios

Figura 3.8: Sistemas de conversión asociados a tipos de biomasa.
(10)

Desde el año 2000 a 2016, se ha duplicado la producción de vino en Chile, siendo un elemento fundamental el fomento a la exportación y la validación del vino chileno en el mercado internacional.

De acuerdo a la Ley 18.455 el SAG es el encargado de llevar el Catastro del Viñedo Chileno, donde recopila información de todos los propietarios o tenedores de viñas y parronales para vinificación, consumo fresco y elaboración de pisco. En superficie, existen 150.434 hectáreas plantadas para la producción de la actividad vitícola. Esta superficie se divide por el destino o el uso asociado, como por ejemplo en consumo fresco, pisqueras y vinificación, donde esta última concentra 141.918 hectáreas de producción al año 2015, valor que representa un incremento del 3 % con respecto del año anterior.

En la [Tabla 3.3](#) se presenta la cantidad de hectáreas regionales destinadas a la vinificación, para así priorizar las regiones más relevantes en términos de vinificación.

Es así como las regiones de Lib. Bdo. O'Higgins y del Maule concentran la mayor cantidad de hectáreas destinadas a la producción vitivinícola. A partir de los datos anteriormente expuestos, es necesario saber la cantidad de desechos con potencial energético se produce a nivel nacional y regional, el que será necesario para el posterior análisis.

Tabla 3.2: Evolución de vinificación en Chile.
(29)

Año	Producción Total de Vinos de Consumo [hl.]
2000	6.419.374
2001	5.451.785
2002	5.623.230
2003	6.682.221
2004	6.300.736
2005	7.885.511
2006	8.448.778
2007	8.277.460
2008	8.682.971
2009	10.092.922
2010	9.152.383
2011	10.463.809
2012	12.553.710
2013	12.820.952
2014	9.896.272
2015	12.866.861
2016	10.143.620

Tabla 3.3: Hectáreas destinadas a la Vinificación por región.
(27)

Región	Hectáreas Totales
Tarapacá	1,98
Antofagasta	4,97
Atacama	57,01
Coquimbo	3.289,55
Valparaíso	10.061,01
Lib. Bdo. O'Higgins	46.414,18
Maule	53.838,54
Bío Bío	15.107,33
La Araucanía	60,98
Los Lagos	24,90
Metropolitana	13.057,66

3.3.1. Proceso Productivo de Industria Vitivinícola

Para comprender los residuos generados a partir de la industria, se debe conocer el proceso productivo. Este parte con el inicio del año agrícola, el cual parte el 1 de junio en Chile. Es aquí donde comienza el cultivo y cuidado de las vides. En esta etapa del proceso se generan residuos de restos de poda y de envases fitosanitarios.

Cabe destacar que el proceso productivo tiene ciertas diferencias para la vinificación en cepas blancas de la vinificación de cepas tintas. A continuación se detallan los procesos que no tienen en común las variedades de cepas.

3.3.1.1. Proceso en cepas blancas

Esta variedad comienza la vendimia en los meses de febrero y marzo, con la intención de ser utilizados para la elaboración de vinos jóvenes, es decir, vinos que tienen intención de ser consumidos un año después de ser embotellados(28).

La cosecha puede ser manual o mecánica, para luego ser llevada a las bodegas de vinificación, donde se registran todos los datos asociados al lugar y calidad de la uva cosechada.

Luego viene un proceso de despalillado y molienda, en la cual se descobajan los racimos y se muele la uva. A través de cilindros perforados se separa el mosto y la uva molida, para retirar finalmente el escobajo.

Una vez molida la uva y retirado el escobajo, viene el proceso de prensado, donde se separan los jugos de acuerdo a criterios enológicos. En esta etapa también se le agrega anhídrido sulfuroso para evitar la proliferación de microbacterias en el vino.

Posteriormente viene la decantación, donde se clarifica el mosto, con el fin de eliminar impurezas para producir vinos finos. Este proceso requiere de frío, ya que se mantienen en cubas por un tiempo variable que depende de la variedad de vino a producir.

El penúltimo proceso es la fermentación alcohólica, etapa crucial que consiste en la transformación de los azúcares contenidos en la uva, en alcohol etílico y anhídrido

carbónico. Todo esto es producido por hongos microscopicos o levaduras que se encuentran adheridas al hollejo de la uva, en cubas de acero inoxidable, de concreto o en barricas de encina o roble. Este proceso tiene dos parámetros críticos: la temperatura y la densidad. La primera de ellas debe permanecer entre los 16 y 19° C y la segunda de ellas debe ser menor a 2 gramos de azúcar por litro.

3.3.1.2. Proceso en cepas tintas

El proceso de vendimia de este tipo de cepa, se realiza entre los meses de marzo y abril, donde el proceso de recepción en bodega es idéntico al de cepas blancas. Una vez recepcionado y volcado en los pozos de recepción, se despalillan y muelen.

A continuación viene el proceso de fermentación alcohólica, donde se saca el mosto de la parte inferior que luego es introducido por la parte superior, con el objetivo de homogenizar el color del mosto. Esto se produce entre los 26 a 30° C de temperatura. Además, se controla la cantidad de azúcar por litro, de manera de que sea menor a 2 gramos por litro.

Luego, el vino se lleva a macerar, poniendo en contacto los hollejos con el vino para añadir aromas y sustancias vegetales al vino tinto.

Una vez macerado, se descuba para poder separar los hollejos del vino. Después, se lleva a otra etapa de fermentación, pero esta vez maloláctica. En esta parte del proceso se transforma el ácido málico en ácido láctico, para producir vinos de calidad con aromas y menores grados de acidez.

Finalmente se realiza el trasiego, donde se incorpora anhídrido carbónico para evitar la proliferación de microbios en el vino.

Llevados a cabo los procesos de fermentación e incorporación del anhídrido carbónico al vino, se realizan unas etapas previas al embotellamiento, que son: el clarificado, el estabilizado y la filtración. En la primera de ellas se eliminan sustancias extrañas, mejorando el aspecto y presentación al vino. El segundo de ellos consiste en mantener el proceso de

clarificado en el tiempo. Por último, se filtra a través de la centrifugación para eliminar partículas indeseadas.

Finalmente, los vinos son embotellados, donde se llenan las botellas, se tapan con corcho, se encapsula con aleaciones de estaño y aluminio para dar seguridad al contenido y por último, viene el etiquetado.

3.4. Desechos con Potencial Energético

La fermentación alcohólica genera distintos tipos de desechos, los cuales podrían ser aprovechados para otros usos que no están ligados con el energético, que se muestran en la [Tabla 3.4](#).

Tabla 3.4: Desechos de fermentación alcohólica y posibles usos alternativos la energético.
(11)

Residuos	Uso Alternativo
Escobajo de uva	Extracción de taninos, ácidos o potéinas
Hollejos de uva	Ensilaje y producción de vino por levaduras, apto para producción de alcohol
Pepa de uva	Producción de aceite con alto contenido linoleico y bajo en colesterol Extracción de taninos
Vinazas y orujos	Sustrato para obtención de proteína unicelular Recuperación de tartrato Alimentación animal (máximo 10 a 12 % en mezclas) Calcinación para carbón absorbente Extracción de pigmentos rojos Uso como fertilizante en condiciones controladas
Levadura cervecera	Obtención de concentrado de proteína hidrolizada para uso en alimento animal o para la obtención de vitamina B2 Uso en alimentación humana previa filtración con carbón activo
Sólidos de la fabricación de cerveza	Abono, compost Recuperación de alcohol combustible Alimento animal
Orujo de cebada	Fuente de proteína de buena digestibilidad para uso en alimentación animal

Para este estudio en particular, se centra el estudio en los primeros cuatro residuos, que

están vinculados con la producción de vino. Actualmente, los usos están asociados a la utilización de la pepa de uva para extracción de aceites y extracción de ácido tartárico de los escobajos y borras.

Existe en la literatura poca información sobre la relación entre la cantidad de litros producidos y los desechos generados, por lo que en general se utiliza un porcentaje promedio de generación de residuos sólidos de la producción de vino, de 7,5 % de la materia prima utilizada(11).

Sabiendo la clasificación de materia orgánica y sus posibles usos para la generación de energía, se recopilan los antecedentes de la biomasa en Chile en la siguiente sección.

3.5. Biogás en Chile

Para conocer los tipos de generación de biogás que se produce en Chile, se decide buscar y exponer los distintos proyectos emplazados a lo largo del país. Cabe recordar que la generación de energía en Chile a través de energías renovables ha ido en aumento a través de los últimos años, pero focalizadas en áreas como paneles fotovoltaicos y plantas solares. Los proyectos de biogás son relativamente nuevos en el país debido a su poca información ciudadana y la poca cultura que existe sobre el manejo de residuos y los beneficios que conlleva el gestionarlos de buena manera.

A modo de resumen, se enlista en la [Tabla 3.5](#) cerca de 14 proyectos de plantas de biogas instalados en el país, que datan del año 2010, las cuales producen más de 200 millones de m^3 al año de biogás(8).

A partir de la tabla, es posible notar que actualmente existe una sola planta de biogás que produce a través de residuos agrícolas. La Viña San Pedro ubicada en Molina produce 1 MWe a través de Orujos de Vino. El resto de las plantas generadoras, producen energía a partir de Purines de cerdo, residuos de generación de lácteos y por RSU. Los datos que se encuentran en cursiva, es porque han dejado de estar en funcionamiento o están a la espera de comenzar a operar.

Tabla 3.5: Plantas de Biogás con generación eléctrica en operación.
(20)

Denominación	Tipo de Residuos	Ubicación	Producción
KDM Loma los Colorados I+II	RSU	Til Til	21,6 MWe
Consorcio Santa Marta	RSU	Maipo	17,7 MWe
Trebal Mapocho	Aguas sanitarias	Maipú	8,2 MWe
El Molle	RSU	Valparaíso	4,5 MWe
Los Pinos	RSU	Penco	3,0 MWe
HBS	Purines de cerdo	Los Ángeles	2,2 MWe
<i>Ancali</i>	<i>Lácteos</i>	<i>San Carlos</i>	<i>1,6 MWe</i>
<i>AASA Energía</i>	<i>Purines de cerdo</i>	<i>Mallarauco</i>	<i>1,1 MWe</i>
Viña San Pedro	Orujos de vino	Molina	1,0 MWe
ESSBIO	Aguas sanitarias	Concepción	600 kW
Santa Irene	Purines de cerdo	El Huique	400 kW
Las Pampas	Purines de cerdo	El Toco	400 kW
<i>Tamm</i>	<i>Lácteos</i>	<i>Tinguiririca</i>	<i>200 kW</i>
Varios generadores menores	Lácteos	Osorno	20-30 kW

A continuación se detallará sobre algunas de las plantas de mayor generación en el país, a modo de ejemplificar sus funcionamientos, costos de inversión y producciones(18).

3.5.1. Central Loma Los Colorados, Chile

Instalada en el límite norte de la Región Metropolitana, es un sistema de captación de biogás que obtiene su sustrato del relleno Sanitario Loma Los Colorados el cual contiene cerca de 70 % de biomasa de los cerca de 6000 toneladas al día. La planta tiene 2.200 m^2 construidos, los cuales han ido en aumento desde su puesta en marcha el 2009, ya que se ha expandido la potencia de la planta en 2011 y 2014. En un comienzo partió siendo una planta de 2 MWe de potencia en 2009, expandiéndose en una primera fase a los 12 MWe de potencia en 2011, en una segunda fase a 22 MWe de potencia en 2014 y actualmente se encuentra en una nueva fase de expansión dependiendo de la producción de biogás la cual se encuentra en 39,2 MWe de potencia. La planta tiene una eficiencia de recuperación en torno al 50 %, la cual produce cerca de 8.100 m^3 de biogás por hora con un contenido de metano de 48,5 % en promedio. Para el año 2025 se espera alcanzar una producción de biogás de 16.000 m^3 por hora, lo cual permitirá instalar una capacidad de 33 MW de

generación eléctrica(14). La [Figura 3.9](#) muestra las instalaciones de Loma Los Colorados.



Figura 3.9: Central de Biogás Loma Los Colorados.
(14)

3.5.2. Planta de Biogas Los Ángeles, Chile

Diseñada por HBS Energía S.A, es una planta que cuenta con dos digestores de $450 m^3$, un posdigestor de $2.600 m^3$ y un estanque de digestato de $5.600 m^3$, haciendo un total de $9.100 m^3$ construidos con una potencia equivalente a 1.021 kWe. La planta procesa cerca de 13.450 toneladas al año de estiércol bovino y alrededor de 11.260 toneladas al año de maíz (silo de planta entera) el cual lo utiliza como co-sustrato para la producción de biogas, en total el valor gira en torno a las 24.700 toneladas al año. Con respecto a la producción de biogas, la planta genera $3.615.000 m^3$ al año de biogas y $1.880.000 m^3$ al año de metano, el cual tuvo un costo de inversión de €2.800.000. La [Figura 3.10](#) muestra las instalaciones de la Planta de Biogás Los Ángeles.

Además, se cuenta con un listado de proyectos de biogás en desarrollo al año 2010, el cual es presentado en la [Figura 3.11](#). Cabe destacar que algunas de ellas ya han sido construidas, como por ejemplo HBS, que es la planta de Los Ángeles.

Es posible notar un aumento de los tipos de proyectos de biogás que tienen un fin la generación eléctrica, pero si analizamos por la industria en la que están absortos los proyectos, ninguno está enfocado al sector agrícola, sino que son sectores industriales que



Figura 3.10: Planta de Biogás de Los Ángeles.
(30)

PRODUCCIÓN DE BIOGÁS Y SUSTRATO	GENERACIÓN DE BIOGÁS	INVERSIÓN	USOS DEL BIOGÁS	ESTADO DEL PROYECTO
	miles m ³ /año	US\$		
RELLENOS SANITARIOS Y VERTEDEROS				
Relleno Sanitario El Retamo - KDM S.A	5.488	1.941.345	Generación de E. Eléctrica	Factibilidad
Relleno Sanitario El Guanaco - KDM S.A	10.092	2.241.307	Generación de E. Eléctrica	Factibilidad
Gas Sur S.A.	10.512	2.200.000	Combustión en Antorcha	Ing. Conceptual
Morrompulli				Postergado
PURINES Y ESTIÉRCOL AVÍCOLA				
Agrícola Tarapacá Ltda.	4.015	1.800.000	Generación de E. Térmica	En Construcción
Sopraval S.A.	s/i	s/i	Generación de E. Eléctrica	Factibilidad
Cooperativa Eléctrica Osorno Ltda.	5	N/A**	Generación de E. Eléctrica- Generación de E. Térmica - Cogeneración	Ing. Básica
SEPADE	104	185.000	Generación de E. Eléctrica	En desarrollo
HBS				En Construcción
Same				Terminado
AGROINDUSTRIAS				
Prunesco S.A.			Combustión en Antorcha	En Construcción
Cervecera CCU Chile Ltda.	2.190	2.000.000	Generación de E. Térmica	Ing. de Detalle
Agroorgánicos Mostazal	3.483	3.500.000	Generación de E. Térmica - Cogeneración	Ing. de Detalle
PLANTACIONES DE TUNAS				
Codelco Salvador				En proyecto
Codelco Ventanas				En proyecto
Conergy				En proyecto
TOTAL	35.889			

** La inversión está incluida en el proyecto global.

Figura 3.11: Proyectos de Plantas de Biogás en Desarrollo.
(8)

a través de sus procesos quieren generar energía para reutilizar sus desechos y/o disminuir sus costos.

3.6. Biogas en la Región

La generación de biogas en la región es bastante acotada, contando solamente con una planta generadora de biogás, la que será detallada a continuación.

3.6.1. Planta de Biogás Viña San Pedro

Ubicada en el acceso sur de la comuna de Molina, Región del Maule, pertenece al VSPT Wine Group que posee más de 4.208 hectáreas plantadas. Esta planta utiliza los residuos formados durante la producción, aprovechando cerca de 9.000 toneladas anuales de residuos de vendimia compuestos de orujos, pepas y escobajos de la uva. Está a cargo de la empresa Genera Austral y produce 1 MWe de energía con un sistema de cogeneración AC, que cubre cerca del 60 % de los requerimientos eléctricos y térmicos de la viña. Está compuesta por dos biodigestores anaeróbicos, que digieren los residuos generando gas metano, el que se acumula en gasómetros para posteriormente extraerlo y utilizarlo como combustible en el motor de cogeneración. Además, se genera biodigestado, que es una materia orgánica rica en nitrógeno y con propiedades fertilizantes que se incorporan en los suelos de la viña.



Figura 3.12:
(25)

A partir de la información expuesta, se sabe que existen actualmente pocas instalaciones de plantas de generación de Biogás en la Región del Maule, encontrándose solo una perteneciente a la Viña San Pedro, la que con su instalación busca disminuir los costos de la organización. La planta de biogás emplazada en Molina procesa 9.000 toneladas anuales de residuos de vendimia. Queda pendiente examinar la cantidad de materia orgánica vitivinícola disponible en la región y que no está siendo cubierta por la planta ya mencionada, para estimar el potencial energético que posee la región.

4 | Marco Teórico

4.1. Funcionamiento de Planta de Biogas

El biogás es un tipo de generación de energía, tanto térmica como eléctrica la cual puede ser dividido en dos formas: que se dé un proceso de manera natural por la degradación de bacterias y microorganismos que actúan sobre la biomasa húmeda en presencia de oxígeno, el cual produce dióxido de carbono, agua, sulfato, nitrito, nitrato y sales de amonio. Y por otra parte, si se lleva el proceso pero en ausencia de oxígeno, en el cual se produce biogas junto con lodo llamado Digestato, el cual es un residuo del proceso, compuesto de productos minerales tales como nitrato, potasio, fósforo, calcio, entre otros. A la biomasa utilizada para la producción de biogás se le llama sustrato orgánico.

La potencia de generación de energía del biogás está estrechamente ligado a las características de la biomasa original y de sus concentraciones de metano. Dentro de la composición de biogás se encuentran varios tales como metano en una concentración de 50-75 %, Dióxido de Carbono entre 25-45 %, Vapor de agua en un 2-7 %, Oxígeno y Nitrógeno en menos de un 2 %, Amoníaco e Hidrógeno en menos de un 1 % y por último, Ácido Sulfhídrico con una concentración de 20 a 20.000 ppm.(18)

Como se mencionó anteriormente, la potencia de generación o rendimiento está asociado a las concentraciones de metano de la biomasa, donde en la [Tabla 4.1](#) se muestra las composiciones del biogás según el sustrato orgánico utilizado, pero se centrará la atención en los residuos agrícolas y ganaderos.

Para la elaboración de biogás, la materia orgánica debe pasar por varios procesos para

Tabla 4.1: Composiciones de biogás dependiendo del sustrato utilizado.
(18)

Componente	Residuos Agrícolas y Gaderos	Lodos de Edar	Residuos Industriales	Vertederos de RSU
CH_4	50-80 %	50-80 %	50-70 %	45-65 %
CO_2	30-50 %	20-50 %	30-50 %	34-55 %
N_2	0-1 %	0-3 %	0-1 %	0-20 %
O_2	0-1 %	0-1 %	0-1 %	0-5 %
H_2	0-2 %	0-5 %	0-2 %	0-1 %
CO	0-1 %	0-1 %	0-1 %	Trazas %
H_2S	100-7.000 ppm	0-1 %	0-8 %	0.5-100 ppm %
NH_3	Trazas	Trazas	Trazas	Trazas
Vapor de Agua Orgánicos	Saturación	Saturación	Saturación	Saturación
	Trazas	Trazas	Trazas	Trazas

poder extraer el metano, el cual es el producto final que se espera al término del proceso. Se presenta un esquema simple de generación de biogás en la [Figura 4.1](#).

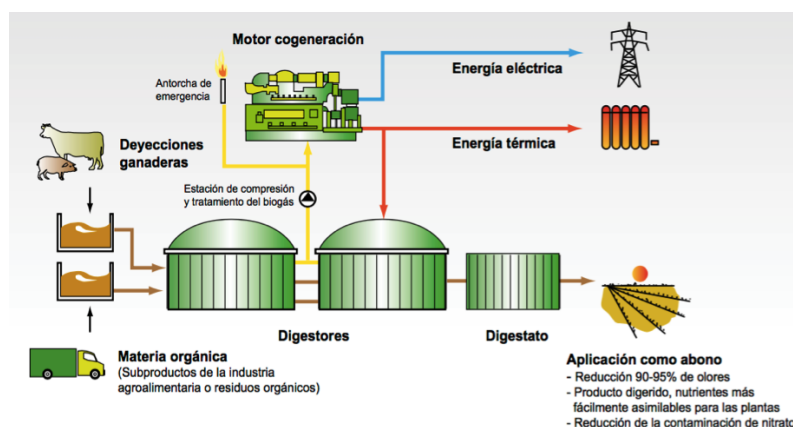


Figura 4.1: Esquema de Generación de Biogás.
(18)

Lo primero en el proceso es la recepción y almacenamiento de la materia orgánica. En la [Figura 4.1](#) no se menciona el Cofermento, el cual ayuda a potenciar la proliferación de bacterias que degradan la materia orgánica. En caso de ser necesario, se agrega una estación de pre-tratamiento, en el cual se humedece y/u homogeniza la biomasa para obtener mejores rendimientos post proceso. Luego pasa al biodigestor, el cual degrada la materia orgánica a través de un proceso anaeróbico y almacena el biogás producido. Del proceso,

surgen lodos, los cuales pueden ser aprovechados para tratamiento de tierras de cultivo o como fertilizantes. A su vez, el biogas producido es llevado a un proceso de limpieza para remover las partículas de ácido sulfhídrico, para evitar su liberación y corrosión de la maquinaria utilizada. Al tener el biogas, es traspasado a un motor de combustión, el cual produce energía eléctrica y es posible inyectarlo a la red eléctrica.

También, es posible analizar el proceso del biodigestor de manera más acabada, donde ocurren varios procesos intermedios antes de la generación de biogas(10), los que se definen a continuación:

- **Hidrólisis:** Un gran número de microorganismos anaeróbicos excretan enzimas hidrolíticas que fraccionan los enlaces de los polisacáridos que forman la biomasa en unidades simples de azúcares, grasas y aminoácidos.
- **Acidogénesis:** Los compuestos son asimilados por algunos microorganismos y/o fermentados, produciendo una gran cantidad de ácidos orgánicos. Se producen también gases como dióxido de carbono (CO_2), hidrógeno (H_2) y pequeñas cantidades de amoníaco (NH_3), ácido sulfhídrico (H_2S) y alcoholes, en especial glicerol.
- **Acetogénesis:** Bacterias denominadas acetogénicas de lento crecimiento, metabolizan los alcoholes, el ácido láctico y los ácidos grasos volátiles, produciendo ácido acético e hidrógeno.
- **Metanogénesis:** El acetato, hidrógeno y CO_2 producido, es transformado por acción de las bacterias metanogénicas, formando CH_4 , CO_2 y agua.

Conociendo la estructura general de las plantas de biogás, es necesario comprender ciertos parámetros que ayudarán para estimar los requerimientos necesarios para la implementación y correcto funcionamiento de una planta.

4.2. Parámetros Básicos de Operación

Con el fin de asegurar un buen funcionamiento dentro del biodigestor tanto de la actividad microbológica como las condiciones adecuadas de los estanques es que se

calculan ciertos parámetros, los cuales son descritos a continuación.

- **Velocidad de Carga Orgánica (VCO):** Indica la cantidad de materia orgánica con la que debe alimentarse el reactor. Este parámetro tiene unidades de tiempo por unidad de volumen del reactor. Otro parámetro a utilizar dentro del actual, es Sólidos Volátiles (SV) el cual equivale a la materia orgánica contenida en un sustrato. El conocimiento de este parámetro permite saber las dimensiones del reactor.

$$VCO = \frac{kg \cdot SV}{m^3 \cdot dia} \quad (4.1)$$

- **Tiempo de Retención Hidráulico (TRH):** Al contar con procesos de flujo continuos, se puede indicar el tiempo promedio que los sustratos permanecen en el reactor.

$$TRH = \frac{V_r}{V} \quad (4.2)$$

con V_r el volumen neto del reactor y V es el volumen del sustrato administrado por día.

- **Grado de Mezcla en el Reactor:** Como es un proceso continuo, dentro del reactor existe una mezcla predigerida la cual contiene una población bacteriana. Al ingresar nuevo sustrato al reactor, es necesario realizar una mezcla para asegurar que la población bacteriana no se concentre en ciertos lugares y tenga un alcance homogéneo tanto en los sustratos ya digeridos como los entrantes. Además, la mezcla se realiza con el fin de evitar la creación de costras, que son capas duras flotantes dentro del reactor las que pueden obstaculizar la salida de biogas del proceso.

Como se mencionó anteriormente, la fijación y determinación de estos parámetros hace que el proceso sea más estable, se pueda automatizar y controlar de mejor manera para hacerlo más eficiente, exclusivamente en plantas de mayor tamaño.

Se busca información acerca de los tipos de plantas de biogás según sus sustratos que existen actualmente en Chile, para tener una idea de qué es lo que lidera en el país y para conocer los tipos de tecnologías que utilizan.

4.3. Potencial de Biomasa Disponible

Para la estimación del potencial de biomasa disponible en la región, primero se usará la cantidad de hectáreas plantadas con fines viníferos. Luego, se multiplicará la cantidad de hectáreas por el promedio de producción de uva por hectáreas cultivadas. Este valor se obtiene a través de datos que la Viña Concha y Toro entrega para el año 2014(28), donde dichas tablas se encuentran en el [Apéndice A](#). Por lo tanto, los kilogramos cosechados por hectárea se calculan de la forma:

$$\text{kg. Cosechados por ha.} = \text{ha. Plantadas} \cdot 30.000 \quad (4.3)$$

Una vez que se tienen los kilogramos cosechados de uva, se puede estimar el potencial de biomasa disponible, a partir de los valores utilizados en el documento Potencial de Biogás(11), el que propone un factor de 0,075 que es el de generación de residuos sólidos. Este valor descuenta la humedad y contenido de cenizas que podrían tener los residuos, de la forma:

$$\text{Biomasa Disponible} = \text{kg. Cosechados por ha.} \cdot 0,075 \quad (4.4)$$

Donde la biomasa disponible queda expresada en kilogramos, por lo tanto se divide por 1.000 para que quede expresado en toneladas de materia orgánica disponible.

4.4. Potencial Teórico de Biogás

También, es necesario estudiar el potencial teórico para los distintos tipos de sustratos orgánicos que pueden ser utilizados para la generación de biogás, ya que cada uno tiene un rendimiento diferente y ayudará a hacer cálculos estimativos para el proyecto.

Si se analizan los residuos de cultivos agrícolas que aparecen en la [Tabla 4.2](#), donde ST corresponde a sólidos totales y SV corresponde a sólidos volátiles, se tiene un alto rendimiento en la formación de biogás, en especial la remolacha azucarera y la papa. Los

Tabla 4.2: Características generales de los sustratos utilizados para biogas.
(18)

Sustrato	ST	SV	Rend. de Biogas		Fracción de Metano
	[%]	[%ST]	$\frac{m^3}{t \cdot MF}$	$\frac{m^3}{t \cdot SV}$	[%]
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	20-35	85-95	170-200	450-700	50-55
Silo Pradera	25-40	70-95	170-200	550-620	54
Silo Cereales	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					
Orujo Cerveceo	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
Orujo de uvas	40-50	80-90	250-270	640-690	65
Residuos Mataderos					
Grasa de separadores	2-70	75-93	11-450	~ 300	60-72
Residuos interiores	12-15	75-86	20-60	250-450	60-70
Licor ruminal	11-19	80-90	20-60	200-400	55
Otros residuos					
Residuos alimentos y alimentos vencidos					
Pan añejo	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

orujos de uva, por otra parte también tienen un alto rendimiento, el cual es destacable debido a que en la región se encuentran muchos cultivos y viñedos.

Por otra parte, los residuos agrícolas y ganaderos tienen un gran rendimiento de producción de Metano, lo que a su vez genera una mayor producción de energía.

Para la estimación del potencial teórico para la obtención de biogás, se utilizan factores de conversión asociados a las toneladas de materia orgánica procesadas. Para ello, se utiliza la [Tabla 4.3](#) extraída del documento Potencial de Biogás, en la cual se detallan los datos asociados a la agroindustria, y que es un símil a los datos presentados con anterioridad.

Tabla 4.3: Factores de conversión utilizados en el cálculo del potencial de biogás.
(11)

Tipo de Biomasa	Productividad	Unidades	%Metano en biogás
Agroindustria			
Vitivinícola	700	$m^3/\text{ton MO}$	0,62
Cervecera	700	$m^3/\text{ton MO}$	0,63
Láctea	500	$m^3/\text{ton MO}$	0,60
Conserva	510	$m^3/\text{ton MO}$	0,60
Bebidas de Infusión	330	$m^3/\text{ton MO}$	0,60

Por lo tanto, el potencial queda de la forma presentada en la [Ecuación 4.5](#):

$$\text{Pot. Teo. de Biogás disponible} = \text{Biomasa Disponible} [\text{ton MO/año}] \cdot 700 [m^3 \text{ biogás/ton MO}] \quad (4.5)$$

Para la industria vitivinícola se utilizará como factor de conversión $700 m^3$ por tonelada de materia orgánica utilizada, con un porcentaje volumétrico de Metano de 0,62 en biogás. Por lo tanto, se aplicará dicho factor en la cantidad disponible de materia orgánica en la región para estimar el potencial teórico de biomasa disponible.

Además, para la estimación de la cantidad teórica de Metano disponible al año, se utilizará la [Ecuación 4.6](#).

$$\text{Pot. Teo. de Metano disponible} = \text{Pot. Teo. Biogás disponible} [m^3/\text{año}] \cdot 0,62 \quad (4.6)$$

4.5. Disponibilidad en función de la facilidad de recolección y procesamiento

En primer lugar, cabe destacar que en la región del Maule al año 2015 existían 53.839 hectáreas plantaciones viníferas con un total de 3.721 propiedades. El total de hectáreas plantadas en Chile a esa fecha era de 150.434, por lo que la región del Maule concentra el 35,79 % de toda la plantación a nivel nacional.(27)

Además, la región del Maule al año 2007 poseía 761.981 hectáreas plantadas con fines silvoagropecuarios, donde el sector vinífero representaba un 6,1 % de la superficie total plantada, lo que da indicios de que las propiedades viníferas se encuentran alejadas entre sí. En el [Apéndice B](#) se muestra un mapa referencial sobre las ubicaciones de las viñas más representativas de la región.

Por otra parte, los residuos generados por cada una de las viñas, se consideran como agrupados, ya que los residuos se generan en dentro de los límites de cada una de ellas. A diferencia de lo expuesto con anterioridad donde, entre viñas, hace que los residuos se consideren dispersos por su distancia.

A partir de ello, se calculará una disponibilidad mínima y máxima para los residuos, en función de su facilidad de recolección y procesamiento. Se realizará esto multiplicando lo expuesto en 4.3 por los valores tabulados en la tabla [Tabla 4.4\(11\)](#) donde se presentan sólo los datos de la Agroindustria.

Por lo tanto, se obtendrán dos nuevos valores para la disponibilidad de la biomasa, dados por:

$$\text{Disponibilidad de biomasa mínima} = \text{Biomasa Disponible} \cdot 0,80 \quad (4.7)$$

$$\text{Disponibilidad de biomasa máxima} = \text{Biomasa Disponible} \cdot 0,95 \quad (4.8)$$

Después se calcularán los valores de biogás para las cantidades de biomasa mínima y máxima disponibles.

Tabla 4.4: Disponibilidades de biomasa en Agroindustria.
(11)

Disponibilidades de biomasa		
	Mínimo	Máximo
Vitivinícola	0,80	0,95
Procesadora residuos vitivinícola	0,64	0,76
Cervecera	0,80	0,95
Lácteos	0,05	0,10
Conservas	0,20	0,40
Bebidas de Infusión	0,80	0,95

4.6. Cogeneración

La cogeneración consiste en la generación o producción combinada de calor y electricidad en un solo proceso de consumo energético primario, a través de un motor térmico o una planta eléctrica.

Al generar energía térmica como eléctrica, posee mayores niveles de eficiencia, ya que aprovecha las energías residuales como co-productos de la generación de potencia. Es por ello que para producir la misma cantidad de energía (térmica y eléctrica) se necesita una menor cantidad de demanda de combustible.

Dentro de los principales beneficios de la cogeneración son:

- Posee una alta eficiencia energética, ya que utiliza menores cantidades de energía para realizar los mismos procesos.
- Elimina las pérdidas que se generan en la transmisión de la red.
- Reduce las emisiones de los contaminantes generados de los procesos, como CO_2 , SO_2 , NO_x , ya que aumenta la eficiencia de éstos.
- Generación distribuida de electricidad, ya que se produce in situ la electricidad y calor.
- Debido a la reducción de los costos de producción, genera una mayor competitividad del mercado.

En la **Figura 4.2** se presenta una imagen ilustrativa sobre la cogeneración, la que da muestras de las mejoras en el rendimiento al utilizar este tipo de proceso. Además, se puede utilizar como combustibles como gas natural, gas licuado de petróleo, biomasa, biogás, entre otros.

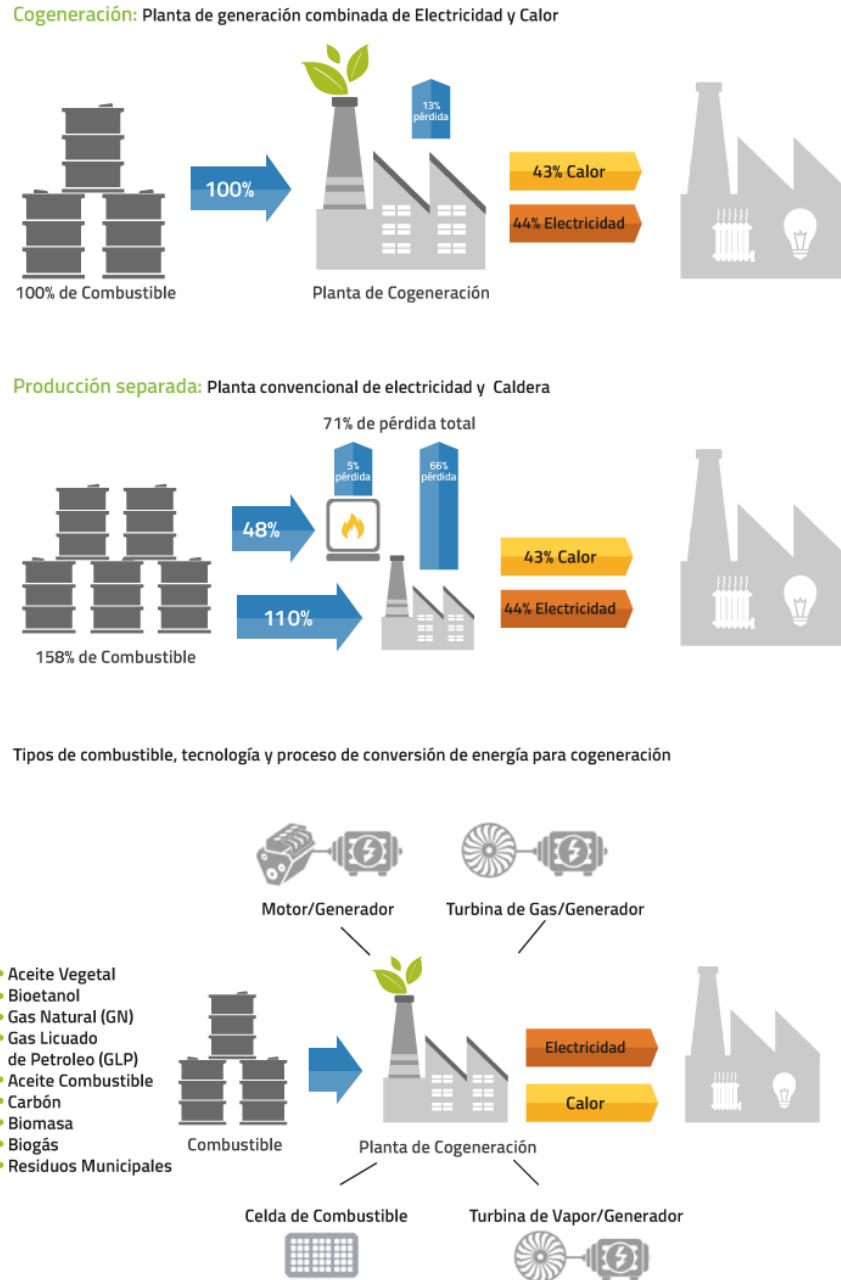


Figura 4.2: Cogeneración.
(5)

4.6.1. Tipos de Cogeneración

Principalmente existen 5 tipos de cogeneración:

1. Tipo 1: Proyectos de cogeneración de varios cientos de MW en grandes instalaciones que venden la totalidad o un gran porcentaje de su producción eléctrica a una empresa eléctrica o a otra.
2. Tipo 2: Proyecto de cogeneración de instalaciones industriales intermedias a grandes, donde la mayoría de la energía térmica y eléctrica producida es consumida por la instalación.
3. Tipo 3: Proyecto de cogeneración para instalaciones institucionales y comerciales intermedias o grandes que tienen cargas térmicas inferiores donde compran una gran parte de su electricidad a los servicios públicos.
4. Tipo 4: Proyecto de cogeneración para instalaciones pequeñas e intermedias con unidades de cogeneración que son pequeños en relación a su carga eléctrica total.
5. Tipo 5: Proyectos de cogeneración para pequeñas instalaciones comerciales que producen más energía de la que necesitan en algunos períodos, y la exportación de energía está bajo algún tipo de oferta estándar o acuerdo de facturación neta.

4.6.2. Tecnologías de Cogeneración

El tipo de tecnología de cogeneración más apropiada depende del rango de capacidad de cogeneración, es decir, dependiendo de qué tan grande son los requerimientos energéticos, se escoge la tecnología.

Dentro de las tecnologías se encuentran:

- Motores Alternativos de Combustión Interna
- Turbinas de Vapor
- Ciclo Rankine Orgánico

- Celdas Combustibles
- Motor Stirling

El primero de ellos es el más utilizado actualmente, debido a que existen diversas soluciones de personalización a estos motores con un amplio rango de proyectos generados, ya que este tipo de motor posee un alto rango de capacidad de producción.

Cualquiera sea la opción utilizada para la producción de biogás, se debe considerar la realización de adaptaciones a los motores o turbinas, ya que el biogás posee un poder calorífico inferior al gas natural, por lo que debe pasar por un proceso de precombustión, en el cual se enriquece la mezcla de aire-gas.

4.6.3. Diseño de Sistemas de Cogeneración

Para realizar el diseño de un sistema de cogeneración, existen varios factores que determinan las condiciones de éste, existiendo dos diseños principales: por calor o por potencia, que debe ser definido.

En primer lugar, se analizan las demandas individuales de energía y se realiza un perfil de carga. De este último nace la línea base de carga, la que se utiliza como parte del diseño para aprovechar las horas en carga máxima durante su vida útil.

Los pasos del proceso de diseño de cogeneración son los siguientes:

1. Se recopilan los registros mensuales de las demandas de calor de un año de consumo.
2. Luego, se ordenan las frecuencias de las demandas de mayor a menor valor.
3. Teniendo los valores ordenados, se procede a calcular la superficie bajo la curva, la cual define los requerimientos de carga.
4. Finalmente se escoge la carga base enfocado a maximizar la cantidad de horas a carga completa, por lo tanto, existe un período de tiempo donde se suministra energía para suplir la carga base.

4.7. Generación de Energía

La generación de energía a partir de biogás puede tener tres modalidades:

1. Sistema Combinado, donde se genera principalmente calor y la electricidad de forma secundaria.
2. Sistema Combinado, donde se genera principalmente electricidad y el calor de forma secundaria.
3. Sistema que sólo produce electricidad o calor.

A las dos primeras opciones presentadas, se le llama cogeneración, la cual fue explicada en la sección anterior.

El mecanismo que permite la cogeneración, es el motor de combustión interna, el cual se utiliza junto con equipos recuperadores y de transferencia de calor, para hacer el proceso más eficiente. Es por ello que al momento de calcular la energía que se genera, se deben considerar todos estos elementos.

En primera instancia, se tiene el rendimiento asociado del motor a la transferencia de energía desde el combustible que varía entre un 30 y un 40 %. Después, se encuentra el calor recuperado a partir de los intercambiadores de calor, elementos que enfrían los cilindros del motor, aceite refrigerante y aire comprimido de entrada. Finalmente, se recupera calor a partir de los gases de escape generados en las explosiones en los cilindros del motor.

4.7.1. Energía Térmica Recuperada

Para los cálculos de la cantidad de energía térmica recuperada a través de los gases del motor de combustión, se utilizará la [Ecuación 4.9](#).

$$Energía\ Térmica\ Disponible = Cap.\ Instalada [kWh] \cdot \frac{Rend.Térm.}{Rend.Eléc.} \cdot h \quad (4.9)$$

Donde h son las horas de plena carga anual, y la Energía Térmica Disponible está expresada en kWh/anuales.

Este valor considera la energía disipada de los gases de combustión, y que pasa por la caldera de recuperación de calor, para los cuales está asociado un rendimiento respectivo, la energía de los intercambiadores de calor, asociada a los intercambiadores de alta y baja temperatura. Por lo tanto, al calcular este valor con la fórmula recién presentada considera todos los aspectos nombrados.

Los rendimientos son otorgados por los fabricantes de motores de cogeneración. De igual manera, se contrasta con el gráfico disponible en el [Apéndice C](#), donde se puede ver el comportamiento del rendimiento eléctrico de los motores de generación en función de su capacidad instalada.

4.7.2. Energía Eléctrica Recuperada

La energía eléctrica recuperada está determinada por la eficiencia del motor de cogeneración, por lo que se calculará de la forma:

$$En. Eléctrica Disponible = Cap. Instalada [kWh] \cdot h \quad (4.10)$$

Donde la Energía Eléctrica Disponible está expresada en kWh/anuales.

4.7.3. Energía Total

A raíz de lo anterior, se tiene que la energía total recuperada o generada es la suma entre la energía térmica y la eléctrica, de la forma:

$$En. Total Generada = En. Térmica Recuperada + En. Eléctrica Recuperada \quad (4.11)$$

Para el cálculo de la energía térmica y eléctrica, es necesario determinar el poder calorífico del biogás generado por la industria vitivinícola. Éste se calculará de la forma: ([Ecuación 4.12](#)).

$$P_{BIOGÁS} = Fracción de Metano \cdot P_{METANO} \quad (4.12)$$

Donde los poderes caloríficos están en MJ^3/Nm^3 , la fracción de metano es adimensional, y la conversión a kWh está dado por:

$$1 \left[\frac{MJ}{Nm^3} \right] \cdot \frac{1}{3,6} \left[\frac{kWh}{MJ} \right] \quad (4.13)$$

4.8. Determinación de Costos

Para el cálculo de los costos de instalación de una planta de biogás, primero debe determinarse el tamaño y número de generadores a partir de la cantidad de residuos disponibles. Esto se realiza a través de la estimación de toneladas anuales de residuos junto con los m^3 de biogás útiles para generación.

Los costos se dividirán en costos de inversión y en costos de operación, por lo que se analizarán por separado.

4.8.1. Costos de Inversión

Para la estimación del costo del motor de cogeneración se usará la [Ecuación 4.14](#) que es una expresión construida de los precios de motores generadores de energía disponibles en el mercado.(7)

$$C_{MC} = 1135 \frac{USD\$}{kWh} \cdot C_e \quad (4.14)$$

Donde C_{MC} es el costo del motor de cogeneración en USD\$/kWe y C_e es la capacidad eléctrica instalada en kWe.

Además, es necesario analizar los costos del digestor, equipos de la planta, costos de edificación, conexión a la red de vapor y costos asociados a la planificación. Para estos costos no se tiene una fórmula asociada para su cálculo, sino que el valor está determinado por el levantamiento de los precios en el mercado.

4.8.2. Costos de Operación

Los costos de operación están asociados a los mantenimientos del motor de cogeneración instalado y se estimarán a partir de la tabla de mantenciones a realizar a las instalaciones de la planta:

Ítem	Parámetro/Indicación	Notas
Obras civiles (%)	0,5 - 1	En % del costo total de inversión correspondiente.
Maquinarias y Equipos (%)	4 - 8	En % del costo total de inversión correspondiente.
Electrotecnia y control (%)	2 - 4	En % del costo total de inversión correspondiente.
Grupo electrógeno		Depende de la existencia de contratos de mantención con proveedores de equipos y de sus coberturas.

Figura 4.3: Costos de Mantención.
(18)

A partir de los datos presentados en [Figura 4.3](#) se utilizará un 1 % de mantención para obras civiles, un 8 % para maquinarias y equipos, 4 % para electrotecnia y control. Para el cogenerador se utilizará 6 % (7) y un ítem llamado "Otros" para la consideración de seguros a las instalaciones con un 1 % para este estudio.

Otros costos operacionales asociados a la planta de biogás, son los costos por demanda eléctrica y térmica que se requiere para la mantención de las condiciones operacionales de la planta.

Tabla 4.5: Consumo energético del proceso
(18)

Ítem	Rango
Consumo de electricidad (%)	5-10
Consumo de calor (%)	20-40

Para este caso se considerará que el consumo de electricidad de la planta es de un 10 % de la energía eléctrica total generada y el consumo de calor que se utiliza para mantener la temperatura del biodigestor en las condiciones ideales será de un 30 % de la energía térmica total generada.

El agua que se utiliza para formar el afluente utilizado en el biodigestor también se considera parte de los costos operacionales. Para este estudio, se buscarán los precios históricos del agua en la región del Maule y se multiplicará éste por la cantidad de litros utilizados al año, obteniendo así, el costo operacional anual de agua.

Para un análisis completo, se deberá evaluar la vida útil de la planta cogeneradora y el interés anual que se utilizará para los cálculos.

A partir de todo lo señalado con anterioridad, se calculará el costo específico de generación, que tendrá unidades $\left[\frac{US\$}{kWh}\right]$, que servirá para comparar el costo de generación con respecto a los otros energéticos.

4.9. Evaluación Económica

Para analizar la viabilidad económica del proyecto se utilizará la siguiente metodología de indicadores de inversión:

1. *Período de Recuperación de la Inversión (Payback)* Este indicador entrega el tiempo que tarda el proyecto en recuperar la inversión. Se calcula de la forma:

$$0 = -I_o + \sum_{i=0}^{t=Payback} F_i \quad (4.15)$$

Donde I_o es la inversión inicial, F_i es el flujo de efectivo para el período i y t es el período de recuperación de la inversión.

2. *Valor actual Neto (VAN)* Representa los flujos de efectivo del proyecto, traídos a valor actual. Se calcula de la forma:

$$VAN = -I_o + \sum_{i=0}^n \frac{F_i}{(1 + \delta)^i} \quad (4.16)$$

Donde n es la cantidad de períodos del proyecto y δ la tasa de descuento.

Para la toma de decisiones, es necesario conocer los escenarios que puede tomar este indicador, los que serán utilizados en el análisis.

Tabla 4.6: Interpretación del VAN y toma de decisiones.

Valor	Significado y Decisión
$VAN < 0$	La inversión producirá pérdidas, por lo que el proyecto no debiera ser aceptado.
$VAN = 0$	La inversión no producirá beneficios ni pérdidas, por lo que no tiene ningún resultado económico.
$VAN > 0$	La inversión produce beneficios sobre la rentabilidad exigida, por lo que el proyecto puede aceptarse.

3. *Tasa Interna de Retorno (TIR)* Representa la tasa de descuento que proporciona un proyecto con un VAN igual a cero, es decir, la tasa a la cual los costos de inversión producen beneficios de la inversión, o también visto como el rendimiento del proyecto. La TIR se calcula de la forma:

$$VAN = -I_o + \sum_{i=0}^N \frac{F_i}{(1 + TIR)^i} = 0 \quad (4.17)$$

Con I_o la inversión inicial, F_i es el flujo de caja en el año i , VAN es el valor actual neto y TIR la tasa interna de retorno. De esta forma, se despeja el valor de la TIR.

Las decisiones y significados de los valores que toma, se describen en la [Tabla 4.7](#)

Tabla 4.7: Interpretación de la TIR y toma de decisiones.

Valor	Significado y Decisión
$TIR < r$	La inversión producirá una rentabilidad menor que la rentabilidad mínima exigida, por lo que no debería aceptarse.
$TIR = r$	La inversión no producirá rentabilidad, por lo que es indiferente su desarrollo.
$TIR > r$	La inversión produce una rentabilidad mayor que la mínima exigida, por lo que el proyecto puede aceptarse.

Un proyecto se considerará rentable entonces, cuando la Tasa Interna de Retorno sea superior al costo de capital y cuando el Valor Actual Neto sea positivo. Cabe destacar, que el VAN mide la rentabilidad absoluta y la TIR mide la rentabilidad en términos relativos.

5 | Análisis Técnico

5.1. Vitivinícola Promedio en Chile

En Chile, la producción de vinos está concentrada principalmente en la zona central del país, hasta la octava región. Para caracterizar una viña promedio en Chile, se utilizarán los valores de hectáreas plantadas en viñedos representativos como lo son Concha y Toro, San Pedro, Santa Rita, Carmen, Santa Carolina, entre otros.(27)

Cabe destacar que para caracterizar una viña promedio se consideraron los viñedos que poseían más de 100 hectáreas plantadas, ya que las alternativas de cogeneración no son económicamente factibles para producciones pequeñas.

Luego, se cruzará la información con la cantidad de hectáreas que poseen las comunas de la región del Maule, que es la que posee un mayor potencial, representando cerca del 36 % de la producción total de vino chilena. Esto con el objetivo de que la cantidad de hectáreas que se determinen para una viña promedio esté dentro de los rangos de producción real en la región del Maule.

En primer lugar, se presenta en la [Tabla 5.1](#) los valores de las hectáreas plantadas por región, mostrando así que la región del Maule concentra la mayor cantidad de hectáreas dedicadas a la producción vinífera, con cerca de 54.000 hectáreas plantadas y 3.721 propiedades dedicadas a la producción vinífera, mientras que para Chile existen 141.918 hectáreas plantadas con fines viníferos.

Por otra parte, se levantó información de las viñas más representativas al año 2014 sobre sus hectáreas plantadas(28), las que son presentadas en la [Tabla 5.2](#). Existen algunas

Tabla 5.1: Cantidad de hectáreas plantadas.
(27)

Regiones	Total [ha]	Nº de Propiedades
Tarapacá	1,98	1
Antofagasta	4,97	16
Atacama	57,01	11
Coquimbo	3.289,55	183
Valparaíso	10.061,01	269
Metropolitana	13.057,66	456
Lib. Bdo. O'Higgins	46.414,18	1.872
Maule	53.838,54	3.721
Bío Bío	15.107,34	4.445
La Araucanía	60,98	12
Los Lagos	24,90	6
Total	141.918	10.992

localidades que se repiten, debido a que pertenecen a diferentes viñas, por lo que se consideran por separado.

Es posible notar que las regiones del Lib. Bdo. O'Higgins y del Maule es donde se encuentran las viñas con mayor cantidad de hectáreas plantadas. Este análisis entrega como un valor promedio de 594 hectáreas para una viña en Chile, el que será el valor que se utilizará para los cálculos posteriores.

Luego se contrasta la información con la cantidad de hectáreas plantadas por comuna en la región del Maule, para verificar que el valor de la viña promedio se encuentre dentro del rango de las hectáreas plantadas en dicha región, donde se determina que el promedio es de 1.857 hectáreas por comuna, lo que está dentro del rango determinado. En el [Apéndice D](#) se adjuntan los valores de las hectáreas por comuna en la región del Maule.

5.2. Estimación de Potenciales

5.2.1. Potencial Teórico de Biomasa

La primera estimación que debe hacerse para poder analizar la instalación en una viña promedio de la séptima región, es la del potencial teórico de biomasa existente en la región.

Tabla 5.2: Hectáreas por viñedo.

Planta/Viñedo	Hectáreas
Nueva Aurora	403
Puente Alto	367
Lo Espejo	107
Cachapoal	1.080
Chimbarongo	1.963
Cono Sur	597
Peralillo	87
Las Mercedes	350
Lontué	820
Curicó	530
Lourdes	897
San Javier	1.370
Maipo	1.282
Punitaqui	131
Casablanca	109
Casablanca	199
Buin	355
Pirque	134
Alhué	333
Peralillo	322
Pumanque	550
Marchigüe	348
Río Claro	185
Molina	1.064
Pencahue	743
Chépica	223
El Rosario de Naltahua	608
El Huique	319
Santa Teresa	208
Viñamar	295
Finca La Celia	379
Miguel Torres	445
Viña Santa Carolina S.A.	2.000
Viña Ventisquero Ltda.	1.700
Montes S.A.	800
Viña Errázuriz S.A.	358
Viña Luis Felipe Edwards Ltda.	330
Promedio	594

Para ello se utilizarán los datos y ecuaciones expuestas en la [Sección 4.3](#).

Se transforma la cantidad de hectáreas destinadas a vinificación a kilogramos cosechados de uva. A partir de ello, es posible estimar la cantidad de biomasa teórica disponible, presentado en la [Tabla 5.3](#).

Con los datos presentados en [Tabla 5.3](#) se puede concluir que existe potencial en la región del Maule, y en cada comuna para la generación de biogás.

Particularmente, para una viña promedio de 594 hectáreas plantadas con vides, se estima una cantidad de biomasa disponible de 1.337 toneladas anuales. Este valor está acorde a la cantidad de biomasa que Viña San Pedro estima para su generación. Cabe mencionar que se está considerando una tasa de kilogramos cosechados mucho menor que la utilizada en San Pedro.

Para ejemplificar, la Viña San Pedro tiene 1.807 hectáreas plantadas en la región del Maule³, las que son utilizadas para generar biogás. San Pedro reporta 9.000 toneladas de materia orgánica disponible, las que si se considera una tasa de 7,5 % de generación de residuos da un total de 120.000.000 kilogramos cosechados. Por lo tanto, con esa cantidad de kilogramos y hectáreas plantadas, Viña San Pedro tiene una tasa de 66.408 kilogramos cosechados por hectárea.

Por otra parte, utilizando los valores de Concha y Toro, los que fueron expuestos en el [Apéndice A](#), se tienen 9.125 hectáreas cultivadas y 257.200.000 kilogramos cosechados, lo que da una tasa de 28.186 kilogramos cosechados por hectárea.

Por lo tanto, el valor de 30.000 kilogramos utilizados en este estudio es un valor conservador, pero que aplica a viñas que son un poco más grandes, como la viña San Pedro y Concha y Toro, donde se espera que los procesos productivos sean más eficientes que el resto, generando así una mayor cantidad de producción por hectárea, y por ende, escalas mayores de residuos.

³ Asumiendo que para generar biogás sólo utiliza las hectáreas de la región del Maule, ya que traer de otra región le significaría costos adicionales.

Tabla 5.3: Cantidad de kilogramos cosechados y biomasa teórica disponible por comuna en la región del Maule.

Comunas	kilogramos cosechados por comuna	Biomasa teórica disponible [ton/año]
Cauquenes	193.649.910	14.524
Chanco	15.000	1
Colbún	2.039.400	153
Constitución	1.737.900	130
Curepto	15.671.700	1.175
Curicó	102.943.140	7.721
Empedrado	1.119.540	84
Hualañé	20.628.600	1.547
Licantén	3.501.000	263
Linares	16.222.800	1.217
Longaví	7.981.500	599
Maule	36.879.390	2.766
Molina	168.277.800	12.621
Parral	13.238.400	993
Pelarco	4.771.800	358
Pencahue	140.979.300	10.573
Rauco	40.596.000	3.045
Retiro	23.181.300	1.739
Río Claro	67.290.900	5.047
Romeral	22.903.410	1.718
Sagrada Familia	136.572.030	10.243
San Clemente	82.126.860	6.160
San Javier	243.328.650	18.250
San Rafael	31.437.300	2.358
Talca	83.313.840	6.249
Teno	34.812.900	2.611
Vichuquén	2.001.000	150
Villa Alegre	93.483.360	7.011
Yerbas Buenas	24.451.500	1.834
Total regional	1.615.156.230	121.137

Con estos valores de biomasa, se podrá calcular más adelante, la cantidad de carga que podrá tener el biodigestor y estimar las dimensiones de éste.

5.2.2. Estimación Potencial Teórico de Biogás

Teniendo los valores de cantidades teóricas de biomasa disponible, se estima el potencial teórico de biogás a partir de lo presentado en la [Ecuación 4.5](#) junto con el potencial teórico de metano. ([Ecuación 4.6](#))

Con los valores estimados en la [Tabla 5.4](#), es posible decir que las comunas de Cauquenes, Curicó, Molina, San Javier, Sagrada Familia y Penciahue poseen un mayor potencial con respecto al resto de las comunas de la región. En total, el país posee 223.520.850 [$m^3/año$] de biogás teórico disponible, del cual la región del Maule posee casi el 51 % del potencial.

De manera particular, para la viña promedio de 594 hectáreas, se tiene un potencial de 936.061 [$m^3/año$] de biogás teórico disponible con 580.358 [$m^3/año$] de metano teórico disponible.

En la siguiente subsección se calcularán los valores en función de las disponibilidades y facilidades de recolección y procesamiento.

5.2.3. Potenciales Teóricos en Función de la Disponibilidad

Se calcularán estos datos a partir de lo planteado en la [Sección 4.5](#), donde se muestran las disponibilidades mínimas y máximas del potencial teórico de biogás para cada comuna. Estos valores potenciales se presentan en el [Apéndice E](#).

Si se suman los potenciales de todas las comunas que tienen igual o más de 594 hectáreas de producción (valor de la hectárea promedio) se tiene un potencial mínimo de 64.967.960 m^3 y un máximo de 77.149.452 m^3 de biogás al año. En particular, para la viña promedio se tiene una disponibilidad mínima de 748.849 y máxima de 889.258 m^3 de biogás al año.

Tabla 5.4: Potencial Teórico de Biogás y Metano por comuna.

Comunas	Potencial Teórico de biogás [m ³ /año]	Metano Teórico disponible [m ³ /año]
Cauquenes	10.166.620	6.303.305
Chanco	788	488
Colbún	107.069	66.382
Constitución	91.240	56.569
Curepto	822.764	510.114
Curicó	5.404.515	3.350.799
Empedrado	58.776	36.441
Hualañé	1.083.002	671.461
Licantén	183.803	113.958
Linares	851.697	528.052
Longaví	419.029	259.798
Maule	1.936.168	1.200.424
Molina	8.834.585	5.477.442
Parral	695.016	430.910
Pelarco	250.520	155.322
Pencahue	7.401.413	4.588.876
Rauco	2.131.290	1.321.400
Retiro	1.217.018	754.551
Río Claro	3.532.772	2.190.319
Romeral	1.202.429	745.506
Sagrada Familia	7.170.032	4.445.420
San Clemente	4.311.660	2.673.229
San Javier	12.774.754	7.920.348
San Rafael	1.650.458	1.023.284
Talca	4.373.977	2.711.865
Teno	1.827.677	1.133.160
Vichuquén	105.053	65.133
Villa Alegre	4.907.876	3.042.883
Yerbas Buenas	1.283.704	795.896
Total regional	84.795.702	52.573.335

Como se concluye con los cálculos realizados con anterioridad, se determina que una Viña de 594 hectáreas productivas posee potencial de biogás considerable para ser analizada la generación de biogás y energía para los requerimientos energéticos de una viña.

5.3. Requerimientos Energéticos

Para poder estimar los valores y tamaños de las maquinarias a utilizar para la cogeneración, es necesario estimar primeramente los requerimientos energéticos que tienen las viñas, en especial la que se determina como viña promedio para este estudio.

En primera instancia, no se encontró valores de los requerimientos energéticos de las viñas, pero se encontró la cantidad de energía eléctrica y térmica que la viña San Pedro utiliza en sus procesos productivos de vino.

San Pedro reporta dos indicadores de consumo directo de energía eléctrica y térmica.(41)

- Intensidad Energía Eléctrica [kWh/Hls Vino]: 6,91
- Intensidad Energía Térmica [kWh/Hls Vino]: 20,9

Como estos valores se encuentran expresados para hectolitros de vino, es necesario calcular cuántos hectolitros es posible producir en las 594 hectáreas productivas de una viña. En la memoria anual de VSPT Wine Group, producen una cantidad de 1.903.743 hectolitros en 4.208 hectáreas productivas, por lo que se hace la relación para las 594 hectáreas productivas, obteniendo un valor de 268.731 hectolitros a producir.

Es así como es posible calcular los requerimientos energéticos con los valores de Intensidad de Energía expuestos con anterioridad. Quedando de la forma:

$$\text{Requerimiento Eléctrico} = 6,91 \cdot 268.731 = 1.856.931[\text{kWh}/\text{anual}] \quad (5.1)$$

$$\text{Requerimiento Térmico} = 20,9 \cdot 268.731 = 5.616.478[\text{kWh}/\text{anual}] \quad (5.2)$$

Por lo tanto, se requieren 154.744 kWh/mes eléctricos y 468.040 kWh/mes térmicos. Estos valores ayudarán a estimar la capacidad del motor de cogeneración que se utilizará. Estos valores vienen a representar las cargas eléctricas y térmicas que ayudan a confeccionar la curva de carga anual. En este caso, como no se tienen los valores diarios ni mensuales, la curva quedaría como una recta paralela al eje de las abscisas con los valores de 157.744 y 468.040, respectivamente.

Además, se considerarán 7.884 horas plenas de carga, lo que corresponde a que el motor de cogeneración estuviera funcionando el 90 % del año, mientras que el 10 % restante se le atribuye a la realización de mantenciones.

5.4. Selección de tecnologías

Para poder estimar la viabilidad de la instalación de una planta de biogás en una viña promedio chilena, se deben determinar las tecnologías más adecuadas para el tipo de funcionamiento y carga que se espera generar.

Como se detalló con anterioridad, existen diversos ciclos en los cuales pueden operar los motores de cogeneración. El que se utilizará en este caso es el motor de combustión interna, por su alto rango de funcionamiento.

En primera instancia, se analizan los valores obtenidos para la curva de carga ($157.744 \text{ kWh}_e/\text{mes}$ y $468.040 \text{ kWh}_{th}/\text{mes}$) y se busca en el mercado tecnologías de cogeneración que sean compatibles con el biogás, ya que la mayoría de ellas está pensada para un funcionamiento con gas natural.

Dentro de las alternativas se encuentra 2G Energy AG y Zeppelin Power Systems. Ambos poseen motores de generación a partir de biogás, por lo que se estudian las diversas alternativas que se presentan a continuación.

Primero se presentan las alternativas de 2G Energy AG, el que posee una amplia gama de motores a base de biogás, los que son expuestos en la [Tabla 5.5](#).

Tabla 5.5: Tecnologías de Cogeneración con biogás 2G Energy AG.

(1)

Módulo	Potencia Eléctrica	Potencia Térmica	Eficiencia Eléctrica	Eficiencia Térmica
Filius 104	50 kW	70 kW	35,3 %	49,8 %
Filius 204	64 kW	85 kW	36,1 %	48,0 %
Filius R06	75 kW	89 kW	38,0 %	45,2 %
Filius 106	100 kW	121 kW	38,0 %	45,8 %
Filius 206	150 kW	179 kW	38,2 %	45,6 %
2G KWK 64 BG	64 kW	85 kW	36,1 %	48,0 %
2G KWK 75 BG	75 kW	89 kW	38,0 %	45,2 %
2G KWK 100 BG	100 kW	121 kW	38,0 %	45,8 %
2G KWK 190 BG	190 kW	218 kW	38,7 %	44,4 %
2G KWK 250 BG	250 kW	290 kW	38,8 %	45,0 %
2G KWK 370 BG	370 kW	431 kW	38,8 %	45,2 %
Agenitor 206	220 kW	232 kW	40,6 %	42,8 %
Agenitor 306	250 kW	265 kW	41,0 %	43,5 %
Agenitor 212	400 kW	445 kW	40,1 %	44,6 %
Agenitor 312	450 kW	469 kW	40,6 %	42,3 %
Avus 500a	527 kW	534 kW	41,1 %	41,7 %
Avus 500 plus	550 kW	543 kW	42,5 %	41,9 %
Avus 500c	600 kW	604 kW	41,6 %	41,9 %
Avus 1000a	1067 kW	967 kW	40,9 %	37,1 %
Avus 2000c	2000 kW	2001 kW	42,3 %	42,3 %

Luego, vienen las alternativas que existen por parte de Zeppelin Power Systems, que se presentan en la [Figura 5.1](#).

Power generation – CHP gas engines		
Engine Type	Gas type	Electrical power kWel
CG 132	Natural gas/biogas	400–800
G3500 A	Natural gas	1000 (high temperature level)
G3500 E	Natural gas	1000–2000
CG 170	Natural gas/biogas	1000–2000
G3500 C	Natural gas	1600–2000
G3500 H	Natural gas	1500–2500
CG 260	Natural gas/biogas	3333–4500
GCM34	Natural gas	7800–9800

Coal mine methane on request.

Figura 5.1: Tecnologías de Zeppelin Power Systems.

(43)

Como es posible apreciar en todas las alternativas presentadas, existen algunas que no se analizan debido a que generan una potencia eléctrica mucho mayor de lo requerido energéticamente. Dentro de las alternativas que se evalúan son el modelo Filius 206 con una potencia eléctrica instalada de 150 kW y el modelo 2G KWK 190 BG que tiene una potencia eléctrica instalada de 190 kW.

Cabe destacar que la elección de estas alternativas se debe a que se le da al proyecto el enfoque de consumo propio de energía generada. Finalmente, se escoge el motor 2G KWK 190 BG ya que posee una capacidad mayor de generación. Todos los cálculos que se hagan en adelante estarán considerando esta tecnología.

5.5. Cálculos de Potenciales de Generación

5.5.1. Cálculo Energía Térmica Recuperada

A partir de lo expresado en la [Subsección 4.7.1](#) se calcula la energía térmica que es posible recuperar a partir del motor de cogeneración con potencia térmica de 218 kW.

Utilizando la [Ecuación 4.9](#) se estima que la energía térmica generada con un rendimiento térmico de un 44,4 % es de 1.971.856 kWh/anales.

Si este valor es llevado a un monto mensual, se tienen 164.216 kWh/mensuales, el cual está acorde al calculado con anterioridad para los requerimientos térmicos de una viña de

594 hectáreas productivas, aunque no cubre todos los requerimientos cubre alrededor del 35 % de éstos.

5.5.2. Cálculo Energía Eléctrica Recuperada

Para el cálculo de la energía eléctrica generada, se utilizará lo expresado en la [Subsección 4.7.2](#). Para un motor de cogeneración con potencia eléctrica de 190 kW y rendimiento eléctrico de 38,7 % se tiene una energía de 1.497.960 kWh/anuales.

Si se lleva a un valor mensual, se obtiene 124.830 kWh/mensuales, valor que está por debajo del requerimiento eléctrico por una diferencia de 29.914 kWh/mensuales.

Cabe recordar que este valor está determinado por la cantidad de biomasa disponible, por lo que el intentar aumentar la capacidad del motor no es factible, ya que no se cuenta con mayor cantidad de biomasa.

5.5.3. Energía Total

La energía total generada es la suma de la energía térmica recuperada o disponible con la energía eléctrica recuperada o disponible.

En este caso en particular, la energía total generada es de 3.469.816 kWh/año, mientras que según las estimaciones la energía requerida sería de 7.473.409 kWh/año, por lo que la generación representaría un 46 % de los requerimientos energéticos.

5.6. Requerimientos para la Generación

5.6.1. Consumo de Biogás

Es claro que para la producción de energía a partir de la cogeneración y los residuos vitivinícolas, es necesario estimar el consumo de biogás que se requiere para llevarlo a cabo. Para ello, inicialmente es necesario determinar el poder calorífico del biogás, el que es calculado usando la [Ecuación 4.12](#).

Reemplazando los valores en la fórmula, siendo 0,62 la fracción de metano en el biogás y 35,98 [MJ/Nm³] el poder calorífico promedio del metano, resulta un poder calorífico del biogás de 22,31 [MJ/Nm³]. Este valor se convierte para que quede en 6,20 [kWh/Nm³].

Teniendo el poder calorífico del biogás, es posible estimar el consumo de biogás a partir de la siguiente fórmula:

$$\text{Consumo de biogás} = \frac{E_{\text{eléctrica}}}{\text{Rend. Eléc.} \cdot \text{Pod. Calorífico}} \quad (5.3)$$

Donde, reemplazando se obtiene:

$$\text{Consumo de biogás} = \frac{1.497.960 \text{ [kWh/año]}}{0,387 \cdot 6,20 \text{ [kWh/Nm}^3\text{]}} = 624.306 \text{ [m}^3\text{/año]} \quad (5.4)$$

Lo siguiente que se debe hacer es determinar la carga de biomasa requerida para producir el biogás que se utilizará para la generación de energía.

Como ya se ha verificado que existe potencial de generación de biogás, y además, la capacidad de generación de energía a partir de ella, es necesario estimar los requerimientos de biomasa para la generación energética estimada en las secciones anteriores. Para poder determinar esto, se debe seleccionar inicialmente la tecnología a utilizar como biodigestor, el período en que es factible obtener biomasa y determinar algunas condiciones para la gestión de residuos.

5.6.2. Selección de Tecnología de Biodigestor

Existen diversos tipos de biodigestores que varían según grado de complejidad y utilización. Dentro de los biodigestores más simples se encuentran los discontinuos y los más complejos poseen dispositivos que permiten su carga constante, control de temperatura y agitación de las cargas.

Según su tipo de carga se clasifican de la forma(19):

1. Continuos: Se refiere a los digestores donde la carga es un proceso ininterrumpido, es decir, que tanto lo que entra como lo que sale es una constante en el tiempo,

produciendo cantidades uniformes de biogás. Ideal para aplicaciones industriales, este tipo además, es más complejo debido a que como trata grandes cantidades de fluidos, por ende, su proceso es más controlado, proporcionándoles calefacción y agitación.

2. Semi Continuos: En este tipo de digestores, se realiza una primera carga de gran volumen, para luego realizar nuevas cargas que son más pequeñas y que están en función de su tiempo de retención hidráulico y el volumen del digestor. En general, la descarga del efluente es en la misma proporción del afluente incorporado.
3. Discontinuos o Tipo Batch: Se refiere a los digestores donde la carga se realiza una sola vez o lote. Una vez que la carga fermenta, la cantidad de materias primas disminuye y el rendimiento de generación de biogás disminuye en cantidades considerables, se debe vaciar el biodigestor, para luego alimentarlo nuevamente para comenzar un nuevo proceso de fermentación.

Para escoger el tipo de biodigestor a utilizar, se debe tener en cuenta además, el tipo de sustrato que se cargará en ellos. Éstos están en función de su apariencia física, grado de concentración y dilución, y algunas características cuantitativas como su porcentaje de sólidos totales (ST), sólidos volátiles (SV) y su demanda química de oxígeno (DQO).

En primera instancia están los sustratos de clase 1, conformados por residuos sólidos, es decir, cuentan con un porcentaje de sólidos totales (ST) mayor a un 20 %. Éstos son degradados eficientemente en digestores tipo Batch.

Luego, se encuentran los sustratos de clase 2, que son lodos altamente viscosos y contaminados. Poseen un porcentaje de sólidos totales de entre un 5 y 10 %, y son degradados eficientemente por digestores de operación continua.

Los sustratos de clase 3, presentan un porcentaje de dilución mayor, y por ende, una demanda química de oxígeno menor. Éstos sustratos son tratados en digestores de alta eficiencia, es decir, de filtro anaerobio.

Por último, se encuentran los sustratos de clase 4, que presentan un alto contenido de demanda química de oxígeno. Son degradados en digestores aerobios para obtener una mayor eficiencia en el proceso.

A continuación, se presenta en la [Figura 5.2](#) un cuadro resumen con la clasificación de los sustratos.

Características	Clase	Tipo de Sustrato	Características Cuantitativas
Sólido	1	Basura Doméstica	> 20 % ST 40-70 % Fracción Orgánica
		Estiércol Sólido	
		Restos de Cosecha	
Lodo altamente contaminado, alta viscosidad	2	Heces Animales	100-150 g/l DQO 5%-10% ST 4%-8% SV
Fluidos con alto contenido de sólidos suspendidos (SS)	3	Heces Animales de cría y levante diluido con agua de lavado	3-17 g/l DQO 1-2 g/l SS
		Aguas residuales de mataderos	
Fluidos muy contaminados, sólidos en suspensión	4	Aguas residuales de agroindustrias	5-18 g/l DQO
		Aguas Negras	4-500 g/l DQO

Figura 5.2: Clasificación de Sustratos para Digestión Anaeróbica.
(19)

A partir de la información expuesta, se concluye que el tipo de biodigestor que se ajusta a las características del proyecto es el de carga continua o tipo Batch.

Este tipo de biodigestor consiste en una serie de depósitos herméticos que están conectados a una salida de gas, para almacenar el biogás producido. La idea de este tipo de biodigestor es contar con más de un digestor, de manera de tener uno de ellos en carga o descarga, y el resto de ellos en producción de biogás.

Ideal para materia prima sólida y seca, donde la carga de los residuos que ya se han estabilizado se realiza una vez que finaliza la producción de biogás. Además, es ideal para materia prima que se presenta en forma intermitente.

Se presentan además, algunas ventajas de utilizar un digestor tipo Batch:(19)

1. Se utiliza menores cantidades de agua en el orden de un 60-80 %, comparado con digestores continuos o semi continuos.
2. Se utiliza un menor volumen de digester, dado que la materia prima tiene un mayor porcentaje de secado.
3. No necesita tener dispositivos de agitación ni anti costra.
4. Es menos propenso a cambios bruscos de temperatura.
5. El bioabono generado en el digester es en su mayor parte sólida, por lo que tiene mayores facilidades para su uso en los suelos.
6. Es posible construir el biodigestor sobre tierra o semi enterrado.

En el [Apéndice F](#) se presenta un modelo simple del biodigestor tipo Batch. Cabe destacar que para este tipo de biodigestor, no es necesario estimar la Velocidad de Carga Orgánica ni el tiempo de retención hidráulico definidos en los Parámetros Básicos de Operación, debido a las condiciones de carga y descarga, que se realizan una vez terminando el proceso anterior.

Por último, este tipo de biodigestores trabaja con rangos de temperatura y tiempos de fermentación anaeróbica, en el cual se encuentran tres tipos de fermentación, los que son presentados en la [Figura 5.3](#).

Fermentación	Mínimo	Óptimo	Máximo	Tiempo de fermentación
Psychrophilica	4-10 °C	15-18°C	20-25°C	Sobre 100 días
Mesophilica	15-20 °C	25-35°C	35-45°C	30-60 días
Thermophilica	25-45°C	50-60°C	75-80°C	10-15 días

Figura 5.3: Temperaturas y Tiempos de Fermentación Anaeróbica.

(19)

La fermentación psicrófila no ha sido muy promovida, debido al gran tamaño necesario para el digester. La fermentación mesófila es la más común, debido a que es más estable que la fermentación termófila. En este caso, se asumirá que es una fermentación

mesofílica con un período de fermentación de 45 días en promedio, para los cálculos futuros, y se considerarán dos biodigestores a instalar.

5.6.3. Requerimientos de Biomasa

Como se detalló en el proceso productivo de la industria vitivinícola, existen ciertos periodos donde se realiza la poda y cosecha de la uva. En Chile, este período ocurre entre los meses de Enero y Abril, por lo que su período de recolección es bastante acotado.

Por otra parte, los requerimientos energéticos de un viñedo se presentan durante todo el año, debido a que los períodos de fermentación de los vinos tienen diferentes duraciones a las de la vendimia, por lo que al calcular los requerimientos energéticos se estimó un valor anual.

En primera instancia, y como se realizó en la [Subsección 5.6.1](#), se estimaron los consumos de biogás necesarios para producir los requerimientos energéticos calculados con anterioridad. Ahora se calcularán los requerimientos de biomasa necesarios para la generación energética.

Teniendo el valor de consumo anual de biogás, se tomó este valor y se llevó a un consumo diario de m^3 de biogás que debe ser suministrado al motor de cogeneración a partir de biodigestor. Como este proceso de fermentación tiene un periodo de 45 días, se generarán $39.019 m^3$ /carga con 16 cargas anuales.

La cantidad total de biomasa que la viña promedio es capaz de generar, es de 1.337 toneladas anuales de materia orgánica. Estos 1.337 se generan entre enero y abril de cada año, por lo que en promedio, se generan 334,25 toneladas mensuales o, visto de otra forma, 11,14 toneladas diarias de materia orgánica. Se considera entonces, que sólo durante los primeros cuatro meses del año se poseerá materia orgánica fresca, por lo que la cantidad de materia orgánica que no sea depositada en el biodigestor se debe almacenar para su posterior uso.

Para poder generar dicha cantidad de m^3 de biogás, es necesario cargar con 55,74 toneladas de materia orgánica cada biodigestor. Con la tasa de generación de materia

orgánica indicada, de 11,14 toneladas diarias, se necesitan 5 días para tener la materia orgánica suficiente para cargar un biodigestor.

Se considera además, que como se está trabajando con materia orgánica, ésta va perdiendo humedad a medida que pasa el tiempo, por lo que se considera una tasa de pérdida de humedad de un 5 % a partir del segundo mes en adelante desde la fecha de generación del residuo. (7)

Se configuran los dos biodigestores, de manera que cuando uno de ellos esté en carga o descarga, el otro se encuentre en plena generación de biogás. Para ello, a partir del día 5 comienza a funcionar el primer biodigestor con las cosechas diarias acumuladas. Luego, a partir del día 30, se pone en funcionamiento el segundo biodigestor, de manera de tener una brecha de 25 días entre un biodigestor y el otro.

Por lo tanto, queda una configuración de 16 cargas a realizar a los biodigestores, donde se va alternando la generación con una diferencia de entre 20 y 25 días entre los periodos. Se considera dentro de la alternativa, la generación de una nueva carga, para cerrar el período de generación en un año, debido a que sólo después del día 50 se terminará el primer período de fermentación, por lo tanto la generación de biogás, pero para términos económicos ésta última no se considera.

En el [Apéndice G](#) se adjunta la tabla con los valores calculados para cada carga y los excedentes y/o déficit que se producen de materia orgánica. Además, se explican los valores obtenidos.

Por lo tanto, con la cantidad de biomasa generada, es posible cargar durante todo un año dos biodigestores con cargas de 55,74 toneladas. Cada carga, permite generar la energía requerida para 23 días de funcionamiento.

5.6.4. Volumen de los biodigestores

Con los valores calculados anteriormente de cargas de 55,74 toneladas, se estima el tamaño del biodigestor en el cual debe ir una mezcla conformada por la biomasa y agua, en las proporciones correspondientes al tipo de biomasa que se está utilizando.

En la biomasa, se recomienda una relación de agua-biomasa de entre 1:1 a 1:2 para que las bacterias y microorganismos funcionen efectivamente. En este caso en particular se trabajará con la relación 1:2 para que la producción de biogás no se vea limitada y se puedan digerir cantidades razonables de materia orgánica.(19)

Por lo tanto, para las cargas de 55,74 toneladas de biomasa, es decir, 55.740 kilogramos de materia orgánica se necesitan 111.480 litros de agua por carga para cada biodigestor. Esto equivale a tener un total de 167.220 litros por carga, es decir, cada biodigestor debe tener un volumen aproximado de 167,22 m^3 para operar y producir las cantidades requeridas de biogás.

5.7. Análisis Legislativo

Con respecto al marco normativo que poseen los proyectos de cogeneración, en Chile se encuentran diversos permisos con los que deben cumplir, como cualquier proyecto de generación eléctrica. A continuación se mostrarán relacionadas con el tipo de proyecto analizado.

En primera instancia existen los reglamentos para el manejo de combustibles. Para el biogás se encuentra el Decreto Supremo N° 119 del año 2016 generado por el Ministerio de Energía, “Reglamento de seguridad de las plantas de biogás e introduce modificaciones al reglamento de instaladores de gas”. Dicho documento habla de la reglamentación con la que deben contar las plantas de biogás en términos de construcción y operación, para velar por la seguridad de las personas y bienes, debido a que existen riesgos asociados a la diversidad de tecnologías utilizadas, modelos de uso y materias primas con diversos estándares de seguridad.

Por otra parte, todas las plantas de biogás deben ser inscritas en el registro de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), debido a la Ley 20.339 del Ministerio de Minería de 1978. Esto aplica a:(34)

1. Toda planta de biogás, donde se realizan procesos de digestión anaeróbica de residuos orgánicos, que comprenden desde la etapa de recepción y manejo del sustrato,

hasta el uso, consumo o quema del biogás producido, incluyendo los artefactos que combustionan dicho gas.

2. Toda planta que utiliza, consume o quema biogás proveniente de rellenos sanitarios u otros sistemas de disposición de residuos orgánicos.
3. Toda planta de biogás que suministra a redes de transporte y/o distribución de gas por red.
4. Toda planta de biogás donde dicho combustible se utiliza como suministro en plantas de generación y/o cogeneración de energía.

Para esto, se debe rellenar y presentar la Declaración de Plantas de Biogás TCB1, disponible en la página web de la SEC.

Además, en la normativa para equipos, se encuentra el Decreto 10 del año 2013. Reglamento de Calderas, autoclaves y equipos que utilizan vapor de agua(38). Decreto que reemplaza y deroga al DS 48 de 1984, que establece los requisitos mínimos para las calderas, sus componentes y accesorios relativos a los sistemas de combustión.

Con respecto a la normativa para instalaciones eléctricas, se tiene la Norma Chilena NCh4 del año 2003 de la SEC Electricidad- Instalaciones de consumo en Baja Tensión, la cual fija las condiciones mínimas de seguridad para las instalaciones eléctricas de consumo en baja tensión, con el propósito de resguardar la seguridad de las personas que operan o hacen uso de ellas, además de preservar el medio ambiente que las rodean(33).

Existe también, la Norma Eléctrica 2/84, que establece las disposiciones técnicas que se deben cumplir en la elaboración y presentación de proyectos u otros documentos relacionados con instalaciones eléctricas.(37)

En cuanto a la normativa ambiental y sanitaria, está el Artículo 83 del DFL 725, relacionado con la realización de informes sanitarios.(Ministerio de Salud Pública)

En la normativa para la Generación y Venta de Electricidad, se encuentra el DFL N°4 del año 2006: Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) que(24)

“Regula las concesiones y permisos, el transporte de energía eléctrica, la explotación de los servicios eléctricos y el suministro y las tarifas” ()

dentro del cual, existen reglamentos y normas que lo apoyan como:

- Ley 20.571 (Net Billing): La que permite la inyección de excedentes obtenidos en la generación eléctrica a los sistemas de distribución.
- Ley 20.698: La que propicia la ampliación de la matriz energética mediante fuentes renovables no convencionales.
- Instrucción técnica RGR N°05/2017, indica los requerimientos para el diseño, ejecución, inspección y mantenimiento de las instalaciones eléctricas de cogeneración eficiente que se deben comunicar a la SEC para ser conectadas a la red de distribución(SEC).

Finalmente, están los Reglamentos y artículos que definen la Cogeneración, donde se encuentra el Decreto Supremo N°6 del año 2015 Ministerio de Energía “Reglamento que establece los requisitos que deben cumplir las instalaciones de cogeneración eficiente”, en el cual se establecen los requisitos para la generación de energía eléctrica y calor en un solo proceso de elevado rendimiento energético, cuya potencia máxima suministrada a un sistema eléctrico sea inferior a 20.000 kilowatts.(15)

6 | Análisis Económico

Para la evaluación económica es necesario tener a la vista todas las alternativas de comercialización y valorización de los productos y servicios asociados a la producción de biogás.

6.1. Valorización de Productos Generados en las Plantas de Biogás

En primera instancia se puede valorizar la energía eléctrica y térmica generada en la planta. Esto se define para el autoconsumo, y en caso de excedentes en el consumo eléctrico, se consideraría la inyección de energía a la red, por lo tanto, se evaluaría el Net-Billing.

Además, se puede valorizar el digestato generado para su utilización como fertilizante orgánico de las viñas.

Por lo tanto, se analizarán los puntos siguientes:(18)

1. Ingresos por energía y potencia eléctrica.
2. Ingresos por energía térmica de cogeneración
3. Ingresos por sustitución de otros combustibles.
4. Ingresos por digestato como abono.
5. Ingresos por concepto de tratamiento y disposición de residuos.

6.1.1. Ingresos por energía y potencia eléctrica

En caso de que la energía eléctrica producida por la planta de biogás no sea consumida, es posible inyectarla a la red de distribución, a partir del Net-Billing o Generación Distribuida, la cual entró en vigencia el año 2014 bajo la Ley 20.571.

En este caso en particular, no es viable este tipo de ingreso, ya que se pretende instalar un sistema de cogeneración de 190 kW, mientras que uno de los requisitos de la Generación Distribuida se debe tener equipos de hasta 100 kW de potencia en cogeneración eficiente.

Por lo tanto, lo que habría que valorizar, es la cantidad de kWh que son ahorrados de manera anual al instalar una planta de biogás y estimar los ahorros económicos en los que se incurre.

6.1.2. Ingresos por energía térmica de cogeneración

Dentro de los sistemas de cogeneración, donde se produce energía eléctrica y térmica, existe una pequeña porción que debe ser utilizada para mantener las condiciones de operación óptimas en los biodigestores, ya que necesitan de temperaturas por sobre los 25° C para mantener una generación constante.

Se determina entonces, que un 30 % de esta energía térmica es utilizada en los meses de invierno (mayo, junio, julio y agosto).

Con respecto a la venta a terceros de energía térmica, se determina que es un aspecto difícil de evaluar, ya que no se poseen precios de referencia para este tópico. Además, la venta de este tipo de energía conlleva la creación de una red de tuberías de distribución, donde debido a que la zona posee grandes distancias entre viñas, no es factible a priori.

6.1.3. Ingresos por sustitución de otros combustibles

Otra forma de valorizar la energía es mediante el cálculo de la cantidad de combustibles sustituidos al utilizar biogás en la generación de energía.

La sustitución puede darse en combustibles como gas natural, metano, propano, butano, electricidad desde la red, carbón y petróleo.

Se tiene las equivalencias de los distintos tipos de combustibles con respecto a 1.000 m^3 de biogás, como sigue en la siguiente figura.

Combustible	Kcal/ m^3	Kcal/kg	Cantidad equivalente a 1.000 m^3 de biogás
Biogás	5.335	-	1.000 m^3
Gas Natural	9.185	-	851 m^3
Metano	8.847	-	603 m^3
Propano	22.052	-	242 m^3
Butano	28.588	-	187 m^3
Electricidad	860 kcal/kWh	-	6.203 kWh
Carbón		6.870	776 kg
Petróleo		11.357	470 kg

Figura 6.1: Equivalencias de combustibles.

(18)

En las secciones anteriores, se calculó un consumo de biogás de 624.306 m^3 anuales para la generación de energía. Con la cantidad de energía eléctrica generada a partir del motor de cogeneración, se tiene que se ahorrarán 1.497.960 kWh al año de energía eléctrica.

Esto, utilizando un valor de 62,3 USD/MWh(9) y a 640 CLP/dólar(36), es un ahorro anual de \$53.753.995 CLP o de 83.991 USD anuales. Para la energía térmica su cálculo es un poco más complejo, ya que existen distintos energéticos que pueden ser utilizados para la generación térmica. Dentro de los más utilizados en la industria vinífera se encuentran el gas licuado y el petróleo. Esta información es inferida de los reportes realizados en las Viñas San Pedro y Concha y Toro, donde exponían en sus reportes de sustentabilidad los consumos de energéticos. En el [Apéndice H](#) se adjuntan las imágenes de los consumos de energéticos en ambas viñas.

Se calcula entonces la cantidad de combustible necesario para generar la energía térmica recuperada por el motor de cogeneración de 1.971.856 kWh anuales, donde sólo se considerarán 1.380.299 kWh anuales, debido a que el 30 % de la energía térmica se utilizará para mantener la temperatura del biodigestor.

Teniendo que 1 kcal = 0,0011622 kWh, se transforma el poder calorífico del gas licuado y el petróleo:

$$\text{Gas Licuado} : 6.651 \frac{\text{kcal}}{\text{m}^3} \cdot \frac{0,00116 \text{ kWh}}{1 \text{ kcal}} = 7,73 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^3}$$

ó

(6.1)

$$\text{Petróleo} : 11.357 \frac{\text{kcal}}{\text{kg}} \cdot \frac{0,00116 \text{ kWh}}{1 \text{ kcal}} = 13,17 \frac{\text{kWh}}{\text{kg}}$$

Para poder valorizarlo en dinero es necesario saber los precios históricos del gas licuado y el petróleo, donde se encontraron los valores desde el año 2005 a 2016 para el GLP y el petróleo. Es necesario acotar que existen diversos tipos de petróleo, y para este estudio se utilizó el petróleo N°6, el que es comúnmente utilizado para calderas, motores, hornos, entre otros. En el [Apéndice I](#) se muestran los promedios de los precios históricos de ambos energéticos, y se utilizará \$947 para GLP a granel y \$431 para el petróleo n°6.

Existen diversas combinaciones de utilización de energéticos a evaluar para la generación térmica, por ejemplo que utilice 50 % GLP y 50 % petróleo; o 100 % de uno de ellos. En este caso se utilizarán las proporciones que entrega la Viña San Pedro, ya que de los valores proporcionados por ellos se estimaron los requerimientos tanto eléctricos como térmicos.

La proporción que se utilizará es 3:2 para el petróleo n°6 y GLP, respectivamente. Además, es necesario convertir los kWh que se utilizarán por energético a m^3 , ya que los precios que se tienen están en USD/ m^3 para el petróleo n°6 y \$/kg para el GLP.

De esta forma, para generar 1.380.299 kWh al año, se requieren:

$$\text{Gas Licuado} : 552.120 \frac{\text{kWh}}{\text{anual}} \cdot \frac{1 \text{ m}^3}{7,73 \text{ kWh}} = 71.426 \frac{\text{m}^3}{\text{anual}}$$

ó

(6.2)

$$\text{Petróleo} : 828.180 \frac{\text{kWh}}{\text{anual}} \cdot \frac{1 \text{ kg}}{13,17 \text{ kWh}} = 62.884 \frac{\text{kg}}{\text{anual}}$$

Por lo tanto, de forma particular para el petróleo se considerarán 828.180 kWh anuales equivalentes a 62.884 kg al año y 552.120 kWh anuales para el GLP, equivalentes a

71.426 m³/año. Estos valores fueron calculados a partir de los poderes caloríficos de ambos energéticos, que fueron utilizados en el Balance Nacional de Energía del año 2015.

Así, los ahorros monetarios anuales aproximados son de \$27.103.345 para el petróleo y \$67.640.018 para el GLP, sumando en total \$94.742.931 pesos a anuales.

6.1.4. Ingresos por digestato como abono

Como se explicó en secciones anteriores, dentro de los subproductos que genera una planta de biogás, se encuentra el lodo residual orgánico estabilizado, el que puede ser utilizado como acondicionador y/o biofertilizante de suelos.

La aplicación de este biofertilizante posee nutrientes como nitrógeno, fósforo y potasio principalmente, que ayudan a recuperar los minerales que se pierden en los cultivos. Este biofertilizante se puede comercializar una vez seco.

Para valorizar entonces los ahorros monetarios que conlleva utilizar y/o vender este biofertilizante, se debe conocer el consumo de fertilizantes tradicionales en las viñas.

A partir de las Fichas Técnico-Económicas que posee la Odepa sobre las viñas en ciertas regiones, se estima la cantidad que se debe utilizar para la viña promedio de 594 hectáreas.

En las tablas 6.1 y 6.2 se muestran los valores y fertilizantes utilizados en la región de Valparaíso y de O'Higgins para una hectárea productiva.

Tabla 6.1: Costos de Fertilizantes región de Valparaíso.
(26)

Insumo	Época	Región de Valparaíso		
		Cantidad [kg]	Precio [\$/un]	Costo
Urea	Agosto-Noviembre	150	\$370	\$55.500
Nitrato de potasio	Octubre-Noviembre	100	\$470	\$47.000

Tabla 6.2: Costos de Fertilizantes región de O'Higgins.
(26)

Insumo	Región de O'Higgins			
	Época	Cantidad [kg]	Precio [\$/un]	Costo
Urea	Agosto-Diciembre	250	\$235	\$58.750
Nitrato de potasio	Agosto	180	\$540	\$97.200

Se utiliza como fertilizantes urea y nitrato de potasio para tratar las tierras de los cultivos. Con los valores expuestos en ambas tablas, se puede determinar que se utiliza en promedio 200 kg de urea por hectárea y 140 kg de nitrato de potasio por hectárea. Esto, en dinero equivale a \$60.500 en urea y \$70.700 en nitrato de potasio, ambos valores por hectárea. Para las 594 hectáreas se estima un monto total de \$77.932.800, que serían gastados de manera anual.

Debido a la información disponible en las guías y manuales, no fue posible encontrar el factor de equivalencia entre el biofertilizante y los fertilizantes que se utilizan en el mercado, ya que éstos dependen estrechamente de las composiciones químicas de éstos y las condiciones de las tierras.

Es por ello, que para poder determinar de alguna forma los ingresos del biofertilizante, se considerará que la generación total de éste es vendido en el mercado. El precio de venta utilizado es de 0,07 USD\$/kg (7) y el porcentaje de recuperación de materia orgánica para la generación de biofertilizante es alrededor de un 30 % con respecto a la materia orgánica inicial. Con este valor, se generarían 267.552 kg de biofertilizante, que equivalen a ingresos por \$11.986.330 de pesos anuales.

6.1.5. Ingresos por concepto de tratamiento y disposición de residuos

Bajo este concepto, se consideran los ingresos que se generan al no contratar el servicio de tratamiento y disposición de los residuos de las viñas. En diversos documentos, se tratan los residuos con la quema de éstos en los mismos predios de cultivos, es por esto que no se considerarán ingresos en este tópico.

6.2. Costos Asociados

6.2.1. Costos de Inversión

Un aspecto importante a analizar, son los costos asociados a la instalación de una planta de biogás. En esta instancia, se analizarán los costos de inversión y los costos de operación.

Los costos de inversión se pueden dividir en tres tipos:(18)

- **Inversión en obras civiles:** Corresponde a la construcción de estanques, salas de máquinas y oficinas.
- **Inversión en equipos y materiales nacionales:** Corresponde a la compra de bombas, equipos eléctricos simples, tuberías de acero, PVC, entre otros.
- **Inversión en equipos internacionales:** Corresponde a los equipos de generación para el biogás (grupos generadores o cogeneradores), agitadores, instrumentos de medición, equipos de control y automatización, etc.

A continuación se muestra una tabla con los valores porcentuales de los costos de inversión para distintos tamaños de generación.

Tabla 6.3: Costos de Inversión.
(18)

Item	100 kW	500 kW	1.000 kW
Obras civiles (%)	30 - 35	37 - 45	43 - 50
Maquinarias y equipos (%)	9 - 12	9 - 12	8 - 10
Electrotecnia y control (%)	10 - 12	3 - 5	2 - 3
Grupo Electrógeno (%)	33 - 38	28 - 33	25 - 30
Otros (%)	12 - 15	13 - 15	12 - 15

En este caso en particular, el primero de ellos es el que más se aproxima, debido a que se instalaría una potencia de 190 kW. Además, se posee una aproximación del costo del motor de cogeneración, expuesto en el marco teórico, como sigue:

$$C_{MC} = 1.135 [USD/kWe] \cdot 190 [kW] \cdot 640 [CLP/USD] = \$138.016.000[CLP] \quad (6.3)$$

Así, para los 190 kWe instalados el costo de inversión del motor de cogeneración es de aproximadamente \$138.016.000. Por lo tanto, la tabla de inversiones quedaría de la siguiente forma:

Tabla 6.4: Cálculo Costos de Inversión.

Item	100 kW	Costo de Inversión
Obras civiles (%)	30 - 35	\$146.380.606
Maquinarias y equipos (%)	9 - 12	\$50.187.636
Electrotecnia y control (%)	10 - 12	\$41.823.030
Grupo Electrógeno (%)	33 - 38	\$138.016.000
Otros (%)	12 - 15	\$41.823.030
Costos de Inversión		\$ 418.230.303
Costos específicos \$ /kWe		\$ 2.201.212

Por lo tanto la estimación del costo de inversión asciende a \$418.230.303, para los que se debe buscar el tipo de financiamiento disponible que permita el desarrollo del proyecto.

Estos costos mencionados tienen que ver con toda la parte constructiva de la planta de biogás y que estarían afectas a iva. Por otra parte, existen otros costos asociados a la instalación, pero que no están afectos a iva. Estos son los costos de intangibles, los cuales incluye los costos de obtención de patentes, permisos, patenes, entre otros, que permitirán el efectivo funcionamiento de la planta acorde a la reglamentación actual.

El costo asociado a los intangibles varían entre el 0,8 % y el 1 % (18) de las inversiones totales, por lo que en este caso en particular el costo asciende a \$4.182.303 a ser considerados en el inicio del proyecto.

Además de los costos de inversión, se deben considerar los costos operacionales de la planta de biogás.

6.2.2. Costos operacionales

Dentro de los costos operacionales, existen costos asociados al sustrato, a la energía utilizada por la planta, mantenciones, disposición de residuos, costos de los insumos de operación y los costos del personal asociado.

Para los costos asociados al sustrato, como se está utilizando los residuos generados en la cosecha del proceso productivo del vino y que dichos residuos no se utilizan en otro proceso sino que son quemados, no se tiene un costo o precio unitario asociado.

En tanto a la energía utilizada por la planta, se tiene la energía térmica y eléctrica requeridas para mantener las condiciones operacionales ideales de funcionamiento. De acuerdo los documentos leídos, este valor fluctúa entre el 5 y el 10 % de demanda eléctrica, y entre un 20 y 40 % de demanda térmica, de las energías eléctricas y térmicas producidas respectivamente.(18)

Por lo tanto, se utilizará un 10 % de demanda eléctrica equivalente a 149.796 kWh/ anuales y un 30 % de demanda térmica equivalentes a 591.557 kWh/anuales. En el sector industrial, se tiene un precio promedio de energía eléctrica de 62,3 USD/MWh y la energía térmica asociada al gas natural a 88 USD/MWh, por lo tanto, la valorización de dichas estimaciones sería de \$5.972.666 para la energía eléctrica y de \$33.316.479 para la energía térmica.

Para los requerimientos de personal, se considerará que es necesario trabajar con 3 personas para el funcionamiento de la planta, donde uno de ellos es un técnico en jornada completa y los otros son ayudantes en jornada completa, trabajando 9 horas diarias. Considerando a 8 USD/hr(11) se estima un costo de personal de \$33.177.600 anuales.

Otro costo a evaluar, es la disposición de residuos. En este caso en particular, se considera que el digestato generado es apto para su utilización como fertilizante de las tierras, utilizando su totalidad, por lo que no se consideran estos costos.

En cuanto a los costos de insumos, se deben considerar los insumos que permiten el correcto funcionamiento de la planta. El insumo necesario para el afluente del biodigestor

es el agua, que para una carga del biodigestor se necesitan 111.480 litros, equivalentes a $111,48 \text{ m}^3$ de agua, donde su valor para las 16 cargas que se necesitan durante el año es de 1.784 m^3 .

Para determinar el precio del m^3 de agua, se recopiló los valores históricos de la región del Maule de las distribuidoras disponibles en la región. Las distribuidoras son Aguas del Centro, Aguas San Pedro, Cooperativa Maule, Cooperativa Sagrada Familia, Cooperativa Sarmiento, Nuevosur S.A., donde a continuación se muestra en la [Tabla 6.5](#) los valores promedio del agua potable que se utilizará. En el [Apéndice J](#) se muestran las tablas de los precios de dichas distribuidoras.

Tabla 6.5: Precio del m^3 de agua potable en la región del Maule.

Cargo Fijo	No Punta	Punta
859	402	395

Por lo tanto, el costo asociado al consumo de agua potable para la producción anual de biogás, considerando que el período no punta abarca desde abril a noviembre (11 cargas de $111,48$ cada una) y el período punta desde diciembre a marzo (5 cargas de $111,48$ cada una) es:

$$\text{Costo Agua} = 859 + 111,48 \cdot (11 \cdot 402 + 5 \cdot 395) = \$714.457 \quad (6.4)$$

El costo anual asociado al agua utilizada para las cargas de los afluentes al biodigestor se estima de \$714.457 pesos anuales.

El último de los costos a considerar es el costo de mantención y reparaciones asociadas a los equipos, los cuales se presentan en la [Tabla 6.6](#), que son calculados en base a un porcentaje del costo total de inversión correspondiente al ítem evaluado.

6.3. Financiamiento

Actualmente en Chile, existen diversas alternativas en el mercado para financiar etapas de los proyectos, debido al compromiso adquirido por el Gobierno y la Política Energética

Tabla 6.6: Costos de mantención de equipos.

Ítem	Porcentaje	Costo Anual
Obras Civiles (%)	0,5 - 1	\$1.463.806
Maquinarias y Equipos (%)	4 - 8	\$4.015.011
Electrotecnia y control (%)	2 - 4	\$1.672.921
Cogenerador (%)	6	\$25.093.818
Otros (Seguros) (%)	1	\$418.230
Total de Costos de Mantención		\$ 32.663.787

que tiene un enfoque a mediano - largo plazo, y a fomentar la incorporación de energías renovables no convencionales (ERNC) en la matriz energética del país. Por una parte, existen instancias que financian la prefactibilidad y factibilidad de los proyectos, en las etapas de diseño, estudios de cogeneración, una nueva línea de créditos con tasas preferenciales y en última instancia, el fomento a los proyectos bajo modelo ESCO.

El Ministerio de Energía ha dispuesto una plataforma de búsqueda de alternativas de financiamiento, el cual filtra por tipo de proyecto, región y tipo de uso. A continuación se detallarán algunas alternativas encontradas:

6.3.1. Crédito Banco Estado

Crédito enfocado a fomentar la implementación de proyectos de eficiencia energética y ERNC, para generación de energía o eficiencia energética que permite la mejora en las condiciones de producción de las empresas, con un contrato acorde al ciclo del negocio.(6)

Posee un plazo máximo de contrato de 12 años, donde se financia en \$ o en UF hasta el 80 % del valor neto del proyecto. Este contrato puede tener la modalidad de crédito o leasing, con opción a garantías esatales o reales y que posee una tasa de interés fija durante la vigencia del crédito.

Los requisitos exigidos son los siguientes:

- El cliente debe poseer ficha con la factibilidad técnica del proyecto.
- Ser una Pequeña Empresa, Persona Natural con giro comercial o Persona Jurídica sin protestos ni morosidades vigentes.

- Tener ventas Anuales entre 2.400 y 40.000 UF y contar con más de 2 años de funcionamiento.
- Estar al día con la declaración de impuestos.
- Presentar estado de situación.

Dentro de la documentación exigida para la postulación, se presenta la siguiente:

- Últimas dos Declaraciones de Impuesto a la Renta. Últimos 24 Comprobantes de pago del IVA.
- Últimos dos Balances Tributarios.
- Ficha de validación técnica de proyecto (AChEE)

Para las personas naturales con giro comercial sólo es necesario contar con la Cédula de Identidad. En tanto, para las personas jurídicas necesitan:

- RUT Empresa.
- Cédula de Identidad de los socios y representantes.
- Última Declaración de Impuesto a la Renta de los socios.
- Original o fotocopia legalizada de la Escritura de Constitución de la Sociedad y publicación del Extracto en el Diario Oficial.
- Inscripción del Extracto de la Escritura Pública de Constitución de la Sociedad en el Registro de Comercio respectivo (Extracto Primitivo), con sus Anotaciones Marginales, y Certificado de Vigencia otorgado por el Conservador de Bienes Raíces.

6.3.2. Garantía Corfo Pro Inversión

Enfocada a pequeña o medianas empresas, que requieran financiamiento. Corfo ayuda al respaldo frente a bancos o instituciones financieras para facilitar el acceder a un crédito o préstamo.(13)

Las empresas que pueden postular a esta garantía son las personas naturales o jurídicas con inicio de actividades y que sean productoras de bienes y/o servicios o empresas con ventas hasta UF 600.000 (netas de IVA).

El financiamiento depende del tamaño de la empresa y la operación, facilitando el acceso a crédito o leasing, donde la moneda a utilizar puede estar en pesos, dólares, euros o UF y el plazo de las operaciones debe ser mayor a 36 meses.

6.3.3. Implementación de proyectos piloto mediante modelo ESCO

Concurso que busca fomentar el desarrollo de proyectos de eficiencia energética en el sector industrial y minero, a través de Empresas de Servicios Energéticos (ESCOs) con Contratos de Desempeño Energético del tipo de Ahorros Garantizados.(4)

Para esto la AChEE otorga un cofinanciamiento correspondiente al 70 % del costo de las actividades a desarrollar, con un monto máximo a entregar de \$25.000.000.

Este monto de cofinanciamiento es pagado directamente al beneficiario, mientras que el diferencial entre el monto del cofinanciamiento y el costo total de las actividades, deberá ser financiado por el beneficiario.

Para postular al concurso, pueden hacerlo todas las personas jurídicas con presencia nacional, y que demuestre la capacidad técnica y financiera que la AChEE requiere, sin perjuicio de lo previsto en el artículo 4° de la Ley N°19.886.

Como requisitos generales se tiene:

- El beneficiario deberá acreditar un gasto energético mínimo de \$25.000.000 anuales (neto, sin IVA), a través de la entrega de las copias de las facturas energéticas (electricidad y/o combustibles) que no superen los 14 meses de la fecha de postulación.
- El beneficiario deberá acreditar al menos 3.000 horas de operación anuales.
- Deberá completar toda la información solicitada en los Anexos de estas Bases de Concurso.

Además, se encuentran financiamientos para las etapas previas a la implementación, que son útiles para la evaluación de los proyectos.

6.3.4. Estudios de Factibilidad de Cogeneración

Concurso llevado por la AChEE, que convoca a empresas y consultores que presenten propuestas de Estudios de Factibilidad de Cogeneración.(3)

Se otorga cofinanciamiento en pesos correspondientes al 70 % del costo de las actividades a desarrollar, y que no supere al 10 % del costo del Proyecto de Inversión que se considera en la postulación, con un monto máximo a entregar dependiendo de las siguientes dos situaciones:

- \$10.000.000 si el estudio de pre-factibilidad presentado no haya sido financiado por la Agencia, en otros concursos o líneas de apoyo.
- \$7.000.000 si el estudio de prefactibilidad presentado, haya sido financiado por la Agencia, en otros concursos o líneas de apoyo.

Estos montos de cofinanciamiento serán pagados directamente a las empresas consultoras o al consultor independiente que lleve el estudio. La diferencia entre el cofinanciamiento y el monto total, deberá ser cubierto por el beneficiario. Además, deberán ser ejecutados en un plazo máximo de 90 días.

6.3.5. Concurso Anteproyectos de Inversión en Eficiencia Energética

Concurso llevado por la AChEE, que otorga cofinanciamiento en pesos, que corresponde al 70 % del costo de las actividades a desarrollar y que no supere al 10 % del costo del Proyecto de Inversión, con un monto máximo a entregar de \$7.600.000.(2)

Al igual que en el concurso anterior, el cofinanciamiento es pagado directamente a la empresa consultora o consultor independiente y el diferencial deberá ser cubierto por la empresa beneficiaria.

Para este estudio en particular se considerará como financiamiento el Crédito que otorga Banco Estado, y que determina todas las variables que siguen para la evaluación económica.

6.4. Periodo de Evaluación

A partir del estudio de diferentes manuales, guías, memorias y tesis, se define el periodo de evaluación de 15 años(11), determinado por la vida útil de los equipos a utilizar.

6.5. Depreciación

En general, la vida útil de los equipos de cogeneración y sus asociados se encuentran en torno a los 15 años, pero para estos proyectos se considera la depreciación acelerada. (18)

La vida útil de los diversos equipos se determinó a partir de la tabla de vida útil que presenta el SII (SII). Los valores quedan de la forma:

Tabla 6.7: Vida útil de equipos y depreciación.

Ítem	Vida útil	Depreciación acelerada	Depreciación anual
Obras Civiles	40	13	\$11.260.047
Maquinarias y Equipos	15	5	\$10.037.527
Electrotecnia y control	10	3	\$13.941.010
Cogenerador	15	5	\$27.603.200
Otros	10	3	\$13.941.010

Por lo tanto, la tabla final con los valores anuales de depreciación quedan de la forma:

6.6. Tasa de Interés

Para poder financiar este proyecto, se necesita conocer la tasa de interés a la que estará afecto. Con este valor, se determina el flujo de caja para la obtención de los indicadores económicos que se definieron en el marco teórico que servirían para evaluar la rentabilidad y factibilidad del proyecto.

Tabla 6.8: Tabla de depreciación.

Periodo	Dt	Vt
0		\$418.230.303
1	\$76.782.794	\$341.447.509
2	\$76.782.794	\$264.664.715
3	\$76.782.794	\$187.881.921
4	\$48.900.774	\$138.981.147
5	\$48.900.774	\$90.080.373
6	\$11.260.047	\$78.820.326
7	\$11.260.047	\$67.560.280
8	\$11.260.047	\$56.300.233
9	\$11.260.047	\$45.040.186
10	\$11.260.047	\$33.780.140
11	\$11.260.047	\$22.520.093
12	\$11.260.047	\$11.260.047
13	\$11.260.047	\$ 0

En este caso en particular, se utilizará una tasa de interés del 10 % y una tasa de descuento del 12 %.(11)

Con estos valores, se calcula la amortización y los intereses generados por el crédito otorgado por Banco Estado, cubriendo el 80 % de la inversión por un período de 12 años. Se presenta a continuación la tabla con los datos.

6.7. Flujo de Caja

Teniendo en consideración todos los aspectos detallados con anterioridad, se construye el flujo de caja para el proyecto. Éste se encuentra completo en el [Apéndice K](#).

Con el flujo de caja, se obtuvieron los indicadores económicos que permiten evaluar la rentabilidad del proyecto que fueron descritos en el marco teórico.

Con estos valores, se tiene que el proyecto tiene un período de recuperación de la inversión de 4 años. El valor actual neto (VAN) es mayor que cero, siendo \$88.343.441, que significa que la inversión produce beneficios sobre la rentabilidad exigida, por ende, el proyecto debiera aceptarse.

Tabla 6.9: Tabla de Amortización e Intereses.

Año	Principal	Intereses	Amortización	Cuota
0	\$334.584.242			
1	\$318.937.974	\$33.458.424	\$15.646.268	\$49.104.693
2	\$301.727.079	\$31.893.797	\$17.210.895	\$49.104.693
3	\$282.795.094	\$30.172.708	\$18.931.985	\$49.104.693
4	\$261.969.911	\$28.279.509	\$20.825.183	\$49.104.693
5	\$239.062.209	\$26.196.991	\$22.907.702	\$49.104.693
6	\$213.863.738	\$23.906.221	\$25.198.472	\$49.104.693
7	\$186.145.419	\$21.386.374	\$27.718.319	\$49.104.693
8	\$155.655.268	\$18.614.542	\$30.490.151	\$49.104.693
9	\$122.116.103	\$15.565.527	\$33.539.166	\$49.104.693
10	\$85.223.020	\$12.211.610	\$36.893.082	\$49.104.693
11	\$44.640.630	\$8.522.302	\$40.582.391	\$49.104.693
12	\$0	\$4.464.063	\$44.640.630	\$49.104.693

Tabla 6.10: Indicadores Económicos.

Indicador	Valor
Payback	4
VAN	\$88.343.441
TIR	25 %

La tasa interna de retorno, se compara con la rentabilidad esperada o tasa de descuento. En este caso en particular, resulta una TIR de 25 %, valor mayor que el 12 % considerado como tasa de descuento, por lo tanto el proyecto puede aceptarse.

Analizando los tres indicadores económicos, se tiene que el proyecto es rentable en las condiciones inicialmente planteadas.

6.8. Análisis de Sensibilidad

En el análisis de sensibilidad se varían ciertos parámetros que fueron definidos con anterioridad para el flujo de caja para analizar qué tan sensible es el resultado final con respecto a una determinada variable.

En este caso en particular, se varían los precios de la energía eléctrica, GLP y petróleo. Luego se varía el precio en USD/kWe del cogenerador y finalmente se varía la cantidad de energía eléctrica y térmica que se puede recuperar, debido a que todas estas variables consideran altos costos en el flujo de caja presentado.

6.8.1. Variación del precio de energía eléctrica

Los ingresos generados por los ahorros de energía eléctrica para el consumo productivo de la viña representan una parte importante del flujo de caja, por lo que es importante analizar su variación.

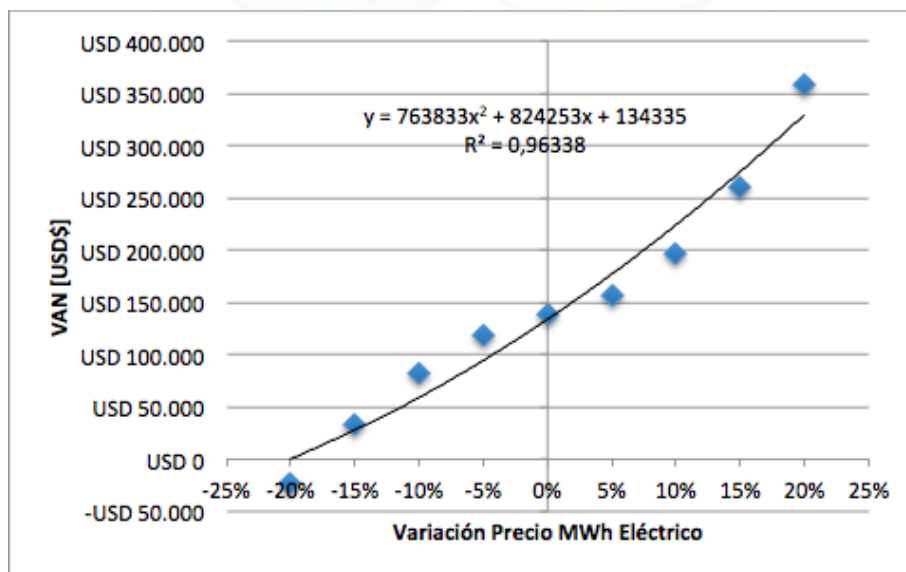
En la [Tabla 6.11](#) se presenta la variación del precio de la energía eléctrica en ceteris paribus y los nuevos resultados obtenidos para los indicadores económicos.

Además, se complementa con la representación gráfica de la variación del VAN, presentado en la [Figura 6.2](#)

Con la información presentada, se tiene que el proyecto es cada vez más rentable a medida que el precio de la energía eléctrica aumenta, ya que esto aumenta el ingreso por el ahorro. Además, bajo los 36 USD\$/MWh el proyecto ya no es rentable, ya que el valor del VAN es negativo y el periodo de retorno supera los años de evaluación considerados.

Tabla 6.11: Sensibilización precio de energía eléctrica.

%	PRECIO MWh	VAN	TIR	PAYBACK
-20 %	36,2	-\$14.694.114	10 %	15
-15 %	45,3	\$21.503.873	15 %	5
-10 %	53,3	\$53.040.830	20 %	4
-5 %	59,2	\$76.256.354	23 %	4
0 %	62,3	\$88.343.441	25 %	4
+5 %	65,4	\$100.423.191	26 %	3
+10 %	72,0	\$125.790.668	30 %	3
+15 %	82,7	\$167.086.712	35 %	3
+20 %	99,3	\$229.343.748	42 %	2

**Figura 6.2:** Variación VAN según Precio MWh Eléctrico.
(Fuente:Elaboración propia.)

6.8.2. Variación del precio de energía térmica

Los ingresos por la energía térmica ahorrada también representan un ingreso considerable dentro del flujo de caja, por lo que resulta interesante analizar su variación. En este caso en particular, se varía el costo del GLP y petróleo por separados.

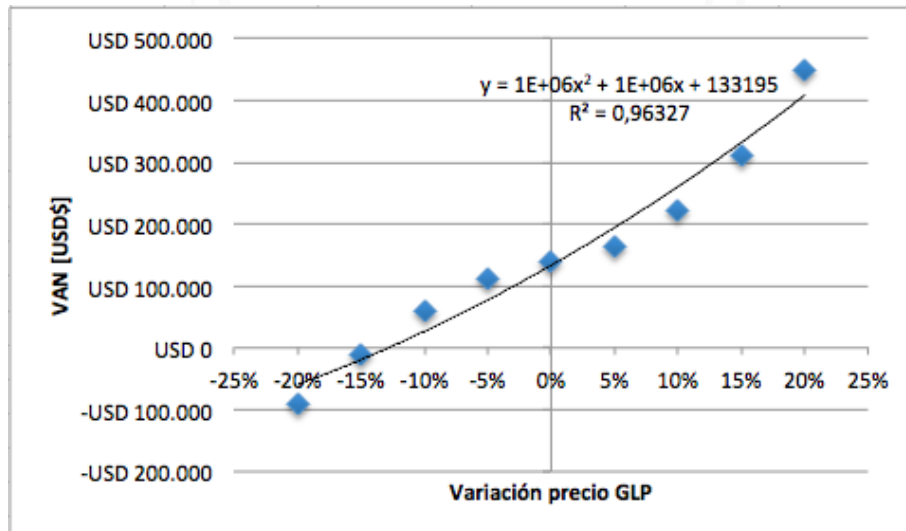
En la [Tabla 6.12](#) se presenta la variación del precio del GLP en ceteris paribus y los nuevos resultados obtenidos para los indicadores económicos.

Además, se complementa con la representación gráfica de la variación del VAN, pre-

Tabla 6.12: Sensibilización precio del GLP .

%	PRECIO m^3	VAN	TIR	PAYBACK
-20 %	551	-\$58.882.017	1 %	15
-15 %	688	-\$6.741.319	6 %	6
-10 %	810	\$38.313.798	18 %	5
-5 %	900	\$71.178.067	23 %	4
0 %	947	\$88.836.621	25 %	4
+5 %	994	\$105.443.730	27 %	3
+10 %	1.094	\$141.209.416	32 %	3
+15 %	1.258	\$199.301.624	39 %	2
+20 %	1.509	\$286.720.782	48 %	2

sentado en la [Figura 6.3](#).

**Figura 6.3:** Variación VAN según Precio GLP.

(Fuente:Elaboración propia.)

Con la información presentada, se tiene que el proyecto es cada vez más rentable a medida que el precio del GLP aumenta, ya que esto aumenta el ingreso por el ahorro térmico. Además, bajo los 700 \$/m³ de GLP, el proyecto ya no es rentable, debido a que el VAN se vuelve negativo y la TIR se encuentra por debajo de la tasa de retorno considerada.

Luego, en la [Tabla 6.13](#) se presenta la variación del precio del petróleo en ceteris paribus y los nuevos resultados obtenidos para los indicadores económicos.

Tabla 6.13: Sensibilización precio del petróleo.

%	PRECIO kg	VAN	TIR	PAYBACK
-20 %	251	\$30.358.145	17 %	5
-15 %	313	\$50.598.291	20 %	4
-10 %	369	\$68.375.764	22 %	4
-5 %	409	\$81.491.466	24 %	4
0 %	431	\$88.836.621	25 %	4
+5 %	453	\$95.195.415	26 %	4
+10 %	498	\$109.584.561	28 %	3
+15 %	572	\$133.267.913	31 %	3
+20 %	687	\$169.128.478	35 %	3

Además, se complementa con la representación gráfica de la variación del VAN, presentado en la [Figura 6.4](#).

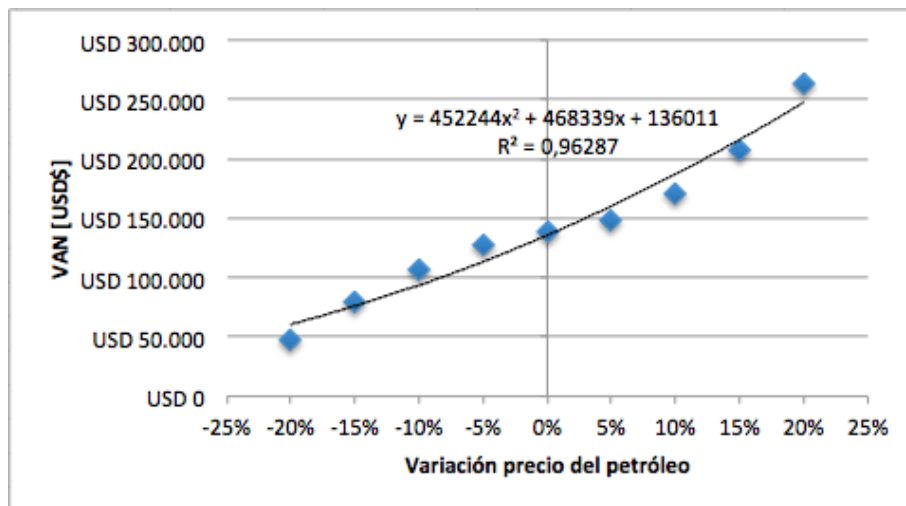


Figura 6.4: Variación VAN según Precio petróleo.
(Fuente:Elaboración propia.)

Con la información presentada, se tiene que el proyecto es cada vez más rentable a medida que el precio del petróleo aumenta, ya que esto incrementa el ingreso por el ahorro térmico. En este caso, tanto la disminución como el aumento del precio del petróleo presentarían indicadores económicos alentadores para el proyecto.

6.8.3. Variación del costo de inversión del cogenerador

Uno de los costos que determina fuertemente el monto total de inversión es el del cogenerador. Debido a que este equipo se importa, su precio está afecto al cambio del dólar y las variaciones del mercado, por lo que resulta interesante analizar su comportamiento.

En la [Tabla 6.14](#) se presenta la variación de este costo en ceteris paribus y los nuevos resultados obtenidos para los indicadores económicos.

Tabla 6.14: Sensibilización costo del cogenerador [USD/kWe].

%	PRECIO kWe	VAN	TIR	PAYBACK
-20 %	660	\$288.292.396	62 %	2
-15 %	825	\$219.887.749	47 %	2
-10 %	970	\$159.456.870	36 %	3
-5 %	1.078	\$113.174.572	29 %	3
0 %	1.135	\$88.836.621	25 %	4
+5 %	1.192	\$63.300.150	21 %	4
+10 %	1.311	\$9.965.002	13 %	6
+15 %	1.508	-\$80.712.584	-1 %	No existe retorno
+20 %	1.809	-\$226.546.707	N/A	No existe retorno

Además, se complementa con la representación gráfica de la variación del VAN, presentado en la [Figura 6.5](#).

Con la información presentada, se tiene que el proyecto es cada vez menos rentable a medida que el costo del cogenerador aumenta, ya que este representa un porcentaje importante de la inversión, donde ya sobre los 1.400 USD\$/kWe el proyecto ya no resulta rentable. Ocurre de la forma contraria si se aumentaran los kW instalados, ya que la literatura demuestra que este costo disminuye a medida que la potencia instalada aumenta.

6.8.4. Variación de la energía eléctrica recuperada

Una de las variables importantes de este proyecto, es la capacidad que tiene el cogenerador de producir energía eléctrica y térmica. Estos valores, determinan considerablemente la cantidad de ahorros generados y la viabilidad del proyecto.

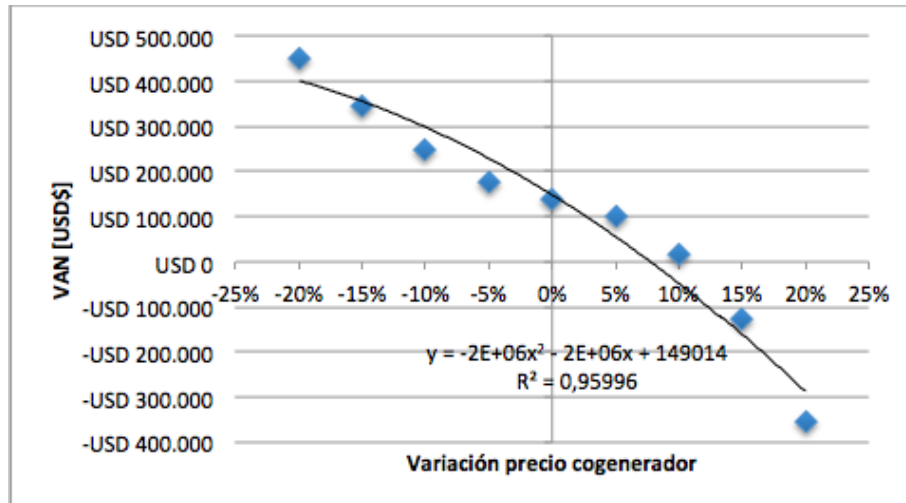


Figura 6.5: Variación VAN según costo del cogenerador.
(Fuente:Elaboración propia.)

En la [Tabla 6.15](#) se presenta la variación de la energía eléctrica recuperada en condiciones de ceteris paribus y los nuevos resultados obtenidos para los indicadores económicos. Como supuesto se utiliza que el motor está actualmente operando en su capacidad máxima de generación energía eléctrica, por lo que sólo queda evaluar disminuir la cantidad de energía producida, ya que no se puede producir más, a menos que se cambie el motor y que además haya más disponibilidad de biomasa.

Tabla 6.15: Sensibilización de energía eléctrica recuperada.

%	PRECIO kWh	VAN	TIR	PAYBACK
-100 %	0	-\$168.727.002	N/A	No existe retorno
-75 %	374.490	-\$99.797.069	-11 %	No existe retorno
-50 %	748.980	-\$35.250.833	6 %	9
-25 %	1.123.470	\$27.252.869	16 %	5
0 %	1.497.960	\$88.343.441	25 %	4

Además, se complementa con la representación gráfica de la variación del VAN, presentado en la [Figura 6.6](#).

Con la información presentada, se tiene que el proyecto es cada vez menos rentable a medida que la cantidad de energía eléctrica recuperada disminuye, ya que este representa un ingreso importante dentro del proyecto, donde ya bajo los 750.000 kWh el proyecto ya

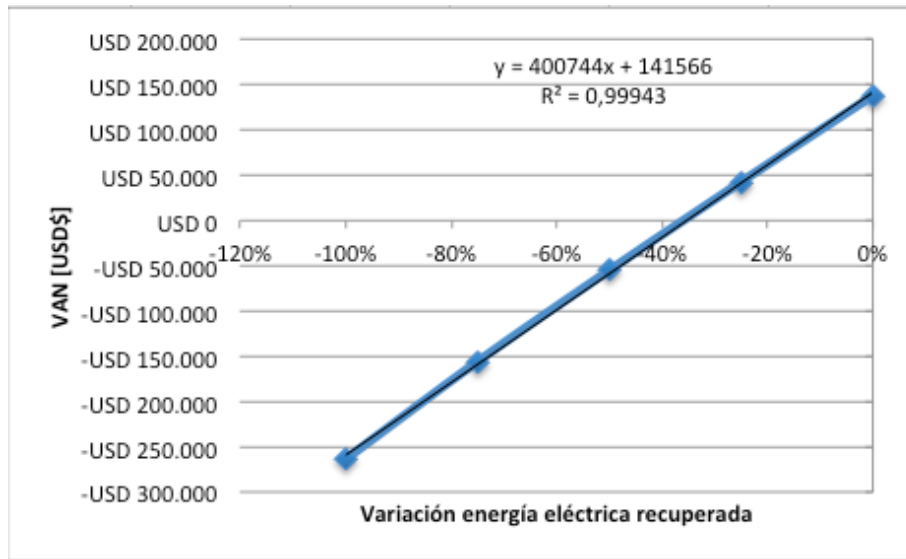


Figura 6.6: Variación VAN según energía eléctrica recuperada.

(Fuente:Elaboración propia.)

no se considera rentable, dado que posee valores del VAN negativos y tasas internas de retorno inferiores a la tasa de retorno considerada.

6.8.5. Variación de la energía térmica recuperada

Al igual que en el caso anterior, la energía térmica es otra de las variables importantes de este proyecto. En este caso, la energía térmica recuperada determina los ahorros térmicos generados por la viña.

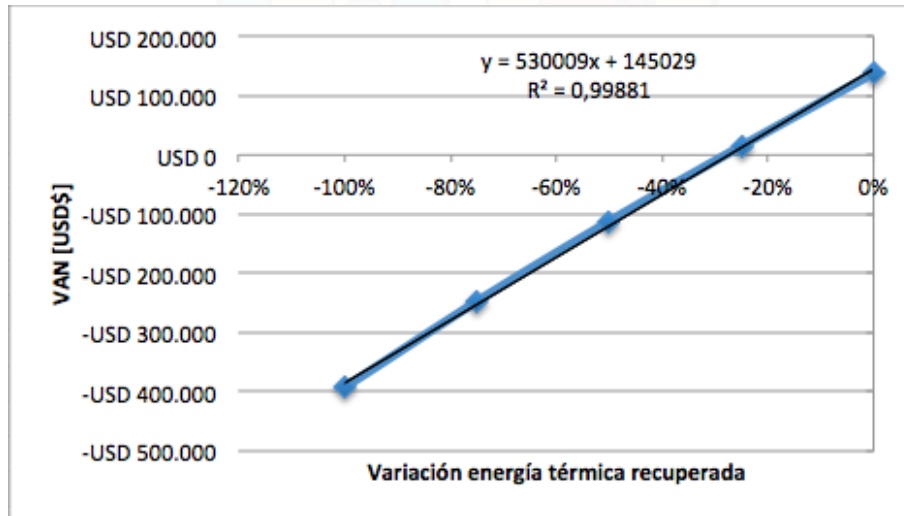
En la [Tabla 6.16](#) se presenta la variación de la energía térmica recuperada en condiciones de ceteris paribus y los nuevos resultados obtenidos para los indicadores económicos. Como supuesto se utiliza que el cogenerador está funcionando en su capacidad máxima de generación de energía térmica, por lo tanto sólo resta por evaluar el disminuir la cantidad de energía térmica recuperada, ya que no se puede generar más, a menos que se cambie el motor y haya más disponibilidad de biomasa.

Además, se complementa con la representación gráfica de la variación del VAN, presentado en la [Figura 6.7](#).

Con la información presentada, se tiene que el proyecto es cada vez menos rentable a

Tabla 6.16: Sensibilización de energía eléctrica recuperada.

%	PRECIO kWh	VAN	TIR	PAYBACK
-100 %	0	-\$251.704.759	N/A	No existe retorno
-75 %	492.964	-\$158.319.213	N/A	No existe retorno
-50 %	985.928	-\$71.840.367	-2 %	No existe retorno
-25 %	1.478.892	\$9.599.471	14 %	6
0 %	1.971.856	\$88.343.441	25 %	4

**Figura 6.7:** Variación VAN según energía térmica recuperada.
(Fuente:Elaboración propia.)

medida que la cantidad de energía recuperada disminuye, ya que este representa un ingreso importante dentro del flujo de caja, donde ya bajo los 990.000 kWh el proyecto ya no se considera rentable, debido a que los indicadores económicos están por debajo de los criterios considerados en el marco teórico.

7 | Conclusiones

A partir del estudio de las diversas variables consideradas y de los resultados obtenidos, es posible concluir que resulta factible la generación de energía eléctrica y térmica a través de residuos orgánicos vitivinícolas generados por una viña de un tamaño considerable. Esta factibilidad está supeditada a la eficiencia de los motores utilizados, que es la que permite recuperar la energía; al precio de venta o de compra de energía en el sistema de distribución y de los costos fijos de inversión.

Con el flujo de caja base y generando una energía aproximada total de 3.500 MWh anuales, se estima un payback de 4 años, con un VAN de cerca de \$88 millones de pesos y con una tasa interna de retorno de un 25 %, la que está por sobre el considerado para la evaluación. Debido a estos indicadores económicos y a lo calculado para los potenciales, se desprende que los residuos vitivinícolas poseen un gran potencial de generación de energía a nivel regional y que podría ser replicado para otro sector agroindustrial a nivel nacional.

Además, se extrae del presente estudio la importancia de la disponibilidad de la biomasa, insumo crítico dentro del proceso, debido a que la generación de energía por cogeneración requiere cantidades grandes de materia orgánica por carga que deben estar disponibles para poder abastecer de forma continua energéticamente a la instalación evaluada. En este caso en particular, se trabaja con residuos sólidos que debiesen ser almacenados debido a la estacionalidad de su generación, pero por ejemplo en el caso de riles, éstos debiesen cargarse a los biodigestores de manera continua, por lo que no consideran una etapa de almacenamiento.

Una de las dificultades presentadas en la evaluación, fue la determinación de la viña "promedio", que considera en este caso la región del Maule, que es la que posee una mayor

cantidad de hectáreas destinadas para la vinificación. En general no existe un catastro del tamaño o de un rango de tamaño de viñas en Chile, sino que está disponible la cantidad de propiedades destinadas a este fin y la cantidad de hectáreas totales de producción, por lo que fue posible estimar un tamaño acorde a ellas y que también esté acorde al tipo de viña que se busca para esta evaluación.

Dentro de los aspectos positivos, actualmente existe mayor información de costos, casos de éxito e información técnica que ha sido posible desarrollar sobre biogás en Chile. Afortunadamente, la Viña San Pedro comparte en sus reportes de sustentabilidad indicadores que fueron clave en la estimación de los requerimientos energéticos y que ayudan a escalar las cantidades de materia prima y energía generada, como también la existencia de manuales y guías para implementar proyectos de biogás en Chile, desarrollados por el Ministerio de Energía.

Por otra parte, existe poca información o estudios de la equivalencia o de la sustitución de los fertilizantes comunes utilizados por los biofertilizantes (no sólo en la industria vitivinícola sino que en la agroindustria en general). Una de las inferencias es que varía en función de las características químicas y de los compuestos que posee inicialmente la materia orgánica, que es lo que determina qué tan rico en nitrógeno, fósforo o potasio tendrá el biofertilizante finalmente. Esto claramente merma la posibilidad de estimar de forma más concreta los posibles ingresos en este tipo de generación de energía. Y otro factor relacionado con los biofertilizantes, es la poca información que existe del mercado de los biofertilizantes en Chile, ya que es un mercado nuevo y del cual recién se está introduciendo el compost, aunque éste tiene características diferentes al biofertilizante.

Con respecto a los ingresos, actualmente en Chile existe una mayor cantidad de instancias donde se puede vender la energía, con la reciente ley del Net-Billing, pero que es aplicable a generaciones pequeñas de energía. Para proyectos más grandes, existen otras alternativas como convertirse en un PMGD (pequeño medio de generación distribuido) pero que posee muchas más restricciones y regulaciones por parte de las entidades fiscalizadoras, y que está condicionado a la cantidad de energía generada.

En relación a los costos del proyecto, éstos debieran ir en disminución a medida que pasen los años, dado la masificación de las tecnologías asociadas. Un aspecto positivo, es que ha aumentado la cantidad de países que desarrollan estas tecnologías, por lo que esto hará los precios más competitivos, y por ende disminuirían los costos de inversión a futuro. En general, estos costos fijos de inversión son altos en el país y resultan más atractivos cuando la cantidad de energía a generar es mayor, dado que disminuye el costo específico de generación.

Los costos de operación tabulados en manuales podrían estar sobreestimados, se infiere que debido a la acotada cantidad de profesionales dedicados o con conocimientos técnicos de instalación de plantas de biogás en Chile, de los distintos sustratos propios de la agroindustria chilena y que podrían ser aprovechados para la generación de energía.

Con respecto al financiamiento, se determina que existen diversas alternativas de financiamiento que abarcan desde los créditos hasta una nueva modalidad de ahorros compartidos que se está desarrollando últimamente. Dentro de los financiamientos con crédito, existe una línea del Banco Estado que posee una tasa preferencial para proyectos de eficiencia energética y energías renovables, con profesionales que están siendo capacitados técnicamente para la comprensión de este tipo de proyectos. Los años de evaluación coinciden relativamente con el plazo máximo otorgado por la institución y que financia hasta un 80 % de la inversión, por lo que resulta una buena alternativa.

El modelo de los ahorros compartidos o ESCO, en térmicos específicos no aplica 100 % en este tipo de proyectos, ya que funciona en base a los ahorros energéticos generados en el desarrollo de éste. Cabe destacar que este tipo de proyectos no consideran un ahorro energético sino que monetario, ya que el consumo de energía se mantiene, pero se abastece con otro energético, en este caso con autogeneración y por ende genera ahorros monetarios.

Finalmente, y en relación a uno de los análisis de sensibilidad realizados, se concluye que aparte de los factores nombrados con anterioridad, el precio de la energía que se tranza o estipula en el mercado condiciona determinadamente la factibilidad económica de todos los proyectos de energías renovables no convencionales. Esto debido a que en este tipo

de proyectos se espera obtener sólo ahorros monetarios, que son calculados en base al precio actual de la energía en el mercado y que si este valor disminuye, como lo ha estado haciendo durante el último periodo, lamentablemente estos proyectos no se justificarán económicamente, y por lo tanto decaerá el número de proyectos realizados en el país.



Bibliografía

- [1] 2G (2017). Módulos de biogás. <http://www.2-g.com/es/m-dulos-de-biog-s/>. (document), 5.5
- [2] AChEE (2017a). Concurso Anteproyectos de Inversión en Eficiencia Energética. <https://goo.gl/ohZnv5>. 6.3.5
- [3] AChEE (2017b). Concurso Estudios de Factibilidad de Cogeneración. <https://goo.gl/h346Br>. 6.3.4
- [4] AChEE (2017c). Implementación de proyectos piloto mediante modelo ESCO. <https://goo.gl/BFSP2G>. 6.3.3
- [5] AChEE (2017d). ¿Qué es cogeneración? <http://www.cogeneracioneficiente.cl/que-es-cogeneracion/>. 4.2
- [6] Banco Estado (2017). Proyectos de Eficiencia Energética. <https://goo.gl/HiUpwk>. 6.3.1
- [7] Carrasco, Juan Luis (2015). Planta de biogás para autoabastecimiento energético: Una estrategia para diferentes contextos. <http://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/133520/Evaluacion-tecnica-y-economica-de-una-planta-de-biogas.pdf?sequence=1>. [Acceso enero 2018]. 4.8.1, 4.8.2, 5.6.3, 6.1.4
- [8] CNE (2010). Análisis Estratégico de elementos de Política para Biogases Combustibles en Chile. http://www.energia.gob.cl/minwww/export/sites/default/05_Public_Estudios/descargas/estudios/ANALISIS ESTRATEGICO DE ELEMENTOS DE POLITICAS DE BIOGASES COMBUSTIBLES.zip. 3.5, 3.11
- [9] CNE (2016). Anuario Estadístico de Energía. http://dataset.cne.cl/Energia_Abierta/Estudios/CNE/AnuarioCNE2016Final_vImprimible.pdf. 6.1.3
- [10] CNE y GTZ (2007a). Guía para evaluación ambiental energías renovables no convencionales proyectos de biomasa. <http://antigua.cne.cl/images/stories/publicestudios/raiz/GuiaBiomasaEIA.pdf>. 3.2, 3.8, 4.1
- [11] CNE y GTZ (2007b). Potencial de Biogás. Identificación y clasificación de los distintos tipos de biomasa disponible en Chile para la generación de biogás. <http://>

- www.inapiprojecta.cl/605/articles-1660_recurso_1.pdf. (document), 3.4, 4.3, 4.3, 4.5, 4.4, 6.2.2, 6.4, 6.6, C.1
- [12] CONAMA (2010). Primer reporte del manejo de residuos sólidos en Chile. http://www.sinia.cl/1292/articles-49564_informe_final.pdf. (document), 1, 3.1, 3.2, 3.3, 3.1, 3.4
- [13] CORFO (2017). Garantía Corfo Pro Inversión. <https://goo.gl/8fyKPj>. 6.3.2
- [14] KDM Energía (2017). KDM Proyectos. <https://www.kdm.cl/energia/proyectos.html>. 3.5.1, 3.9
- [15] Ministerio de Energía (2015a). Aprueba reglamento que establece los requisitos que deben cumplir las instalaciones de cogeneración eficiente. <http://bcn.cl/1wajy>. 5.7
- [16] Ministerio de Energía (2015b). Balance Nacional de Energía. http://dataset.cne.cl/Energia_Abierta/Reportes/Minenergia/ReporteBNE2015.pdf. 1
- [17] Ministerio de Energía (2015c). Energía 2050: Política Energética de Chile. http://www.minenergia.cl/archivos_bajar/LIBRO-ENERGIA-2050-WEB.pdf. 1
- [18] Ministerio de Energía y GIZ (2012). Guía de Planificación para Proyectos de Biogás en Chile. <http://www.minenergia.cl/biogaslechero/?p=156>. (document), 3.5, 4.1, 4.1, 4.1, 4.2, 4.3, 4.5, 6.1, 6.1, 6.2.1, 6.3, 6.2.1, 6.2.2, 6.5
- [19] Ministerio de Energía; PNUD; FAO; y GEF (2007). <http://www.fao.org/docrep/019/as400s/as400s.pdf>. 5.6.2, 5.2, 5.6.2, 5.3, 5.6.4, F.1
- [20] Ministerio de Energía (2016). *Proyectos de Cogeneración con biogás en el sector industrial*. (document), 3.5
- [Ministerio de Salud Pública] Ministerio de Salud Pública. <http://bcn.cl/1uvr5>. 5.7
- [22] Ministerio del Medio Ambiente (2011). Informe del estado del medio ambiente. http://www.mma.gob.cl/1304/articles-52016_Presentacion_IEMA_2011.pdf. (document), 1, 2.1
- [23] Ministerio del Medio Ambiente (2017). Tercer reporte del estado del medio ambiente. <http://sinia.mma.gob.cl/wp-content/uploads/2017/09/REMA-2017.pdf>. 3.5, 3.6, 3.7
- [24] Ministerio Economía, Fomento y Reconstrucción (2007). Fija texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley n 1, de minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de energía eléctrica. <http://bcn.cl/1uy1n>. 5.7
- [25] Municipalidad de Molina (2016). Primera Planta Biogás en el mundo en Viña San Pedro en nuestra comuna. <http://web.molina.cl/?p=9156>. 3.12

- [26] ODEPA (2014). Ficha técnico-económica vid vinífera región de Valparaíso. <http://www.odepa.cl/wp-content/uploads/2014/08/fichaVidValpo.pdf>. (document), 6.1, 6.2
- [27] ODEPA (2015a). Catastro vitícola 2015. http://www.odepa.cl/documentos_informes/catastro-viticola-nacional/. (document), 3.3, 4.5, 5.1, 5.1, D.1
- [28] ODEPA (2015b). Estudio de caracterización de la cadena de producción y comercialización de la agroindustria vitivinícola: Estructura, Agentes y Prácticas. http://www.odepa.gob.cl/wp-content/files_mf/1451918085InformeFinal_AgroindustriaVitivinicola_web.pdf. (document), 3.3.1.1, 4.3, 5.1, A.1, A.2
- [29] ODEPA (2015c). Vides, superficie y producción. <http://www.odepa.gob.cl/vides-superficie-y-produccion-3/>. (document), 3.2
- [30] Revista Electricidad (2008). HBS inaugura primera planta agrícola de biogás. <http://www.revistaei.cl/2008/09/17/hbs-energia-inaugurara-primera-planta-agricola-de-biogas/>. 3.10
- [31] SAG (2016). Informe Ejecutivo: Producción de Vinos 2016. <http://www.sag.gob.cl/sites/default/files/infcosecha2016.pdf>. 1, 3.3
- [SEC] SEC. <https://goo.gl/HBih1g>. 5.7
- [33] SEC (2003). Norma Chilena NCh4 Electricidad: Instalaciones de consumo en Baja Tensión. http://www.sec.cl/sitioweb/electricidad_norma4/norma4_completa.pdf. 5.7
- [34] SEC (2017). Registro de Plantas de Biogás. http://www.sec.cl/portal/page?_pageid=33,6527711&_dad=portal&_schema=PORTAL. 5.7
- [SII] SII. Nueva tabla de vida útil de los bienes físicos del activo inmovilizado. http://www.sii.cl/pagina/valores/bienes/tabla_vida_enero.htm. 6.5
- [36] SII (2017). Valores y fechas dólar. http://www.sii.cl/valores_y_fechas/dolar/dolar2017.htm. 6.1.3
- [37] Superintendencia de Salud (2010). Norma Eléctrica 2/84. http://www.sec.cl/sitioweb/electricidad_normastecnicas/NCh2_84.pdf. 5.7
- [38] Superintendencia de Salud (2013). Decreto 10: Reglamento de calderas, autoclaves y equipos que utilizan vapor de agua. <http://www.supersalud.gob.cl/observatorio/671/w3-article-8910.html>. 5.7
- [39] Superintendencia de Servicios Sanitarios (2017). Tarifas Vigentes. <http://www.siss.gob.cl/577/w3-propertyvalue-3512.html>. (document), J.1, J.2, J.3

- [40] Viña Concha y Toro (2016). Reporte de Sustentabilidad. <https://www.conchaytoro.com/wp-content/uploads/2017/07/Reporte-de-Sustentabilidad-2016-Vi~na-Concha-y-Toro.pdf>. H.2
- [41] Wine Group, VSPT (2016). Reporte de Sostenibilidad 2015-2016 VSPT Wine Group. <http://vsptwinegroup.com/wp/wp-content/uploads/2017/09/Reporte-VSPT-050917.pdf>. 5.3, H.1
- [42] Wines of Chile (2017). Regiones y viñedos. <http://www.winesofchile.org/en/regions-and-vineyards>. B.1
- [43] Zeppelin Power Systems CAT (2017). CHP gas engines. <http://www.zeppelin-powersystems.com/en/drive-energy-systems/power-generation/products/chp-gas-engines/>. 5.1



A | Hectáreas y Producción de Uva en Concha y Toro

Para determinar la cantidad de kilos que se producen por planta, se utilizan los datos proporcionados por las viñas más representativas de Chile. En este caso, se centrará la atención en los datos otorgados por la viña Concha y Toro, debido a que no estaban disponibles los datos de la viña San Pedro.

Tabla A.1: Hectáreas cultivadas propias en Chile, uva vinífera, años 2010 a 2014.
(28))

Superficie Cultivos Propios [ha.]	2010	2011	2012	2013	2014
Concha y Toro	8.445	8.802	9.133	9.086	9.125
San Pedro Tarapacá	3.663	3.658	3.471	3.490	3.515
Santa Rita					
Luis Felipe Edwards					
Santa Carolina					
RR Wine					1.170

Con los datos totales del año 2014 de 9.125 hectáreas cultivadas y 257,2 millones de kilos producidos, se saca la tasa de producción de kilos por hectárea para los cálculos de los potenciales, obteniendo un valor de 28.186 kilogramos de cosecha por hectárea.

Cabe destacar que en el documento también se presenta el caso de Viña San Pedro, para tener dos ejemplos.

Tabla A.2: Producción por planta y valle (Millones de kilos).
(28)

Planta	Valle	2010	2011	2012	2013	2014
Nueva Aurora	Limarí	11,2	11,4	14,8	9,9	12,1
Puente Alto	Maipo	11,2	12,1	12,3	12,7	11
Lo Espejo	Maipo	4,6	4,8	0	3,6	3,2
Cachapoal	Cachapoal-Rapel	22,7	30,7	34,6	39,4	32,4
Chimbarongo	Colchagua-Rapel	48,7	50,4	62,8	71,7	58,9
Cono Sur	Colchagua-Rapel	10,7	15,3	20	25,3	17,9
Peralillo	Colchagua-Rapel	3,5	4	3,5	2,7	2,6
Las Mercedes	Colchagua-Rapel	8,4	8,2	8,9	11,5	10,5
Lontué	Curicó	16,6	25,7	27,8	27,6	24,6
Curicó	Curicó	8,5	11,4	15,9	17,3	15,9
Lourdes	Maule	23	25,7	28,3	26,2	26,9
San Javier	Maule	32,6	25,2	44,9	50,6	41,1
	Total	201,7	224,9	273,8	298,4	257,2

B | Distribución Viñas Región del Maule

Para determinar de cierta forma la cercanía a la que se encuentran las viñas más representativas de la región del Maule, se presenta un mapa referencial.

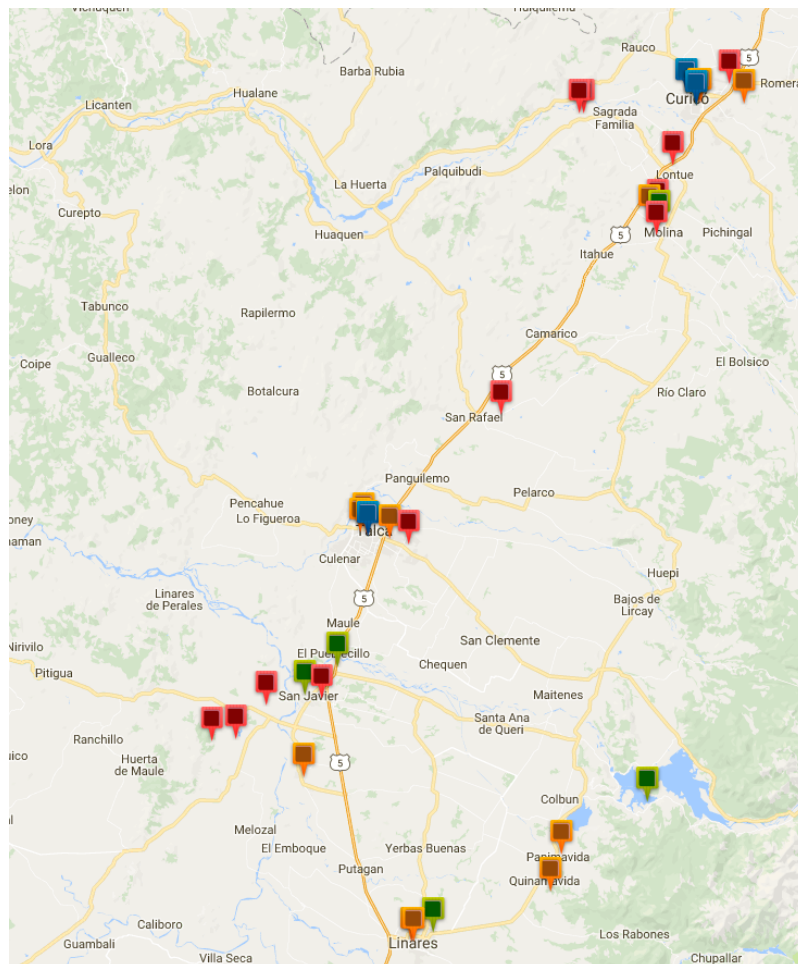


Figura B.1: Distribución Viñedos en región del Maule.
(42)

C | Rendimientos para el motor de co- generación

Se presenta el gráfico del rendimiento eléctrico en función de la capacidad eléctrica instalada para el motor de cogeneración.

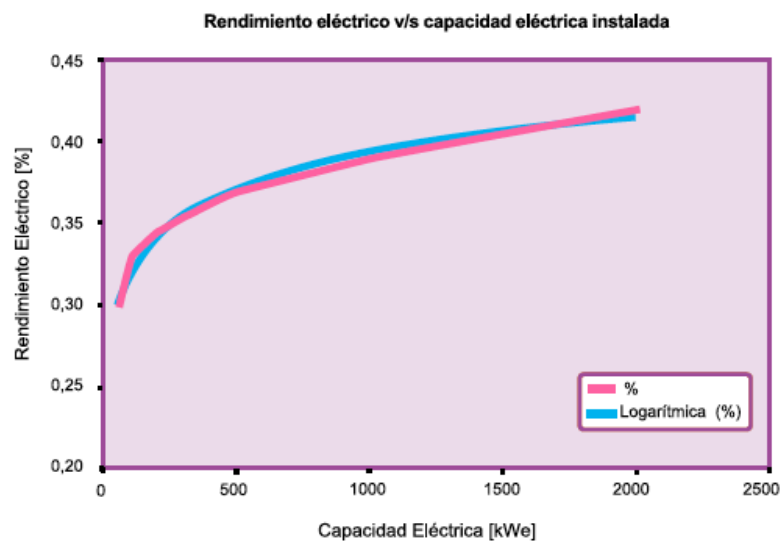


Figura C.1: Rendimiento eléctrico para los motores de cogeneración.
(11)

El rendimiento eléctrico está entonces, en función de la capacidad eléctrica instalada, la que esta representada por la siguiente relación:

$$R_{ELECTRICO} = 0,0306 \cdot \ln(kWe) + 0,1828 \quad (C.1)$$

D | Hectáreas plantadas en la región del Maule

Se presenta la cantidad de hectáreas plantadas con fines viníferos en la región del Maule por comuna y con su porcentaje de representación regional, de manera de poder cotejar el valor calculado como tamaño de una viña promedio y que se encuentre dentro de los rangos de la región.

A partir de la [Tabla D.1](#) se puede notar que las comunas que poseen una mayor participación regional en la cantidad de hectáreas plantadas para la industria vitivinícola es San Javier, Cauquenes, Molina, Penciahue y Sagrada familia.

En estas comunas se encuentran las Viñas Balduzzi, Viña Lomas de Cauquenes, San Pedro de Tarapacá, Viña El Origen, Viña Valdivieso, respectivamente.

Tabla D.1: Número y porcentaje de hectáreas plantadas por comuna en la región del Maule.
(27)

Comunas	Total [ha]	% del Total
Cauquenes	6.455,00	11,99
Chanco	0,50	0,001
Colbún	67,98	0,126
Constitución	57,93	0,108
Curepto	522,39	0,97
Curicó	3.431,44	6,374
Empedrado	37,32	0,069
Hualañé	687,62	1,277
Licantén	116,70	0,217
Linares	540,76	1,004
Longaví	266,05	0,494
Maule	1.229,31	2,283
Molina	5.609,26	10,419
Parral	441,28	0,82
Pelarco	159,06	0,295
Pencahue	4.699,31	8,729
Rauco	1.353,20	2,513
Retiro	772,71	1,435
Río Claro	2.243,03	4,166
Romeral	763,45	1,418
Sagrada Familia	4.552,40	8,456
San Clemente	2.737,56	5,085
San Javier	8.110,96	15,065
San Rafael	1.047,91	1,946
Talca	2.777,13	5,158
Teno	1.160,43	2,155
Vichuquén	66,70	0,124
Villa Alegre	3.116,11	5,788
Yerbas Buenas	815,05	1,514
Promedio	1.857	100 %

E | Potencial para las comunas de la región del Maule

Se calculó los potenciales de biogás para las comunas de la región del Maule a partir de las participaciones que tiene cada una con respecto a la producción total regional. Luego se ponderaron con la disponibilidad mínima y máxima calculadas anteriormente en la [Subsección 5.2.3](#).

Tabla E.1: Potencial de biogás según disponibilidad para las comunas de la región del Maule .

Comunas	Disp. Mín.	Disp. Máx.
Cauquenes	3.253.318	3.863.316
Chanco	252	299
Colbún	34.262	40.686
Constitución	29.197	34.671
Curepto	263.285	312.650
Curicó	1.729.445	2.053.716
Empedrado	18.808	22.335
Hualañé	346.560	411.541
Licantén	58.817	69.845
Linares	272.543	323.645
Longaví	134.089	159.231
Maule	619.574	735.744
Molina	2.827.067	3.357.142
Parral	222.405	264.106
Pelarco	80.166	95.197
Pencahue	2.368.452	2.812.537
Rauco	682.013	809.890
Retiro	389.446	462.467
Río Claro	1.130.487	1.342.453
Romeral	384.777	456.923
Sagrada Familia	2.294.410	2.724.612
San Clemente	1.379.731	1.638.431
San Javier	4.087.921	4.854.407
San Rafael	528.147	627.174
Talca	1.399.673	1.662.111
Teno	584.857	694.517
Vichuquén	33.617	39.920
Villa Alegre	1.570.520	1.864.993
Yerbas Buenas	410.785	487.807
Total regional	27.134.625	32.222.367

F | Biodigestor Tipo Batch

Como se mencionó anteriormente, este tipo de biodigestor es de tipo discontinuo. Se presenta en la [Figura F.1](#) el modelo de funcionamiento de este tipo de biodigestor.

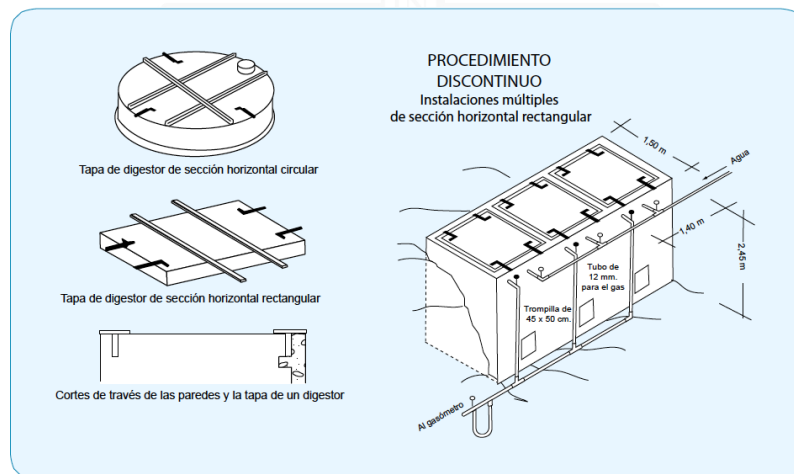


Figura F.1: Biodigestor tipo Batch.

(19)

En ella es posible notar que consta de varios depósitos herméticos, que están en funcionamiento de forma alternada, para que cuando uno esté produciendo biogás, el otro se esté cargando o descargando.

G | Cargas de Biomasa

A continuación se presentan las cargas de biomasa requeridas para dos biodigestores con ocho cargas anuales cada uno de ellos. Se van cargando de forma alternada, de manera que las cargas impares están asociadas al biodigestor 1 y las cargas pares al biodigestor 2. Esto se debe a que el biodigestor tipo Batch es más eficiente cuando se trabaja con 2 o más baterías.

Tabla G.1: Cargas de Biomasa en Biodigestores.

Carga	1	2	3	4	5	6
Día de Carga	5	30	50	75	95	120
Requerimiento [ton/carga]	55,74	55,74	55,74	55,74	55,74	55,74
Cosecha Acumulada	55,70	278,50	445,56	659,97	810,74	1006,90
Excedente/Déficit	-0,04	222,76	389,82	604,23	755,00	951,16

Entre las 6 primeras cargas, lo que es equivalente a 120 días desde que se comienza la vendimia en las viñas, se obtienen los 1.337 toneladas de biomasa disponible, por lo que en la tabla se van agregando y contabilizando cada poda en un período de 5 días, ya que al pasar 5 días es posible tener una carga para un biodigestor.

En la primera carga, que se realiza al día 5 del comienzo de la vendimia, se tiene un requerimiento de carga de 55,74 toneladas, las que son suplidas por la totalidad de la cosecha.

Para las cargas siguientes, se acumula la carga de los 20 o 25 días entre el periodo de carga y se le descuenta el valor del requerimiento, para así obtener el valor final del excedente o déficit.

Tabla G.2: Cargas de Biomasa en Biodigestores.

Carga	7	8	9	10	11	12
Día de Carga	140	165	185	210	230	255
Requerimiento [ton/carga]	55,74	55,74	55,74	55,74	55,74	55,74
Cosecha Acumulada	917,42	818,71	724,82	635,63	550,90	470,40
Excedente/Déficit	861,68	762,97	669,08	579,89	495,16	414,66

Para las cargas 7 en adelante, ya no se generan más desechos de biomasa, por lo que comienza el proceso de utilizar los desechos generados en los periodos anteriores. Se considera que se utilizan los primeros desechos generados y además, se castiga con una pérdida de humedad de un 5 % a partir del segundo mes que lleva almacenado. Por lo que las cosechas acumuladas y los excedentes van disminuyendo a medida que pasan los periodos de carga.

Tabla G.3: Cargas de Biomasa en Biodigestores.

Carga	13	14	15	16	17
Día de Carga	275	300	320	345	390
Requerimiento [ton/carga]	55,74	55,74	55,74	55,74	55,74
Cosecha Acumulada	393,93	321,28	252,26	187,65	125,32
Excedente/Déficit	338,19	265,54	196,52	131,91	69,58

Se presenta una última carga número 17, ya que la generación de biogás se produce de forma desfasada al período que se contabiliza como 0, por lo que para completar un año de producción eléctrica se considera este período extra. Finalmente, sobran 69.58 toneladas de biomasa.

H | Consumos de Energéticos en Viñas

A continuación se exponen los consumos de energéticos en las viñas San Pedro y Concha y Toro, desde donde se infirió que los principales energéticos son el GLP y el Petróleo.

CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN VSPT CHILE Y ARGENTINA

		VSPT CHILE			VSPT ARGENTINA		
		2014	2015	2016	2014	2015	2016
Petróleo 6	Lts	418.036	391.114	368.461	3.592	6.689	6.399
Petróleo Diesel	Lts	50.594	43.704	56.681	69.930	68.091	65.773
Petróleo Diesel Generador	Lts	40.868	51.229	78.684	862	688	643
GLP	Lts	285.652	233.381	155.268	6.117	7.961	8.659
Gas Natural	m ³	0	0	0	25.302	20.639	25.947
Gas Grúas	Lts	258.287	250.926	264.482	-	-	-
Gas Servicios	Lts	34.278	38.298	26.202	-	-	-
Leña	Kg	428.230	526.000	548.873	-	-	-

Figura H.1: Consumo de Combustibles en VSPT.
(41)

Consumo de Combustibles Interno

Consumo total de combustible	Unidad	2014	2015	2016	VARIACIÓN
Gasolina	Miles lt	556	1.121	958	-15%
Petróleo	Miles lt	2.418	2.335	2.317	-1%
GLP	Miles lt	3.129	3.355	3.503	4%
Total	Miles lt	6.103	6.811	6.778	0%
Gas Natural	Miles m ³ s	-	144	161	12%
TOTAL	TJ	187	213	212	-1%

Figura H.2: Consumo de Combustibles en Concha y Toro.
(40)

Utilizando estas dos fuentes de información, se calculan los ahorros de combustibles sustituidos para generación térmica considerando el Petróleo y el GLP.

I | Precios Históricos de los Energéticos

COS

Se recopiló los datos del portal Energía Abierta, página web que contiene datos estadísticos e históricos de los hidrocarburos en Chile.

A continuación se muestran los precios con los valores promedios anuales y el promedio final.

Tabla I.1: Precio Promedio Anual de GLP y Petróleo n°6.

Año	Promedio Precio Año	
	<i>Petróleo N° 6</i>	<i>GLP</i>
2005	257	668
2006	320	718
2007	356	786
2008	527	956
2009	383	818
2010	465	918
2011	624	1.068
2012	652	1.058
2013	611	1.124
2014	575	1.126
2015	304	983
2016	223	997
2017	308	1.087
Promedio Total	431	947

Se encontraron datos mensuales del precio de ambos energéticos, donde se anualizaron y luego se calculó el promedio total de ambos.

J | Precios Históricos de Agua

Se recopiló los precios históricos de diversas distribuidoras de agua en la región del Maule a través de la superintendencia de servicios sanitarios. Las distribuidoras son Aguas del Centro, Aguas San Pedro, Cooperativa Maule, Cooperativa Sagrada Familia, Cooperativa Sarmiento y Nuevosur S.A.

Se muestran los precios de cargo fijo, consumo no punta (que abarca los meses de abril a noviembre), consumo punta (que abarca los meses restantes) y los precios de sobreconsumo, donde estos últimos no serán utilizados para este estudio.

Tabla J.1: Precio de Agua en región del Maule.
(39)

Localidad/sector	Vigente a contar de	Cargo Fijo	No Punta	Punta	Sobreconsumo
MAULE	06-may-2015	1075	511,71	511,71	1026,35
MAULE	23-dic-2014	1040	505,41	505,41	1007,43
MAULE	06-may-2012	946	457,94	457,94	912,04
MAULE	06-may-2010	878	425,46	425,46	847,57
MAULE	01-dic-2008	988	450,03	376,37	618,24
MAULE	15-mar-2008	958	434,75	363,59	596,81
MAULE	10-nov-2007	878	395,01	330,35	541,29

Por lo tanto, los valores que se utilizarán para calcular el costo de operación del agua para los biodigestores es \$859 como cargo fijo, \$402 precio en no punta y \$395 para los meses punta.

Tabla J.2: Precio de Agua en región del Maule.
(39)

Localidad/sector	Vigente a contar de	Cargo Fijo	No Punta	Punta	Sobreconsumo
CURICO	06-mar-2017	778	354,39	353,98	607,86
CURICO	05-ene-2017	886	349,59	349,58	657,52
CURICO	13-sep-2016	774	352,29	351,88	604,26
CURICO	07-ene-2016	881	347,56	347,55	653,7
CURICO	08-oct-2015	876	345,61	345,6	650,03
CURICO	15-abr-2015	850	338,74	338,74	637,46
CURICO	04-mar-2015	843	335,72	335,72	631,78
CURICO	28-jun-2014	822	324,24	324,24	610,48
CURICO	29-ene-2014	801	314,21	314,2	591,68
CURICO	30-ago-2013	784	304,76	304,75	573,81
CURICO	30-nov-2012	776	295,62	295,6	556,78
CURICO	04-oct-2012	750	291,64	291,63	549,53
CURICO	14-mar-2012	747	290,14	290,14	546,71
CURICO	01-ene-2012	770	276,56	276,44	514,62
CURICO	15-nov-2011	774	278	277,88	517,31
CURICO	15-oct-2011	774	278	277,88	517,31
CURICO	15-feb-2011	753	268,74	268,62	499,98
CURICO	01-ene-2011	727	257,3	257,16	477,42
CURICO	15-sep-2010	720	254,65	254,51	472,5
CURICO	15-ago-2009	720	254,65	254,51	472,5
CURICO	15-abr-2009	728	263,4	263,26	488,56
CURICO	15-feb-2009	733	272,48	272,35	505,43
CURICO	15-dic-2008	751	282,76	282,63	524,91
CURICO	15-oct-2008	742	273,93	273,82	510,04
CURICO	15-ago-2008	725	264,73	264,62	493
CURICO	15-jun-2008	702	250,11	250	465,58
CURICO	15-dic-2007	676	237,61	237,49	441,5
CURICO	15-sep-2007	659	229,29	229,17	425,56
CURICO	07-jun-2007	636	222,7	222,58	413,23
CURICO	15-may-2007	636	222,7	222,58	413,23
CURICO	13-dic-2006	625	212,75	212,62	394,32
CURICO	15-nov-2006	625	212,75	212,62	394,32
CURICO	13-sep-2006	634	224,92	224,81	417,74
CURICO	15-ago-2006	611	234,84	229,73	431,95
CURICO	15-jun-2006	604	226,51	221,42	415,39
CURICO	16-mar-2006	595	218,14	213,37	401,21
CURICO	15-ene-2006	595	212,86	207,73	388,69
CURICO	15-nov-2005	599	219,24	214,17	400,95
CURICO	15-may-2005	581	214,9	209,74	396,2
CURICO	15-ene-2005	574	208,19	203,02	383,36

Tabla J.3: Precio de Agua en región del Maule.
(39)

Localidad/sector	Vigente a contar de	Cargo Fijo	No Punta	Punta	Sobreconsumo
AGUAS DEL CENTRO	10-nov-2016	1156	725,34	725,34	1134,3
AGUAS DEL CENTRO	07-ene-2016	1122	723,07	723,07	1130,01
AGUAS DEL CENTRO	06-nov-2015	1118	720,46	720,46	1125,92
AGUAS DEL CENTRO	17-jun-2015	1080	697,16	697,16	1088,93
AGUAS DEL CENTRO	17-abr-2015	1073	693,1	693,1	1082,6
AGUAS DEL CENTRO	15-ene-2014	1015	643,75	643,75	1005,81
AGUAS DEL CENTRO	01-ene-2012	968	625,23	623,38	759,9
AGUAS DEL CENTRO	15-nov-2011	970	626,91	625,06	761,95
AGUAS DEL CENTRO	15-abr-2011	947	606,99	605,15	737,64
AGUAS DEL CENTRO	15-jun-2010	915	584,8	583,02	710,6
AGUAS DEL CENTRO	15-ene-2010	893	563,7	561,94	683,81
AGUAS DEL CENTRO	15-jun-2009	903	583,2	581,47	708,76
AGUAS DEL CENTRO	15-mar-2009	912	602,65	600,96	732,68
AGUAS DEL CENTRO	15-ene-2009	930	623,29	622,01	758,46
SAGRADA FAMILIA	10-jul-2017	1137	434,29	434,29	935,43
SAGRADA FAMILIA	10-mar-2015	1045	408,94	408,94	878,81
SAGRADA FAMILIA	15-ago-2009	944	350,43	287,73	449,58
SAGRADA FAMILIA	15-feb-2009	963	362,55	297,72	466,79
SAGRADA FAMILIA	20-dic-2008	989	374,26	307,35	482,5
SAGRADA FAMILIA	10-nov-2007	878	324,84	266,71	349,92
SARMIENTO	08-may-2016	926	638,68	638,68	1007,84
SARMIENTO	08-dic-2015	1229	634,7	634,7	1258,89
SARMIENTO	08-may-2011	1047	539,1	539,1	1066,1
SARMIENTO	15-dic-2009	949	526,17	521,04	1092,22
SARMIENTO	15-nov-2009	992	529,78	524,62	1099,63
SARMIENTO	19-jun-2009	1070	544,31	539,04	1131,34
SARMIENTO	15-jun-2009	1028	535,35	530,15	1112,06
SARMIENTO	15-abr-2009	1070	544,31	539,04	1131,34
SARMIENTO	15-feb-2009	1120	555	550	1160 0
SARMIENTO	20-dic-2008	1149	577,35	571,83	1202,62
SARMIENTO	10-nov-2007	879	482	477,28	999,58
Promedio Total		859	402	395	754

K | Flujo de Caja Financiado

Tabla K.1: Flujo de caja financiado

Item	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15
(+) Ahorro Energía Eléctrica		\$53.753.995	\$53.753.995	\$53.753.995	\$53.753.995	\$53.753.995	\$53.753.995	\$53.753.995	\$53.753.995	\$53.753.995	\$53.753.995	\$53.753.995	\$53.753.995	\$53.753.995	\$53.753.995	\$53.753.995
(+) Ahorro Energía Térmica		\$94.742.931	\$94.742.931	\$94.742.931	\$94.742.931	\$94.742.931	\$94.742.931	\$94.742.931	\$94.742.931	\$94.742.931	\$94.742.931	\$94.742.931	\$94.742.931	\$94.742.931	\$94.742.931	\$94.742.931
(+) Venta de biofertilizante		\$11.986.330	\$11.986.330	\$11.986.330	\$11.986.330	\$11.986.330	\$11.986.330	\$11.986.330	\$11.986.330	\$11.986.330	\$11.986.330	\$11.986.330	\$11.986.330	\$11.986.330	\$11.986.330	\$11.986.330
(-) Costos Operacionales		-\$72.667.389	-\$72.667.389	-\$72.667.389	-\$72.667.389	-\$72.667.389	-\$72.667.389	-\$72.667.389	-\$72.667.389	-\$72.667.389	-\$72.667.389	-\$72.667.389	-\$72.667.389	-\$72.667.389	-\$72.667.389	-\$72.667.389
(-) Pago Interés Crédito		-\$53.458.424	-\$31.893.797	-\$30.172.708	-\$30.172.708	-\$28.279.509	-\$26.196.991	-\$24.386.374	-\$18.614.542	-\$15.565.527	-\$12.211.610	-\$8.522.302	-\$4.464.063	0	0	0
(-) Depreciaciones		-\$76.782.794	-\$76.782.794	-\$76.782.794	-\$48.900.774	-\$48.900.774	-\$11.260.047	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(-) Pérdidas del ejercicio anterior	0	-\$22.425.351	-\$43.286.075	-\$62.425.710	-\$51.790.126	-\$39.072.023	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Utilidad Antes de Impuesto		-\$ 22.425.351	-\$ 43.286.075	-\$ 62.425.710	-\$ 51.790.126	-\$ 39.072.023	\$ 13.577.577	\$ 55.109.447	\$ 57.941.279	\$ 60.990.294	\$ 64.344.210	\$ 68.033.519	\$ 72.091.758	\$ 76.555.821	\$ 81.815.867	\$ 87.815.867
Impuesto (20%)							-\$27.152.515	-\$11.033.389	-\$11.588.256	-\$12.198.059	-\$12.868.842	-\$13.606.704	-\$14.418.352	-\$15.311.104	-\$17.563.173	-\$17.563.173
Utilidad Después de Impuesto		-\$ 22.425.351	-\$ 43.286.075	-\$ 62.425.710	-\$ 51.790.126	-\$ 39.072.023	\$ 10.865.062	\$ 44.135.558	\$ 46.353.023	\$ 48.792.235	\$ 51.475.368	\$ 54.426.815	\$ 57.673.406	\$ 61.244.657	\$ 70.252.694	\$ 70.252.694
Depreciaciones		\$76.782.794	\$76.782.794	\$76.782.794	\$48.900.774	\$48.900.774	\$11.260.047	\$11.260.047	\$11.260.047	\$11.260.047	\$11.260.047	\$11.260.047	\$11.260.047	\$11.260.047	\$11.260.047	\$11.260.047
Amortizaciones		-\$22.425.351	-\$43.286.075	-\$62.425.710	-\$51.790.126	-\$39.072.023	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flujo de Caja Operacional		\$ 54.357.443	\$ 55.922.070	\$ 57.643.159	\$ 59.536.558	\$ 61.618.876	\$ 61.329.907	\$ 55.947.299	\$ 58.192.482	\$ 60.052.282	\$ 62.735.415	\$ 65.686.862	\$ 68.933.453	\$ 72.504.703	\$ 70.252.694	\$ 70.252.694
Inversiones		\$87.410.133														
(-) IVA de la Inversión		-\$418.230.303														
(+) Recuperación IVA de la inversión		-\$87.410.133														
(+) Capital de Trabajo		-\$33.177.600														
(+) Recuperación del capital de trabajo		-\$4.182.303														
(+) Inversión Intangibles		\$334.884.242														
(+) Crédito																
(-) Amortizaciones		-\$15.646.268	-\$17.210.895	-\$18.931.985	-\$20.825.183	-\$22.907.702	-\$25.198.472	-\$27.718.319	-\$30.490.151	-\$33.539.166	-\$36.893.082	-\$40.582.391	-\$44.640.630	-\$49.104.693	-\$54.015.162	-\$59.416.678
Flujo de Capitales		-\$ 208.416.097	-\$ 171.663.865	-\$ 172.101.895	-\$ 18.931.985	-\$ 20.825.183	-\$ 25.198.472	-\$ 27.718.319	-\$ 30.490.151	-\$ 33.539.166	-\$ 36.893.082	-\$ 40.582.391	-\$ 44.640.630	-\$ 49.104.693	-\$ 54.015.162	-\$ 59.416.678
Flujo de Caja Neto		-\$ 208.416.097	-\$ 126.121.308	-\$ 38.711.175	-\$ 38.711.175	-\$ 38.711.175	-\$ 35.995.659	-\$ 27.677.285	-\$ 27.122.919	-\$ 26.513.116	-\$ 25.842.333	-\$ 25.104.471	-\$ 24.292.823	-\$ 23.400.011	-\$ 16.237.532	-\$ 44.013.616