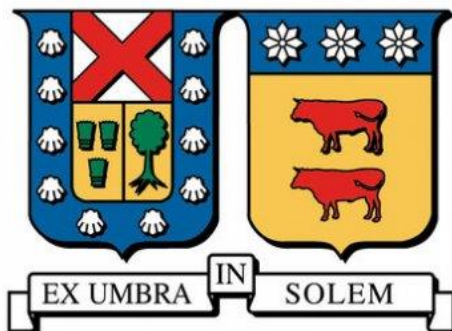


UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INDUSTRIAS
CASA CENTRAL - CHILE



**EVALUACIÓN DEL POTENCIAL DE IMPLEMENTAR UNA PLANTA
TÉRMICA QUE UTILICE RESIDUOS VITIVINÍCOLAS PARA LA
GENERACIÓN DE ENERGÍA EN LA REGIÓN DEL MAULE**

**MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL INDUSTRIAL**

AUTOR
HERNÁN ANDRÉS CASTILLO PÉREZ

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

VALPARAÍSO, SEPTIEMBRE 2019.

Agradecimientos

Quiero agradecer a mi familia que me ha apoyado desde que tengo memoria. Los valores y enseñanzas que me transmitieron son algo de lo que estoy infinitamente agradecido. Gracias también por todo su cariño y alientos que nunca faltaron.

A mi pareja, quien es una persona clave en mi vida y con la cual pude disfrutar gran parte de mi etapa universitaria.

También a mi profesor Andrés por la confianza y buena voluntad que tuvo tras verme algo acomplexado en el proceso. Sus palabras fueron de gran ayuda y me permitieron poder culminar esta etapa.

Familiares, amigos, los tengo presente a cada uno de ustedes.

RESUMEN

La implementación de una central termoeléctrica que utilice como combustible residuos de la producción del vino surge de la necesidad de hacer uso de un tipo de energía que genere un menor impacto al medio ambiente. El diseño del proyecto contempla la instalación de una planta que proporcione 2,163 MW eléctricos, lo que equivale a 17.304 MWh anuales, la que se compondrá de equipos como caldera, turbina de vapor, generador, condensador, bombas, torre de refrigeración y equipos auxiliares; los que requerirán la aplicación de un ciclo de Rankine definiendo en cada punto los niveles de entalpía, flujo másico y pérdidas en el proceso.

Por otra parte, se identificó que la región del Maule presenta el mayor número de hectáreas y producción vitivinícola por lo cual se seleccionó esa región como base del estudio, y a modo de acotar la zona y no incurrir en altos costos de transporte se trabajó con el potencial disponible en el Valle de Lontué, el que se compone de 15.021,70 hectáreas y presenta un potencial de biomasa disponible de 450.651 toneladas anuales.

Tras realizar el análisis de mercado se pudo ver las opciones energéticas, se segmentó el mercado y se definió un análisis estratégico. Como también se definió una localización en el valle de Lontué y se determinó un ahorro en términos de CO₂ de 6.735,2 toneladas.

Dada una inversión de 6,9 MM USD, un período de evaluación de 15 años y mediante un financiamiento a 12 años se generará un VAN de \$459.559.953, una TIR de 6,87% y un período de recuperación de 10 años. Se obtendrá también una sensibilización de variables como el precio del MWh eléctrico, costo de la biomasa las que afectarán la rentabilidad. Luego el proyecto será rentable dado las consideraciones e indicadores presentados.

Índice de Contenidos

1.	PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	9
2.	OBJETIVOS	11
2.1.	Objetivo General	11
2.2.	Objetivos Específicos	11
3.	ANTECEDENTES GENERALES	12
3.1.	Residuos a nivel global	12
3.1.1.	Residuos a nivel global	12
3.1.2.	Residuos en Chile	14
4.	MARCO TEÓRICO	17
4.1.	Biomasa	17
4.2.	Industria Vitivinícola	18
4.2.1.	Producción Vitivinícola	18
4.2.2.	Proceso productivo del vino	21
4.2.3.	Superficie Vitícola	25
4.2.4.	Residuos Vitivinícolas	28
4.2.5.	Criterio de selección de zona	29
4.3.	Biomasa en Chile	30
4.4.	Ejemplos en Chile y exterior	31
4.4.1.	Central termoeléctrica de Alholmens Kraft	31
4.4.2.	Central termoeléctrica Valdivia	32
4.5.	Central termoeléctrica de Biomasa	33
4.5.1.	Parámetros asociados a biomasa	33
4.5.2.	Proceso en una central termoeléctrica	34
4.6.	Potencial de biomasa disponible	41
4.7.	Evaluación económica	42
5.	ANÁLISIS DE MERCADO	46
5.1.	Estudio de mercado	46
5.1.1.	Mercado energético	46

5.1.2.	Combustibles: Gas natural, Biogás y Biomasa.....	46
5.2.	Segmentación de mercado	48
5.3.	Mercado objetivo	48
5.4.	Definición de producto/servicio.....	48
5.5.	Justificación del precio	49
5.6.	Niveles de oferta y demanda.....	49
5.7.	Análisis estratégico	49
5.8.	Plan de marketing	51
5.9.	Localización.....	52
6.	ESTUDIO TÉCNICO.....	54
6.1.	Componentes del proceso productivo.....	54
6.2.	Estimación de potencial teórico de biomasa.....	55
6.3.	Almacenamiento de biomasa	56
6.4.	Ciclo de agua vapor	58
6.5.	Cálculo de potencial de generación	60
6.6.	Pérdidas por concepto de exergía destruida.....	61
6.7.	Selección de equipos.....	63
6.8.	Requerimiento energético de equipos externos	71
6.9.	Generación energética neta del proceso.....	74
7.	ESTUDIO SOCIETARIO Y TRIBUTARIO	75
7.1.	Tipo de asociación	75
7.2.	Patentes, marcas	77
7.3.	Aspectos tributarios	78
7.3.1.	Impuestos indirectos.....	78
7.3.2.	Impuestos directos.....	78
8.	ESTUDIO AMBIENTAL	79
8.1.	Evaluación ambiental y normativa.....	79
8.2.	Evaluación de impactos	82
8.3.	Medidas a tratar	83
8.4.	Emisiones de CO2	84
9.	ESTUDIO ECONÓMICO.....	86

9.1.	Ingresos generados.....	86
9.1.1.	Venta de energía eléctrica generada.	86
9.2.	Costos asociados.....	87
9.2.1.	Costos de inversión.....	87
9.2.2.	Capital de trabajo.....	88
9.2.3.	Costos de operación.....	89
9.2.4.	Depreciación.....	90
9.2.5.	Tasa de descuento.....	91
9.2.6.	Período de evaluación.....	92
9.3.	Flujo de caja sin financiamiento	92
10.	ESTUDIO FINANCIERO.....	93
10.1.	Opciones de financiamiento.....	93
10.1.1.	Garantía Corfo Pro-Inversión.	93
10.1.2.	Crédito Banco Estado.	94
10.2.	Flujo de caja financiado	94
10.3.	Análisis sensibilidad.....	95
10.3.1.	Punto de equilibrio.....	95
10.3.2.	Variaciones a una variable	96
10.3.3.	Variación alterando dos variables.....	100
11.	CONCLUSIONES.....	102
12.	REFERENCIAS	104
13.	ANEXOS	106
13.1.	Anexo I.....	106
13.2.	Anexo II.....	107
13.3.	Anexo III	108
13.4.	Anexo IV	109
13.5.	Anexo V	110
13.6.	Anexo VI.....	111
13.7.	Anexo VII.....	112

Índice de Figuras

Figura 3.1: Definición de niveles de ingreso.....	13
Figura 3.2: Generación de residuos a nivel nacional 2014	16
Figura 4.1: Tipos de vino con D.O.....	19
Figura 4.2: Variación de producción anual de vinos.....	20
Figura 4.3: Evolución de superficie de viñedos en hectáreas.	26
Figura 4.4: Central de Alholmens Kraft.....	31
Figura 4.5: Central de Valdivia.	32
Figura 5.1: Localización a considerar para implementar la central.	53
Figura 5.2: Principales viñas del Valle de Lontué.	53
Figura 6.1: Ciclo de Rankine con recalentamiento previo a la turbina.	58
Figura 6.2: Balance energético caldera.	64
Figura 6.3: Balance energético turbina.	65
Figura 6.4: Balance energético bomba.....	68
Figura 6.5: Balance energético bomba.....	70
Figura 10.1: Variación de VAN dado precio MWh eléctrico.	96
Figura 10.2: Variación de VAN dado precio de biomasa.	98
Figura 10.3: Variación de VAN dado compra de biomasa.	99
Figura 10.4: Variación de VAN dado compra de biomasa.	100
Figura 13.1: Coeficiente de pérdida para distintas secciones de tuberías.	108

Índice de Tablas

Tabla 4.1: Evolución de la producción nacional de vinos con y sin denominación.....	18
Tabla 4.2: Variación de producción de vinos entre año 2017 y 2018.	19
Tabla 4.3: Niveles de exportaciones de vino 2017.....	20
Tabla 4.4: Superficie nacional de viñedos en hectáreas.	26
Tabla 4.5: Propietarios de viñedos por región.....	27
Tabla 4.6: Clasificación de residuos del vino y su uso alternativo.	28
Tabla 4.7: Significado y decisión para valores del valor actual neto.	42
Tabla 6.1: Características de cada punto en un ciclo de Rankine ideal.....	59
Tabla 6.2: Puntos generados para ciclo de Rankine real.	59
Tabla 6.3: Caracterización de tuberías.	66
Tabla 6.4: Caracterización de pérdidas singulares.	68
Tabla 6.5: Características de iluminación en equipos, instalaciones y almacenamiento. ...	71
Tabla 6.6: Requerimiento energético de equipos del proceso.	74
Tabla 8.1: Tecnología de control de material particulado.....	83
Tabla 8.2: Emisiones de diferentes combustibles fósiles en relación con la biomasa.	85
Tabla 8.3: Emisión en toneladas de CO2	85
Tabla 9.1: Costos de inversión en US\$/kW	87
Tabla 9.2: Costo de inversión en maquinaria	88
Tabla 9.3: Depreciación y vida útil de equipos	90
Tabla 9.4: Depreciaciones por año.	90
Tabla 9.5: Indicadores económicos flujo puro.	92
Tabla 10.1: Indicadores económicos flujo de caja financiado	94
Tabla 10.2: Sensibilización de precio de energía eléctrica en dólares.	96
Tabla 10.3: Sensibilización de precio de la tonelada de biomasa en dólares.	97
Tabla 10.4: Sensibilización de demanda teórica comprada.....	99
Tabla 10.5: Sensibilización de precio de la mano de obra directa.	100
Tabla 10.6: VAN según variación de precio de electricidad y costo de biomasa.	101
Tabla 13.1: Hectáreas de viñedos por comuna en la región del Maule.....	106
Tabla 13.2: Precios de nudo promedio y ajustes o recargo.	107
Tabla 13.3: Características de tubos fluorescentes MASTER LED de Philips.....	109
Tabla 13.4: Características de torres de refrigeración de Boldrocchi T.E.....	110
Tabla 13.5: Tasa de descuento para los activos según tecnología.....	111
Tabla 13.6: Flujo de caja financiado.	112

1. PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

Durante los últimos años ha tomado peso el hecho de que empresas busquen alternativas para la reducción de sus residuos, prácticas del siglo pasado como la quema de residuos eran actividades desarrolladas comúnmente por parte de empresas que la veían como una alternativa que evitaba grandes costos. Hoy en día, existen regularizaciones ambientales mucho más estrictas que no permiten la realización de gran parte de estas prácticas. Con todo esto, actualmente en Chile se siguen produciendo 21,2 millones de toneladas de residuos que van a parar a vertederos que cada vez están más y más copados (M del Medioambiente, 2018). Y de estos se estima que solamente cerca del 10% son reciclados. La duda surge en si se está desarrollando correctamente la gestión de estos residuos, y como se podrían manejar correctamente estos elementos que a su vez son sumamente contaminantes para la salud de las personas.

Se estima que la basura producida por Chile proviene en un 43% de la región Metropolitana, y que le siguen regiones como la del Biobío con un 10% y la de Valparaíso con un 7,4%.

Por otra parte, el potencial eléctrico de Chile se ve acotado fuertemente por los grandes niveles energéticos requeridos por el país y que van en un alza considerable. Con ello, se está tratando de incentivar la generación de energías renovables y no convencionales como una vía que permite agregarle valor a la cadena energética. Con ello se espera que al 2050 “al menos el 70% de la generación eléctrica nacional provenga de energías renovables” (M de Energía, 2018). Esto sumado a diversos proyectos que tienen como base el uso de

electricidad, buscando de cierta forma diversificar a modo de no depender tanto del petróleo y gas natural, producto que son grandes entes contaminantes.

Respecto a estas energías renovables no convencionales se tienen variadas alternativas, de donde surge la utilización de la biomasa, que vendrá siendo el residuo de los procesos agrícolas, como una alternativa energética que puede aportar a la reducción de parte de los residuos nacionales.

Luego surge la pregunta: ¿Chile tendrá el potencial suficiente de algún tipo de biomasa para poder generar energía y a su vez reducir en parte esta cifra elevada de residuos? Y de ser así, ¿sería factible económicamente su utilización?

Surgen como una alternativa los residuos agrícolas obtenidos del proceso de la producción del vino dada su gran magnitud a nivel nacional, donde si bien una porción de estos se reutiliza como fertilizante en las tierras de las viñas no dejan de generarse un alto grado de residuos con los cuales los viñedos deben lidiar.

Se propone la instalación de una central termoeléctrica que utilice estos residuos y que mediante un proceso de combustión genere energía que pueda ser inyectada a la red o bien pueda solventar el requerimiento energético de las viñas aledañas a la central si estas quisiesen. Con lo cual se requerirá saber: ¿Cuánta biomasa se requeriría para el funcionamiento de esta central? ¿Será rentable la utilización de la biomasa como combustible para la planta? ¿En qué región localizar la planta?

Para ello se realizarán diversos estudios que permitan aclarar estas interrogantes y que definan la factibilidad y el nivel de costos e ingresos que presentará la implementación de una central de este tipo.

2. OBJETIVOS

2.1. Objetivo General

Evaluación técnica y económica del potencial de instalar una planta térmica que busque reducir la cantidad de residuos orgánicos producidos por la industria vitivinícola en la región del Maule, Chile. Para así generar energía no convencional que pueda ser introducida a la red eléctrica.

2.2. Objetivos Específicos

- Determinación de la cantidad de residuos orgánicos totales producidos por la industria vitivinícola en la región del Maule, a modo de ver si estos presentan una capacidad suficiente para la generación de energía eléctrica.
- Obtener la cantidad de residuos requeridos para el funcionamiento de la central térmica que deben ser comprados a viñas de la región del Maule.
- Identificar los parámetros y los equipos asociados al ciclo de Rankine que permitirán la generación eléctrica.
- Analizar la factibilidad de localizar la planta de biomasa y determinar su impacto ambiental.
- Realizar estudios de mercado, técnico, tributario, ambiental, económico y financiero que conlleven la implementación de una planta térmica de biomasa.

3. ANTECEDENTES GENERALES

3.1. Residuos a nivel global

3.1.1. Residuos a nivel global.

Los residuos sólidos generados a nivel mundial ascienden a cerca de 2.010 millones de toneladas. La gestión de estos residuos es un tema que busca hacer frente a esta problemática, por medio de constantes mejoras e innovación en el área, pero lo cierto es que es un tema que requiere acciones lo antes posible (Kaza, Yao, Bhada-Tata, & Van Woerden, 2018).

A lo anterior se le suma el hecho de que se espera que estos residuos aumenten cerca de un 70% de cara al 2050, lo que se estima en unos 3.400 millones de toneladas.

Por medio de una segmentación mediante niveles de ingreso (Figura 3.1), se logró determinar que los países de grandes ingresos, que, si bien representan el 16% de la población mundial, generan más de un tercio de los desechos a nivel mundial (34%), y que regiones como la de Asia oriental y Pacífico generan cerca de un cuarto del total (23%). Y a su vez se espera que estas cantidades incluso se tripliquen hacia el 2050 para regiones como las de África y Asia meridional.

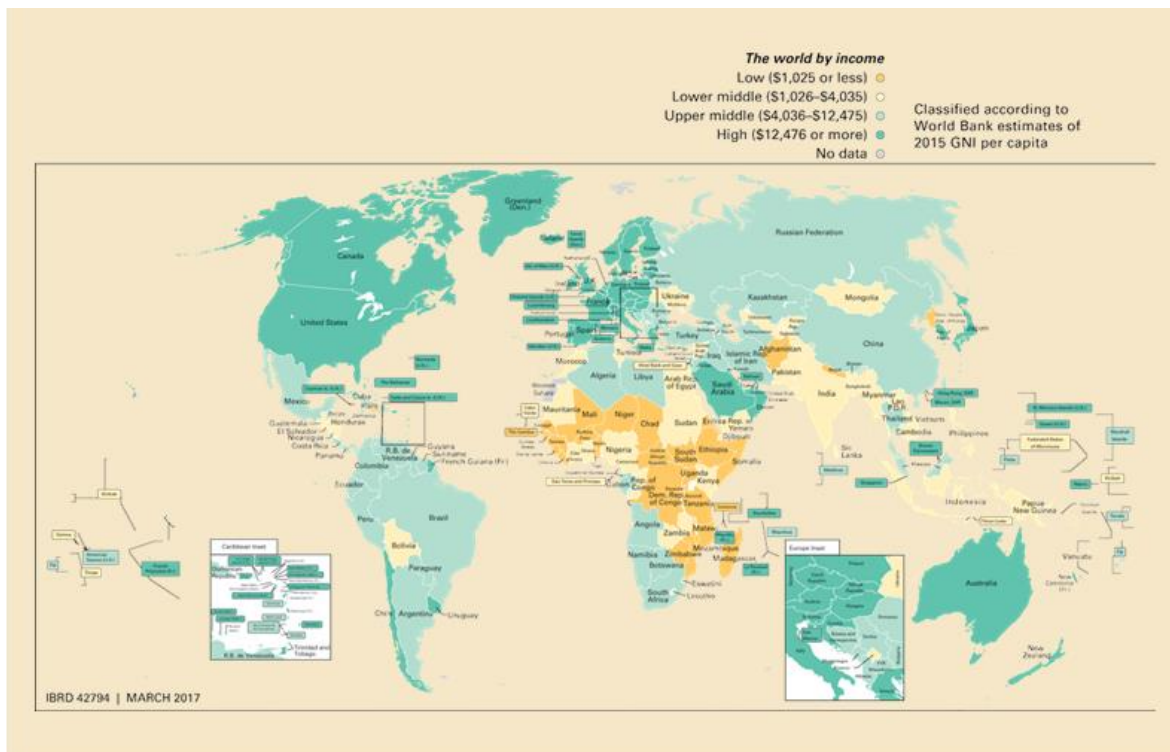


Figura 3.1: Definición de niveles de ingreso.

Fuente: Informe de Banco Mundial: What a waste 2.0.

Dentro de los principales desechos se tiene al plástico, dado a su alta presencia a lo largo del mundo y su larga degradación natural. Se estima que hacia el año 2016, se produjeron más de 246 millones toneladas de desechos plásticos, lo que corresponde a un 12% del total de los desechos sólidos.

Lo preocupante de lo anterior es que no todos los países presentan políticas rigurosas en materias de reciclaje, destacándose que dentro de los países de bajos ingresos se recicla solo cerca del 4%, a diferencia en países de mayor ingreso donde se recicla cerca de un tercio. Por consiguiente, es la mala gestión de los residuos lo que está perjudicando la salud de las personas y a su vez el entorno que las rodea.

3.1.2. Residuos en Chile.

El panorama para Chile respecto a la gestión de residuos no resulta del todo prometedora, se estima que se generan cerca de 21,2 millones de toneladas de residuos al año, y de estos sólo el 10% se recicla.

¿Qué se entiende por residuo?

La legislación chilena define residuo como “cualquier sustancia u objeto que su generador desecha o tiene la intención u obligación de desechar de acuerdo con la normativa vigente” (Ley N° 20.920, 2016).

Según sus características estos se clasifican en:

- **Residuo peligroso:** residuo o mezcla de residuos que presenta riesgo para la salud pública y/o efectos adversos al medio ambiente, ya sea directamente o debido a su manejo actual o previsto.
- **Residuo no peligroso:** residuo que no presenta riesgo para la salud pública ni efectos adversos al medio ambiente.
- **Residuo inerte:** es un residuo no peligroso que no experimenta variaciones físicas, químicas o biológicas significativas, no es soluble, ni combustible, ni reacciona física o químicamente, ni de ninguna otra manera. No es biodegradable y tampoco afecta negativamente a otras materias con las cuales entra en contacto.

Según su origen se clasifican en:

- **Residuos sólidos municipales:** incluye residuos sólidos domiciliarios y residuos similares a los anteriores generados en el sector servicios y pequeñas industrias. También se consideran residuos municipales a los derivados del aseo de vías públicas, áreas verdes y playas.
- **Residuo industrial:** residuo resultante de los procesos de fabricación, transformación, utilización, consumo, limpieza y mantenimiento, generados por la actividad industrial. Corresponden a residuos sólidos, líquidos o combinaciones de estos, que, por sus características físicas, químicas o microbiológicas, no pueden asimilarse a los residuos domésticos.

Medición de residuos

La medición de estos residuos se hace efectiva por primera vez en el año 2015, cuando generadores y destinatarios de residuos industriales y municipales del país declararon en el Sistema Nacional de Declaración de Residuos (SINADER) del Registro de Emisiones y Transferencias de Contaminantes (RETC).

En esta forma, como se aprecia en la Figura 3.2, se declara que municipios, industrias y plantas de tratamiento de aguas servidas (PTAS) constituyen cerca de 45,3 millones de toneladas de basura, de las cuales alrededor de 4,9 millones de toneladas (10,8%) corresponden a residuos sólidos municipales, 39,5 millones de toneladas (87,2%) a residuos industriales no peligrosos, 440 mil toneladas (0,9%) a residuos peligrosos y 492 mil toneladas (1,1%) a lodos de PTAS.

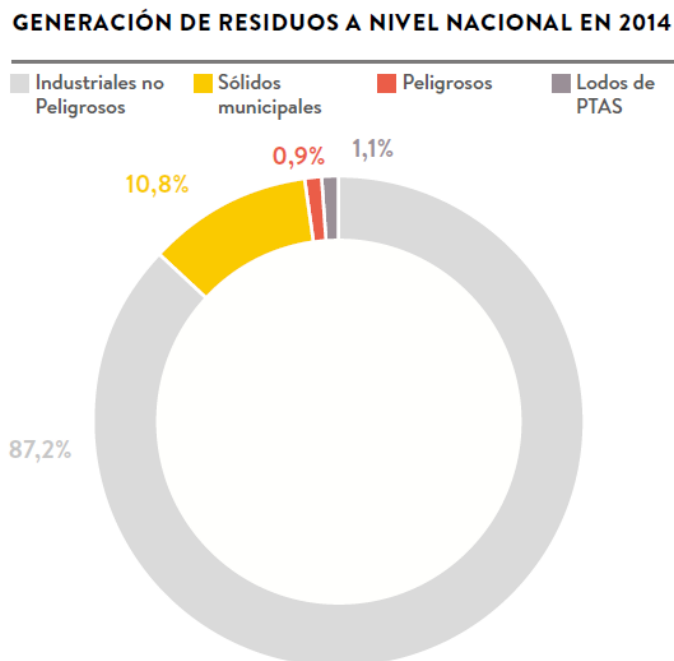


Figura 3.2: Generación de residuos a nivel nacional 2014
Fuente: SINADER, RETC 2015

Como una forma de hacer frente a parte de esta problemática, se aprueba en el 2016 la Ley de Fomento al Reciclaje que obliga a los fabricantes a hacerse cargo de la gestión de sus residuos. Es la Superintendencia de Medio Ambiente quien fiscaliza la norma priorizando la correcta gestión de ciertos productos como aceites lubricantes, envases, aparatos electrónicos, neumáticos, baterías, pilas y embalajes.

4. MARCO TEÓRICO

4.1. Biomasa

Se entiende por biomasa a el conjunto de material orgánico que proviene de plantas y animales, o fruto de alguna transformación natural o artificial de la misma. Esta contiene energía almacenada directamente del sol, dado que las plantas la obtienen por medio del proceso de fotosíntesis.¹

El aprovechamiento energético de la biomasa se determina por dos procesos de conversión, en uno de ellos se obtiene directamente energía química en forma de calor tras la quema directa de este, o bien se produce un proceso de conversión a biogás.

La clasificación de la biomasa se determina en los siguientes grupos (Castells & Cadavid, 2005):

- **Biomasa natural:** es la producida por ecosistemas naturales.
- **Biomasa residual:** son los subproductos derivados de la actividad agrícola, ganadera y forestal. También se incluyen los materiales biodegradables como los fangos de los ganaderos o los fangos de las depuradoras.
- **Cultivos energéticos:** se constituye por los vegetales que están destinados exclusivamente a ser un material de aprovechamiento energético.

Como objeto de estudio se tiene a la industria Vitivinícola, donde se aprovechará la biomasa obtenida como el residuo del proceso de generación de vino. A su vez, esta

¹ US. Energy Information Administration. Definición de Biomasa.
https://www.eia.gov/energyexplained/?page=biomass_home

corresponde a biomasa del tipo residual, que a su vez es secada en el mismo proceso de obtención de esta.

4.2. Industria Vitivinícola

4.2.1. Producción Vitivinícola.

Para el caso de Chile, la Industria Vitivinícola representa un sector económico de gran interés, dado que al año 2018 se produjeron cerca de 1.289 millones de litros de vino, lo que representa un aumento de 35,9% respecto al año anterior. De estos, un 81,6% corresponde a vinos con denominación de origen (D.O), un 10,5% a vinos sin denominación de origen y un 7,9% a vinos producidos con uva de mesa.

Por otra parte, el 88,9% de la producción nacional de vinos se localiza en las regiones del Maule, Libertador Bernardo O'Higgins y Metropolitana, destacando a la región del Maule con un 43,7% de la producción en el país. En la Tabla 4.1 se muestra la evolución que ha presentado la producción de vino nacional por regiones en miles de pesos chilenos, donde en el total se consideró el aporte de los vinos de mesa.

Región	Vinos con D.O.				Vinos sin D.O.(*)				Total			
	2015	2016	2017	2018	2015	2016	2017	2018	2015	2016	2017	2018
Tarapacá	-	-	-	-	-	-	1,6	2,5	-	-	1,6	2,5
Antofagasta	-	-	-	-	-	-	-	8	-	-	-	8
Atacama	-	75	-	1	-	158	14	21	-	233	14	22
Coquimbo	29.317	29.350	25.676	63.560	1.604	3.036	958	14.771	30.920	32.390	26.634	81.332
Valparaíso	15.504	18.463	18.835	23.308	141	297	386	447	15.646	18.963	19.422	27.120
Metropolitana	110.454	93.118	101.462	124.706	11.356	10.332	16.812	11.867	152.869	132.873	137.043	182.494
Lib. Bernardo O'Higgins	387.309	299.254	285.696	341.377	28.427	17.746	19.227	23.198	429.052	322.494	315.562	401.221
Maule	524.937	390.002	361.187	482.354	84.920	72.069	65.893	68.924	618.599	467.047	431.282	563.561
Bio Bio	13.765	22.222	12.202	17.472	25.805	18.137	7.038	16.650	39.598	40.363	19.243	34.129
Araucanía	-	-	4	5	-	-	-	-	-	-	4	5
Los Lagos	1	-	-	-	1	-	-	3	3	-	-	3
TOTAL	1.081.287	852.484	805.061	1.052.782	152.254	121.775	110.330	135.892	1.286.686	1.014.362	949.206	1.289.897

Tabla 4.1: Evolución de la producción nacional de vinos con y sin denominación.

Fuente: Elaboración propia con información de SAG 2015 a 2018.

En cuanto a la producción de vinos con denominación de origen los tipos de cepas se muestran en la Figura 4.1. Donde el Cabernet Sauvignon alcanza el 28,7% de la producción total, y le siguen Sauvignon Blanc con un 13,9%, Merlot con el 12,6%, Chardonnay con un 9,6%, Carmenere con un 7,4 % y la variedad Syrah con un 6,9%.

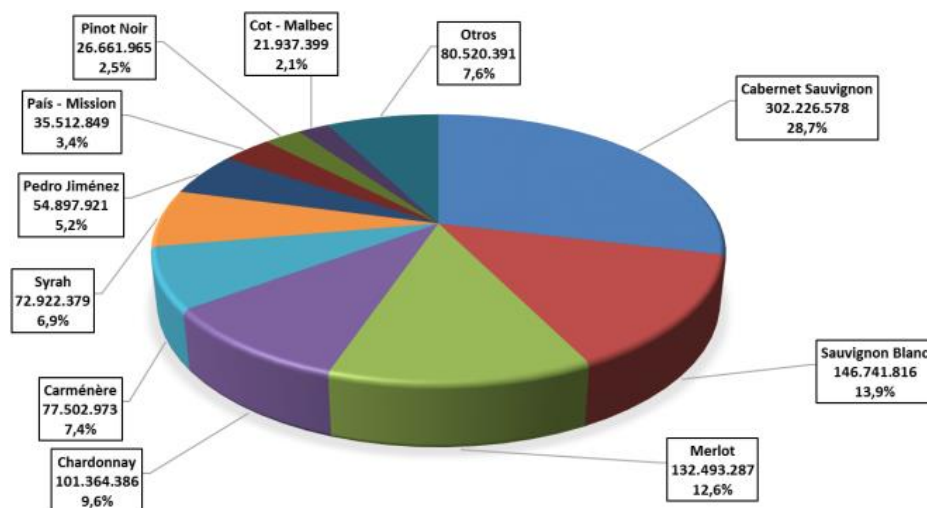


Figura 4.1: Tipos de vino con D.O.

Fuente: Elaboración propia con información de SAG 2015 a 2018.

Por otra parte, la Figura 5 muestra los niveles de variaciones respecto al año 2017 que presentó la producción de vinos.

	Vinos con D.O.	Vinos sin D.O. (*)	Vinos elaborados con uva de mesa
Variación 2017 - 2018	↗ 30,8%	↗ 23,2%	↗ 199,3%

Tabla 4.2: Variación de producción de vinos entre año 2017 y 2018.

Fuente: SAG 2018.

Donde se logra apreciar un gran aumento en los vinos elaborados con uva de mesa, un sector que hasta hace pocos años no presentaba una importancia relativa frente a la producción total.

En cuanto a la variación anual de la producción de vino chileno, se puede apreciar en la Figura 6 que se muestran cantidades que van por encima de los 10 millones de hectolitros, lo cual refleja continuidad de la producción en el tiempo.

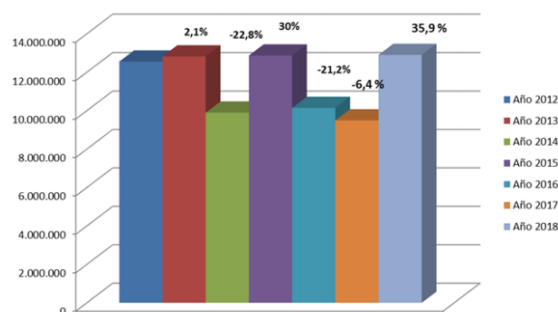


Figura 4.2: Variación de producción anual de vinos.

Fuente: SAG 2018.

Esto de igual manera se puede ver reflejado en los niveles de exportaciones de vino que realiza Chile (Figura 7), donde las de vino embotellado ascendieron a USD 1.985 millones, representando un 3% del total de exportaciones chilenas en el año 2017 y un 7,1% de participación en exportaciones no mineras. Por otra parte, estas presentaron un 8,9% de variación respecto al período 2016.

Cod. Grupo CUCI	Glosa Grupo CUCI	Cod. Rubro CUCI	Glosa Rubro CUCI	2013	2014	2015	2016	2017	Participación en Exportaciones No Mineras 2017	Participación en Exportaciones 2017	Variación 2017/2016
112	Bebidas alcohólicas	112.17	Vino de uvas frescas; mosto de uva con la fermentación impedida o detenida...	1.859,3	1.822,6	1.826,6	1.823,2	1.985,6	7,1%	3,0%	8,9%
		112.15	Vino espumoso	14,6	17,2	17,8	20,5	21,9	0,1%	0,0%	7,0%
		Resto 112		47,0	43,8	37,2	30,6	37,2	0,1%	0,1%	21,6%
	Total Bebidas alcohólicas			1.920,9	1.883,7	1.881,5	1.874,2	2.044,7	7,3%	3,1%	9,1%

Tabla 4.3: Niveles de exportaciones de vino 2017.

Fuente: Servicio Nacional de Aduanas 2017.

4.2.2. Proceso productivo del vino.

La elaboración del vino es un proceso en el cual se transforma el mosto en vino por medio de un proceso de fermentación alcohólica. Es importante separar los procesos productivos de vinificación de acuerdo con el tipo de cepa que se posea, dentro de las principales se analizarán cepas blancas y tintas. (ODEPA, 2017)

4.2.2.1. Vinificación en cepas blancas.

Dentro de esta categoría se encuentran principalmente cepas del tipo Sauvignon Blanc (13,9%) y Chardonnay (9,6%). Este proceso de vendimia suele darse para los meses de febrero y marzo.

Recolección de la uva

El proceso parte con el seguimiento de la maduración de la vid, controlando su grado de azúcar y nivel de acidez. Cuando las proporciones son las adecuadas, se procede a su recolección. La uva es recolectada por medio de remolques que la llevan a bodega para ser tratadas el mismo día. A continuación, la uva se lleva a un proceso de prensado, o bien previamente puede ocurrir un proceso de despalillado y molienda.

Despalillado y molienda

Etapa opcional en donde se descobajan los racimos, y luego se muele la uva por medio de rodillos. El mosto en conjunto de la uva molida se separa del escobajo por medio de un cilindro perforado, continuando su recorrido hasta el final del cilindro para su posterior retiro. Durante el proceso de molienda puede ocurrir acondicionamientos en frío para que, cuyo

objetivo es reducir la temperatura del mosto en unos 8 a 12 °C para así retardar su fermentación y poder ser llevado al proceso de prensado.

Prensado

Se presan tanto los racimos enteros o la uva proveniente de la molienda, por medio de una prensa neumática, cuya presión permite la separación de los jugos bajo ciertos criterios establecidos. A medida que se obtiene el mosto se van añadiendo ciertas concentraciones de anhídrido sulfuroso en una concentración de entre 0 a 5 gramos por hectolitro como medida de evitar alteraciones microbianas en el futuro vino. Por otra parte, se añaden enzimas pectolíticas que ayudan en el proceso de decantación, y a su vez enzimas especiales para la extracción de aromas en la maceración.

Decantación

Proceso previo al a fermentación en donde el mosto es clarificado eliminando impurezas, con el fin de obtener vinos más finos, sin olores ni sabores extraños. Los sólidos decantados se filtran a modo de recuperar el mosto retenido.

Fermentación alcohólica

El proceso donde se transforman las azúcares (glucosas y fructosa) de la uva en alcohol etílico y anhídrido carbónico (estado gaseoso), lo que genera un burbujeo, ebullición y un olor característico del mosto en fermentación. El proceso bioquímico es generado con la presencia de hongos microscópicos o levaduras. Esto se genera al interior de cubas de acero inoxidable, analizando elementos relativos al pH, grado de acidez, nivel de sulfuroso libre y el nitrógeno.

Se pueden añadir nutrientes a modo de modificar ciertos parámetros en el proceso de fermentación. Cabe resaltar que los parámetros de gran impacto en este proceso son la temperatura y la densidad.

La temperatura en términos de que deben mantenerse entre 16°C y 19°C en la cuba. Y la densidad indica el grado de agotamiento del azúcar. Cuando se presentan menos de 2 gramos por litro, se dice que la cubeta está seca. Con ello, se debe mantener el vino de cepa blanco en las barricas un tiempo máximo de 4 meses o según criterio.

4.2.2.2. *Vinificación en cepas tintas.*

Correspondiente al tipo de uva más producida en Chile, dentro de esta categoría se encuentran principalmente cepas del tipo Cabernet Sauvignon (28,7%), Merlot (12,6%), Carmenere (7,4%), Syrah (6,9%). Este proceso de vendimia suele darse para los meses de marzo y abril.

Es un proceso similar al de las cepas en blanco, por tanto, en términos de la fermentación alcohólica, se realizan rigurosas mediciones del nivel de pH, acidez total, nivel de sulfuro libre y nitrógeno, a modo de incorporar o no nutrientes adicionales.

Fermentación alcohólica

Para la cepa tinta, en el proceso de fermentación se realizan remontajes del mosto, donde se introduce mosto de la parte inferior y se reinserta en la parte superior, homogeneizando el proceso.

El proceso se realiza a una temperatura ligeramente superior al de las cepas blancas, con valores entre 26°C y 30°C. En términos de densidad, se busca que esta tenga una

concentración de azúcar menor a 2 gramos por litro, y posteriormente se prueba el vino a modo de efectuar la maceración.

Maceración

Se genera un contacto entre el vino proveniente de la fermentación alcohólica con los hollejos, para luego introducirlos en otra cuba y proceder a la fermentación maloláctica.

Prensado de hollejos

Proceso en el que se retiran los hollejos de la cuba extrayendo con ello el vino prensa, subproducto con propiedades específicas y distintas al vino proveniente de la fermentación alcohólica.

Fermentación maloláctica

Segundo proceso de fermentación, donde las bacterias que aún se encuentran en el vino transforman el ácido málico en ácido láctico, generando un sabor más agradable, a su vez de una mejora en su aroma y una menor acidez. Si se realiza de forma correcta suele definir la calidad del vino.

Trasiego

Corresponde a una inspección final posterior a la fermentación maloláctica, donde se añade sulfuroso en bajas dosis, cercanas a los 5 gramos por hectolitro, a modo de evitar alteraciones producto de microbios.

4.2.2.3. Embotellamiento y aspectos finales.

Luego de la vinificación y previo al proceso de embotellado se realizan procesos, como lo son el clarificado, estabilizado, filtración y centrifugación en algunos casos. Las cuales buscan eliminar sustancias extrañas y mejorar su presentación. Ya sea clarificando el producto o bien agregándoles turbidez al vino mediante procedimientos físicos y químicos.

Por otra parte, el embotellamiento le da al vino una buena presentación y una forma sencilla de distribución, además que permite conservar de buena manera las cualidades que este presenta. El proceso a grandes rasgos consiste en un lavado, un llenado de botella con una inserción de gas nitrógeno o gas carbónico que permite entre el corcho y el vino, lo que permite que este no se oxide al contacto con el aire. Lo que le sigue taponado con la inserción de corcho para vinos tintos y para algunos casos de vinos de cepa blanca una tapa enroscada.

Se finaliza con el encapsulado del corcho con una aleación de estaño y aluminio, y un etiquetado a modo de poder comercializarlo, mostrando así la marca de este y sus características. Por su parte, no todo el vino producido se embotella, también se vende en formato a graneado o envasado en cartón, bidones de vidrio o plástico.

4.2.3. Superficie Vitícola.

La superficie nacional contempla un total de 145.873,58 hectáreas de viñas plantadas, dentro de las cuales las regiones del Maule (36,3%) y L.G.B. O'Higgins (31,7%) son las que presentan las mayores cantidades, sumando en conjunto 99.300,45 hectáreas. En la Figura 8 se muestra el detalle por región.

REGIÓN	PISQUERA	VINÍFERA	TOTAL
ARICA		15	15
TARAPACA		2,10	2,10
ANTOFAGASTA		4,97	4,97
DE ATACAMA	509,89	57,02	566,91
DE COQUIMBO	7.988,76	3.087,57	11.076,33
DE VALPARAISO		9.815,61	9.815,61
DEL L.G.B. O'HIGGINS		46.337,25	46.337,25
DEL MAULE		52.963,20	52.963,20
DEL BIO BIO		12.092,87	12.092,87
DE LA ARAUCANIA		64,85	64,85
DE LOS LAGOS		26,71	26,71
METROPOLITANA DE SANTIAGO		12.907,78	12.907,78
TOTAL	8.498,65	137.374,93	145.873,58

Tabla 4.4: Superficie nacional de viñedos en hectáreas.

Fuente: Catastro, 2016 SAG.

Por otra parte, la Figura 9 muestra la evolución histórica que ha presentado el total nacional de hectáreas plantadas.

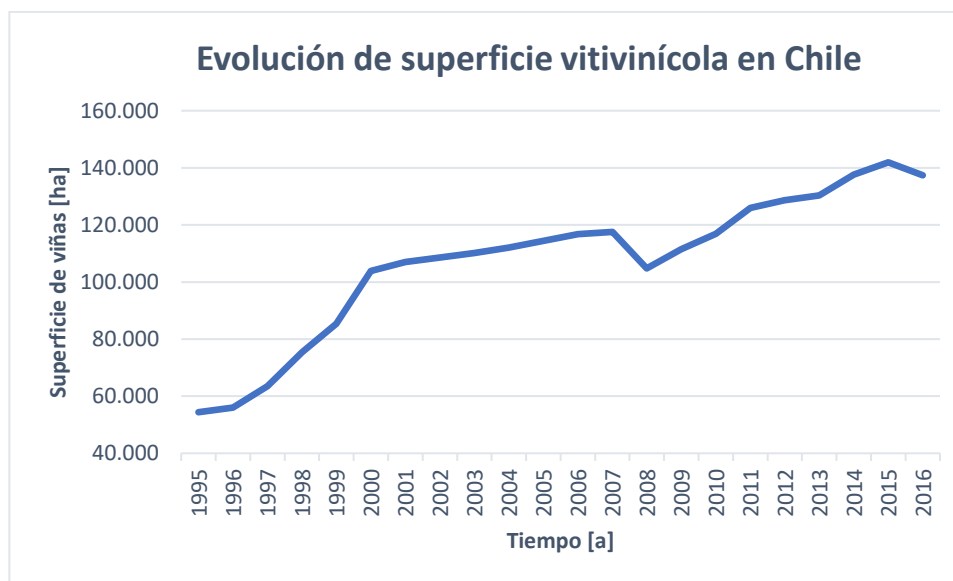


Figura 4.3: Evolución de superficie de viñedos en hectáreas.

Fuente: Catastro 2016, SAG.

Donde se aprecia una baja en los años 2007 y 2008 producto de una modificación en la declaración de superficie por parte de las viñas. Las declaraciones correspondientes entre los años 1995 y 2007 corresponde a la información brindada por productores por medio de una declaración jurada, donde señalaban las variaciones y modificaciones experimentadas en el año. El año 2016 experimentó una disminución de un 3,2% de la superficie.

Propietarios

En cuanto a los propietarios de estas hectáreas, la Figura 10 muestra que existe un total de 13.724 a nivel nacional, de los cuales las regiones del Maule y L.G.B O'Higgins abarcan el 75,38% de la vinificación.

REGIÓN	PISQUERAS	VINIFICACIÓN	TOTAL
ARICA		4	4
TARAPACA		2	2
ANTOFAGASTA		16	16
DE ATACAMA	137	11	148
DE COQUIMBO	1.890	202	2.092
DE VALPARAISO		270	270
DEL L.G.B. O'HIGGINS		1.901	1.901
DEL MAULE		4.002	4.002
DEL BIO BIO		4.815	4.815
DE LA ARAUCANIA		14	14
DE LOS LAGOS		7	7
METROPOLITANA DE SANTIAGO		453	453
TOTAL	2.027	11.697	13.724

Tabla 4.5: Propietarios de viñedos por región.
Fuente: Catastro 2016, SAG.

4.2.4. Residuos Vitivinícolas.

El proceso del vino trae consigo una serie de desechos en su elaboración, desde el proceso de poda hasta el proceso de vinificación. La Figura 11 muestra la clasificación de estos residuos en conjunto a su uso alternativo.

Residuos	Uso alternativo
Hollejos de uva	Extracción de taninos, ácidos o proteínas
Pepa de uva	Ensilaje y producción de vino por levaduras, apto para producción de alcohol
Vinazas y orujos	Producción de aceite con alto contenido linoleico y bajo en colesterol
	Extracción de taninos

Tabla 4.6: Clasificación de residuos del vino y su uso alternativo.

Fuente: Potencial de Biogás, CNE/GTZ 2007.

Los orujos se producen durante el prensado de la uva, y están constituidos por piel y pepitas. El resto corresponden a lías o restos de uva en las tubas que se generan en el proceso de clarificación de la fermentación del vino y al raspón constituido por ramas y hojas de la vid.

Será entonces de interés cual es el potencial de biomasa que presente la zona en estudio, a modo de poder hacer uso de los residuos vitivinícolas generados en el proceso. Para ello, y con ayuda del estudio Potencial de Biogás realizado por la CNE y GTZ se considera, en términos generales, que un 7,5% del kilogramo de uva producido corresponde a residuos, en los que predomina principalmente los orujos de la uva.

4.2.5. Criterio de selección de zona.

El estudio se centrará en la región del Maule, dado que es la región que presenta la mayor cantidad de hectáreas cultivadas, como como se vio en la subsección 4.2.3, con un total de 52.963,2 ha representado un 38,55% del total del territorio chileno.

A su vez es una región que presenta una gran cantidad de propietarios de viñedos con un total de 4.002 en el año 2016, teniendo el 34,2% del total.

Una vez seleccionada la región del Maule se buscó una zona que tuviese un buen potencial en términos residuales, para ello se acotó en términos de valles, distinguiéndose principalmente el Valle de Curicó, Valle del Claro y Valle del Loncomilla. Mediante el Anexo I, se pueden calcular la cantidad de hectáreas de viñas que abarcan cada uno de estos valles.

Valle de Loncomilla que contempla las áreas vitícolas de San Javier, Villa Alegre, Parral, Linares, Colbún, Longaví y Retiro presentó un total de 13.547,54 hectáreas de viñas. A su vez el Valle de Claro, cuyas áreas corresponden a Talca, Penciahue, San Clemente, San Rafael, Empedrado y Curepto un total de 12.827,38 hectáreas y el Valle de Lontué cubre las vitivinícolas de Molina, Río Claro, Curicó y Sagrada Familia con total de 15.021,70 ha.

Con ello se selecciona el Valle de Lontué como el sector de estudio por presentar la mayor cantidad de hectáreas plantadas.

4.3. Biomasa en Chile

“Pese a que ya existen algunos proyectos operando exitosamente, el mercado del biogás en Chile se caracteriza aún por ser inmaduro y sigue siendo una tarea pendiente” (Ansoleaga, 2018). Tras desarrollarse el seminario “Sustainable Waste to Energy” se sostuvo que Chile presenta el potencial para la implementación de una planta de energía que funcione a base de desechos de biomasa. Dado a que existe viabilidad técnica, social, económica y ambiental en este ámbito, lo que permitiría, por ejemplo, la implementación de una planta de energía que funcione a base de residuos domésticos.

El aprovechamiento energético de esta biomasa se da principalmente en el sector forestal, constituyendo una de las principales fuentes energéticas del país. Para ello, se utiliza una producción bruta de 80.712 Tera calorías (Tcal), lo que corresponde a un 62% del total de energéticos primarios. (División de Prospectiva y Política Energética, 2017)

4.4. Ejemplos en Chile y exterior

4.4.1. Central termoeléctrica de Alholmens Kraft.

Se ubica en Filadelfia y corresponde a la central termoeléctrica a base de biomasa más grande del mundo, con un requerimiento de combustible de 800 metros cúbicos por hora, dentro de las cuales la biomasa constituye cerca de un 40% del total de combustible.

Utiliza una caldera de lecho fluidizado, con dimensiones de 8,5 x 24 metros y una altura de 40 metros. Por su parte una turbina que produce 240 MW de electricidad, 100 MW en el proceso de vapor y 60 MW para calefacción urbana.

La planta utiliza biocombustibles derivados de la madera, entre ellos corteza, astillas de madera y otros productivos derivados del proceso de refinación. Los tipos de alimentación del combustible se da por medio de 4 líneas de alimentación de combustible independientes con 11 puntos de alimentación. Un control óptimo de la alimentación permite mantener condiciones óptimas de combustión y con ello se garantiza una baja en los tipos de emisiones.



Figura 4.4: Central de Alholmens Kraft.

Fuente: <https://www.alholmenskraft.com/en/environment>

4.4.2. Central termoeléctrica Valdivia.

La central termoeléctrica de la empresa Arauco en la región de Los Ríos cuenta con una capacidad de 115 MWh, los cuales le permiten autoabastecerse y a su vez inyectar cerca de 60 MW al sistema interconectado central. Utiliza subproductos de la madera como aserrín, cortezas, y material resultante de la faena a de cosechas, la que previamente es tratada dándole un mayor grado de pureza y mejorando el proceso de combustión de esta.

Con ello un 2% de la energía total inyectada al SIC corresponde a energía de biomasa forestal proveniente de Arauco. Y un 5% del total de energía calificada como Energía renovable no convencional.



Figura 4.5: Central de Valdivia.
Fuente: <https://www.arauco.cl/chile/>

4.5. Central termoeléctrica de Biomasa

Una central termoeléctrica de biomasa corresponde a una planta que utiliza el proceso de combustión, mediante la quema de biomasa, obteniendo energía térmica y eléctrica. Corresponden a centrales del tipo renovables, dado que utilizan como combustible a la biomasa y presentan un impacto medioambiental bastante menor en comparaciones a plantas cuya fuente de combustible sea el carbón u otra energía no renovable.

A diferencia de otras energías del tipo renovables como la eólica o la fotovoltaica, esta requiere de un almacenamiento y alimentación de materia prima para poder funcionar. Se distinguen con ello distintas fuentes de biomasa, de las cuales la mayormente utilizada corresponde a residuos del sector forestal. Sin embargo, también se tienen otras áreas como la agrícola y la ganadera que presentan un gran potencial de aprovechamiento de recursos residuales.

4.5.1. Parámetros asociados a biomasa.

Dentro de las características que determinan la calidad de la biomasa se distinguen:

- **Poder calorífico:** Medido en KJ/kg o Kcal/kg corresponde a la cantidad de calor liberado al combustionar de 1 kg. de biomasa.
- **Humedad:** Comúnmente referido al % de humedad que presenta la biomasa. Cuando se presentan valores altos de humedad (40-50%), el poder calorífico de esta suele ser menor, lo que requiere un exceso de aire y a su vez se genera una mayor emisión de gases; generándose hollín y un menor rendimiento.

- **Granulometría:** Referido a la medición y graduación que se lleva a cabo en la materia prima utilizando métodos que permiten tratar el material por medio de una astilladora o una trituradora.

4.5.2. Proceso en una central termoeléctrica.

Preliminares

La actividad inicia con la recolección de la biomasa, con ellos se busca ir a las viñas aledañas a modo de obtener los requerimientos de la planta en términos que permitan su funcionamiento. Antes de proceder a la combustión en la caldera, se le realizará un proceso previo que permita facilitar el proceso de reacción entre el combustible y el comburente.

Este proceso, que generalmente consiste en un secado del material para su posterior aplicación en una astilladora o trituradora, debe ser realizado con un bajo consumo, dado que alteraría al resultado final de generación eléctrica. Esto determinará que en la materia prima:

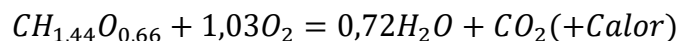
- Se tengan menores grados de humedad, evitando que parte del calor liberado en la reacción de combustión se utilice como calor de vaporación del agua, lo que a fin de cuentas disminuiría la temperatura de los humos.
- La disminución de su granulometría, lo que aumentaría su superficie específica. Por lo que se espera que el tamaño del grano generado posea un tamaño pequeño, propiciando una superficie que facilite la interacción entre combustible y comburente, y con ello se disminuiría la cantidad de biomasa que no logre reaccionar en el proceso.

- Permite homogeneizar la cantidad de biomasa que posteriormente entraría a la caldera, con ello se recibiría un flujo energético más constante.

Combustión en la caldera

La combustión corresponde al proceso químico que ocurre cuando el oxígeno (comburente) se combina o bien reacciona con otra sustancia que produce suficiente calor y luz para causar ignición. Generándose una reacción exotérmica mediante la liberación de energía en forma de calor. (Behera & Varma, 2018)

La reacción propiamente tal quedará condicionada al tipo de material combustible, sin embargo, mediante una composición química aproximada de una porción de biomasa tipo se genera la siguiente expresión:



Para que ocurra una combustión eficiente y limpia, los ingredientes deben mezclarse a una correcta temperatura y en el momento adecuado. Lo que requiere, en términos prácticos, una cantidad adecuada de combustible y aire a modo de generar las condiciones esperadas.

El contenido de agua en la biomasa también es otro factor de relevancia al momento de ocurrir la combustión. Los mejores combustibles son los que están secos. Sin embargo, en términos prácticos la biomasa siempre presentará un contenido de humedad que habrá que considerar, el que en términos deseables debiese ser menos de 20% de humedad.

La combustión ocurrirá al interior de la caldera, por tanto, corresponderá a uno de los equipos principales del proceso. Dentro de sus componentes se tienen a la cámara de combustión que será donde se queme el combustible, y con ello se buscará extraer la energía calorífica a modo de cedérsela al fluido que circula por su interior.

También se compone de intercambiadores de calor, que están formados por haces de tubos donde por el exterior circulan los gases a altas temperaturas que ceden calor al fluido que va al interior de estos. Si se utiliza agua, se calentará o vaporizará, o bien si se usa vapor este se sobrecalentará o recalentará.

Otro factor por considerar es el cenicero que se localiza en el fondo de la caldera, donde se recogen las escorias que luego serán recogidas o almacenadas.

Ciclo de Agua-Vapor

El fluido o vapor que será calentado por los gases liberados en la caldera sigue un ciclo idealizado formulado por William John Macquorn Rankine.

Dentro de un ciclo ideal se distinguen 4 procesos: la turbina y la bomba que serán los que trabajan con procesos isoentrópicos, mientras que la caldera y el condensador operarán sin pérdidas de carga, manteniendo su presión (isobáricos).

A continuación, se describe cada uno de los procesos ocurridos y la función de cada equipo en el proceso:

- **Proceso ocurrido en bomba:** Corresponderá a una compresión isoentrópica del fluido en fase líquida. Se aumentará la presión del líquido hasta la presión requerida por el generador de vapor.
- **Proceso ocurrido en la caldera:** Ocurrirá la transmisión del calor hacia el fluido de trabajo por medio de la combustión generada. El proceso se realizará a presión constante, calentándose el fluido hasta una temperatura de ebullición o saturación, para que luego ocurra la denominada fase líquido-vapor. El vapor generado será el utilizado por la turbina para generar la potencia del ciclo.
- **Proceso ocurrido en la turbina:** En el interior de la turbina ocurrirá una expansión isoentrópica del fluido, que corresponderá a una caída de presión desde la de la proporcionada por la caldera hasta la de condensador. La potencia se generará en el eje de esta.
- **Proceso ocurrido en el condensador:** Se transmite vapor a presión constante desde el fluido hasta el circuito de refrigeración, a modo de alcanzar un estado de líquido saturado.

Turbina

Corresponde al equipo encargado de transformar la energía potencial que viene en forma de presión de vapor, en energía cinética rotativa. Su funcionamiento interno consiste en que se introduce vapor a cierta temperatura y presión determinada. Luego ocurre una expansión al interior de la carcasa lo que hace girar los álabes que se encuentran unidos a un rotor. Como consecuencia del proceso se tiene un vapor con presión y temperatura inferior.

La diferencia energética entre la entrada y la salida de la turbina se debe a que parte de la energía se utilizó para mover el rotor y otra pequeña parte se pierde por fenómenos de roces del vapor con sus partes internas, pérdidas de calor por carcasa, fugas de vapor.

Por su parte, la turbina requiere de elementos auxiliares para su correcto funcionamiento, distinguiéndose sistemas de lubricación, refrigeración del aceite de lubricación, sistemas de regulación y control, conductos para la entrada y salida del vapor. Además de presentar las condiciones correctas de ventilación y estar en un lugar que no impacte auditivo.

Por su parte, el llevar mantenimientos periódicos programados con cierta periodicidad evitará problemas en un equipo maduro como lo es la turbina.

Generador

Corresponderá al equipo que convertirá la energía mecánica proporcionada por la turbina de vapor en energía eléctrica. En cuanto a sus características, suele ser uno del tipo sincrónico trifásico. Es decir, se compone de un rotor que será el inductor y en el devanado un estator donde se producirá la energía eléctrica. El rotor girará dado el empuje externo recibido por la turbina, teniendo acoplada una fuente de corriente continua de excitación, la

cual generará un flujo constante dado al campo magnético del tipo rotatorio generado por el acoplamiento. Como consecuencia se tendrá un sistema trifásico con fuerzas electromotrices en el devanado.

La generación habitualmente oscilará entre 6,3 kV para plantas de baja potencia (1 a 5 MW) o 11 kV para plantas de una potencia superior. Luego con ayuda de un transformador se elevará la tensión a modo de poder ser exportada a la red.

Sistemas eléctricos

Los sistemas eléctricos que conforman una planta pueden dividirse en sistemas de alta, media y baja tensión.

La función del sistema de alta tensión es enlazar los equipos de generación a la red eléctrica de la zona y aquellos consumidores de la planta. Al momento de contactarse a la red eléctrica, se deberá tener conocimiento de la tensión que se dispone y a la de la red a la cual se requiera conectar. Se compone de transformador principal y elementos integrados en la subestación de la central. Es decir, seccionadores e interruptor principal y a su vez equipos de sincronización y protección.

Para los de media tensión se contará con transformadores auxiliares, alternadores, seccionadores e interruptores de máquina al igual que a cabina de media tensión. Y los de baja tensión constituirán los equipos del proceso conectados, es decir bombas, extractores, compresores, motores, ventiladores. Así como servicios externos a la operación como alumbrado y servicio eléctrico a los edificios de la planta.

Sistemas de refrigeración

El rendimiento eléctrico del ciclo agua-vapor se verá condicionado a las pérdidas ocurridos en los diversos equipos que la componen. Existiendo una cantidad de energía no aprovechada del torno al 50% y que deberá ser evacuada del sistema. Para ello se contarán con diversos sistemas: circuitos abiertos, cerrados con aerocondensadores, semiabiertos con torre de refrigeración.

Los circuitos abiertos son los menos utilizados, dada a la gran cantidad de agua que requiere y a las regulaciones ambientales que se poseen, puesto que parte del fluido vuelve al medio de donde se recolecta.

Los circuitos cerrados representan a que tienen un mayor costo y un menor impacto medio ambiental. El vapor generado se hace pasar por unos tubulares aleteados, enfriándose al entrar con la pared metálica del aerocondensador, la que por su parte es enfriada por la corriente de aire que generan los ventiladores instalados.

Los circuitos semiabiertos con torre de refrigeración al contar con este elemento, el requerimiento de agua es mucho menos en comparación a un circuito abierto, y a su vez menor el impacto medioambiental que se genera. La refrigeración con torre evaporativa resulta ser una buena alternativa para plantas de evacuación de calor a base de biomasa.

Sistemas auxiliares

Corresponderán a equipos necesarios para el funcionamiento de la planta, pero que no forman parte del proceso principal de generación. Se distinguen elementos como:

- Planta de tratamiento de agua
- Sistemas de refrigeración de equipos
- Sistema de tratamiento de vertidos
- Sistema contra incendios
- Sistema de producción de aire comprimido

4.6. Potencial de biomasa disponible

A modo de obtener el potencial de biomasa disponible en la región del Maule, específicamente para el valle de Lontué, se utilizarán las hectáreas plantadas en el área vitivinícola. Esta cantidad será multiplicada por la producción promedio de uva por hectárea.

$$Kg \text{ Cosechados por ha} = ha \text{ plantadas} * 30.000$$

Los 30.000 corresponde a un factor que mide la producción en kg de uva por hectárea, resultado de datos obtenidos por la producción de Concha y Toro en 2015, y que se utilizarán como dato de producción tipo en viñas del sector de la región del Maule. (Fernández, 2018)

Luego, el resultado obtenido corresponderá a la cantidad de kilogramos cosechados de uva por hectárea. Sin embargo, y por medio del documento Potencial de Biogás, se estima que, de esta cantidad total, el 7,5% representa una generación de residuos sólidos. Entendidos como la generación de orujos de uva principalmente. Llevando este término a toneladas, la expresión queda de la siguiente manera:

$$Biomasa \text{ Disponible [ton]} = Kg \text{ Cosechados por ha} * \frac{0,075}{1000}$$

4.7. Evaluación económica

La evaluación económica busca definir la viabilidad de un proyecto mediante la implementación de una serie de indicadores que serán introducidos a continuación:

Valor Actual Neto (VAN)

Corresponde a los flujos generados anualmente traídos a valor presente. Esto se obtiene implementando la siguiente expresión:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0$$

V_t representa los flujos de caja en cada período t , I_0 es el desembolso inicial de inversión, k es la tasa de descuento y n representa la cantidad de períodos considerados. Su interpretación se ve reflejada en la tabla 4.7:

Significado y decisión	
$VAN > 0$	La inversión producirá ganancias por encima de la rentabilidad exigida, el proyecto puede ser aceptado.
$VAN = 0$	La inversión no genera pérdidas ni ganancias, por lo que la decisión. La decisión se basa en otros criterios no económicos.
$VAN < 0$	La inversión producirá pérdidas, por tanto, no hay incentivo económico para la realización de este.

Tabla 4.7: Significado y decisión para valores del valor actual neto.
Fuente: Elaboración propia.

Tasa interna de retorno (TIR)

Representa la tasa de descuento con la que el valor actual neto es igual a cero. Puede utilizarse como un indicador de rentabilidad de un proyecto, constituyendo una herramienta de decisión en cuanto a la aceptación o rechazo de este. Esta se calcula con la siguiente expresión:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1 + TIR)^t} - I_0 = 0$$

Con V_t representa los flujos de caja en cada período t , I_0 es el desembolso inicial de inversión, TIR es la tasa interna de retorno y n representa la cantidad de períodos considerados.

La TIR se compara con una tasa mínima r , que representa el costo de oportunidad de la inversión. Con ello se generan los siguientes escenarios:

Significado y decisión	
$TIR > r$	La inversión producirá una rentabilidad mayor de la rentabilidad exigida, el proyecto puede ser aceptado.
$TIR = r$	La inversión no genera rentabilidad, por lo que existe indiferencia en su realización.
$TIR < r$	La inversión producirá una rentabilidad menor que la rentabilidad exigida, no debiese realizarse este.

Tabla 4.7: Significado y decisión para valores de la TIR.
Fuente: Elaboración propia.

Modelo de valorización de activos financieros (CAPM)

El costo del capital propio es posible aproximarlos mediante el uso del modelo CAPM (modelo de valoración de activos financieros), para lo cual se tiene la siguiente ecuación:

$$k_s \approx E(i_{cp}) = i_f + [E(i_m) - i_f] * \beta$$

$E(i_{cp})$: Tasa de rendimiento esperado del inversionista

i_f : Tasa de rendimiento sin riesgo

$E(i_m) - i_f$: Prima sin riesgo

β : Coeficiente de volatilidad

Además β puede calcularse como:

$$\beta_{jm} = \frac{COV(R_j, R_m)}{VAR(R_m)}$$

Donde R corresponde al rendimiento, mientras que j representa los distintos activos individuales de la empresa y m el mercado o industria en estudio.

Sin embargo, dada la complejidad para la obtención del β_{jm} , es posible utilizar datos tabulados con coeficientes representativos de las distintas industrias.

Costo medio ponderado de capital (WACC)

Corresponde a la tasa de descuento que se utiliza para descontar los flujos de caja futuros a la hora de valorar un proyecto de inversión. Principalmente utilizado cuando se dispone de una estructura que se compone de una pasivo o bien deuda y de una estructura de activos para la empresa.

El WACC puede expresarse de la siguiente forma:

$$WACC = k_s * \left(\frac{K}{D + K} \right) + k_d * \left(\frac{D}{D + K} \right) * (1 - T)$$

k_s : Costo del capital propio

k_d : Costo de la deuda

K : Patrimonio

D : Deuda o pasivos exigibles

T : Impuesto a la renta

Payback

Corresponde al período de recuperación de la inversión, sin considerar el valor del dinero en el tiempo. Se puede calcular por medio de la siguiente expresión:

$$\sum_{t=1}^{T_p} \frac{V_t}{(1 + k)^t} - I_0 = 0$$

Donde V_t representa los flujos de caja en cada período t , I_0 es el desembolso inicial de inversión, k es la tasa de descuento y T_p representa la cantidad de períodos En los cuales se recuperará la inversión.

Luego un proyecto será rentable con la implementación utilizando criterios de Valor actual neto y Tasa interna de retorno. Es decir, cuando se tiene un VAN > 0 y un TIR > k . Con k representada como la tasa de descuento, que dependiendo del análisis puede estar libre o no de riesgo.

5. ANÁLISIS DE MERCADO

5.1. Estudio de mercado

5.1.1. Mercado energético.

En primer lugar, se determinará la demanda energética propia de las viñas aledañas a la región del Maule y a su vez se obtendrá la producción necesaria que permita producir y comercializar la energía eléctrica generada. Existiendo distintas opciones energéticas en el contexto chileno, se analizarán algunas de las principales alternativas.

5.1.2. Combustibles: Gas natural, Biogás y Biomasa.

Los combustibles corresponden a medio energético que al ser quemados generan energía térmica, y cuya conversión también permite la generación de energía eléctrica. Dentro de su clasificación se distinguen alternativas como el gas natural, biogás, el gas licuado de petróleo, gas de leña, gas de síntesis. Para el presente análisis es de interés, generar una comparación en términos generales del aporte del gas natural frente a alternativas como la de utilizar biogás o la aplicación de biomasa.

Gas Natural

Corresponde a un tipo de combustible compuesto entre 80% a 99% por metano. La regulación de su uso en Chile se ve condicionada a la Ley de Servicios de Gas, a cargo del ministerio de Energía. Este tipo de combustible se divide en gas natural licuado, gas natural comprimido y gas natural vehicular en términos de comercialización.

En cuanto a su uso en Chile, este se presenta principalmente como un combustible para empresas generadoras de electricidad, como también en el rubro de refinería, residencial, petroquímica.

La producción de gas natural a nivel nacional alcanza un valor de 1,2 millones de metros cúbicos al año 2017. En términos de consumo se tienen cerca de 4.689 millones de metros cúbicos al año 2017 donde la industria, generación y el sector petroquímico y refinería constituyen un 84% del total y el sector residencial y el consumo de gas natural comprimido un 15,5%.

Biogás y biomasa

Constituyen combustibles generados a partir de desechos agroindustriales, el primero se genera por medio de una descomposición anaeróbica de los residuos y el combustible generado principalmente es quemado por medio de antorchas, constituyendo una vía de autoconsumo para la empresa donde se utiliza esta tecnología. En términos del consumo de biogás nacional, este principalmente se ve en el sector ganadero donde el potencial de las empresas en operación se estima en unos 200 millones de metros cúbicos según un estudio de Gamma Ingenieros S.A. para CNE.

Por otra parte, se tiene a la biomasa que será el residuo directo producto de la labor productiva de la empresa, que no requiere un proceso de descomposición como el caso del biogás y que, aprovechando su poder calorífico, puede ser quemada directamente mediante proceso de combustión.

5.2. Segmentación de mercado

La segmentación del mercado en términos energéticos se ve por medio de la fuente que le origina. Dentro de estas, es de interés para el proyecto destacar aquellas que determinan un recurso del tipo renovable, distinguiéndose energías del tipo solar, eólica, hidráulica, geotérmica y los denominados biocombustibles.

Ahora bien, dada la complejidad de estas alternativas, el estudio y manejo de estas implica un trabajo a una mayor escala y por lo mismo es necesario definir las características geográficas y demográficas del posible cliente a esta iniciativa.

5.3. Mercado objetivo

Dada las características del proyecto, el mercado se ve fuertemente acotado a la utilización de biocombustibles. Con ello, se pretende que el cliente se sitúe en las cercanías de la región del Maule.

Por otra parte, dentro de este tópico de biocombustibles se selecciona a la industria vitivinícola. En particular, a viñas que produzcan y comercialicen vino, dado que los desechos generados en el proceso serán los insumos utilizados para la generación de electricidad a partir de esta biomasa.

5.4. Definición de producto/servicio

Corresponde a la implementación de una central termoeléctrica de 2 megavatios de potencia que utilice biomasa generada por industria vitivinícola. La energía generada será inyectada por medio del sistema interconectado central. Y su equivalencia energética permitiría abastecer a más de 2.000 hogares promedios en Chile.

5.5. Justificación del precio

El precio viene determinado por un valor que pueda cubrir los costos variables asociados a la operación de la central eléctrica y que, a su vez se encuentre en el rango de precios en base a la oferta del mercado de generación eléctrica (ver Anexo II). Luego, se considerará un valor de 85 [US\$/MWh] para la cantidad de megavatios generados.

5.6. Niveles de oferta y demanda

La determinación de la demanda de biomasa viene condicionada a la cantidad de potencia que se espera generar, los equipos que la componen y el tipo de combustible utilizado. Considerando una potencia estimada de 2 [MW] de potencia se requerirá una cantidad de combustible dado su poder calorífico y el rendimiento propio de la central. Luego, la proyección de la demanda estará directamente relacionada con la producción eléctrica de la central, la cual no presentaría variaciones a no ser que se implementase alguna variación en alguno de los equipos que la compone.

La determinación del nivel de oferta se verá condicionado a la producción de vino de las viñas y la cantidad de hectáreas que estas presentan. Por tanto, una proyección de la oferta no determinará mayores alteraciones respecto al período analizado dado que los niveles de producción de vino se suelen mantener.

5.7. Análisis estratégico

La estrategia corporativa establece principalmente la dirección de una empresa en general y la administración de su cartera de negocios o productos. Esto es válido tanto para

una empresa pequeña como para una corporación multinacional (Wheelen, Hunger, & Oliva, 2007).

Con ello, mediante un análisis interno y externo se buscará el desarrollo de su ventaja competitiva sustentable, su capacidad de integrar sus actividades y se considerará la implementación de alianzas estratégicas.

El análisis interno se relacionará con la ventaja en términos de posicionamiento que posee la empresa frente a otra central generadora similar, para ello se considerará como elementos de interés el tamaño de esta, su estructura de propiedad y su gestión del conocimiento.

El tamaño de la central se verá condicionado a su capacidad interna y su estructura de propiedad vendrá dada por el tipo de organización. Considerando que para empresas cuyo grado de concentración de propiedad sea mayor se pudiesen generar conflictos de interés explicados por la teoría de la agencia (Jensen & Meckling, 1976). Por otra parte, una correcta gestión del conocimiento le permitirá a la empresa poder generar una mejora continua en el tiempo, constituyendo la base de su ventaja competitiva sustentable.

El análisis externo permitirá identificar el entorno de la empresa en términos de sus competidores, clientes y proveedores. Y el conjunto de ambas determinará la posibilidad de poder integrar un proceso o bien desarrollar alguna alianza estratégica con otra empresa.

Se tendrá a los competidores directos como las plantas generadoras de electricidad en las cercanías de la región del Maule, los clientes serán definidos como aquellos que utilicen el sistema interconectado central en la zona o bien viñas aledañas que deseen adquirir este

servicio energético. Y los proveedores serán las mismas viñas del sector, dado que se utilizará el residuo de su producción de vino.

La implementación de una alianza estratégica que permita relacionar a la central generadora con las viñas del sector sería beneficioso para la planta de biomasa, dado que, por ejemplo, se podría generar una reducción de nivel de insumos al momento de comprarlos, lo que determinaría que los viñedos asociados pudiesen hacer uso de la energía brindada por la central. Por otra parte, mediante integración vertical hacia atrás un grupo de viñas, mediante una asociación pudiesen adquirir la central eléctrica y de esta forma autoabastecerse energéticamente.

5.8. Plan de marketing

Dado que la central térmica requiere trabajar con material de insumo externo, se requerirá implementar una gran labor de marketing estratégico en términos de promocionar la planta frente a los proveedores. Para ello se implementará un plan de marketing que permita generar conocimiento de la central y se compondrá de las siguientes acciones:

- Aumentar la rentabilidad la empresa a largo plazo.
- Consolidar y posicionar a la planta como una central energética limpia.
- Poder alcanzar una cuota de mercado que permita cubrir las necesidades energéticas de las viñas aledañas.
- Potenciar la ventaja competitiva en términos de utilización de energía renovable no convencional.
- Confeccionar un eslogan atractivo que incentive a la utilización de la energía.
- Generar un vínculo cooperativo con proveedores de materia prima.

5.9. Localización

La determinación de la localización en donde será situada la central térmica de biomasa deberá considerar los siguientes factores:

- El sitio no corresponderá a un área patrimonial o zona protegida.
- No se encuentre dentro de los límites urbanos de población.
- Un buen acceso y comunicación para poder conectar la fuente energética.
- Cercanía a una fuente para refrigeración, como un río.
- Cercanía con los insumos que serán combustible para el proceso.

Para ello, se tomó en consideración el criterio de selección de la zona de la sección 4.2.5, por lo que se deberá localizar la planta dentro del Valle de Lontué.

Luego, dado las ofertas de terrenos en ese sector y considerando que se requiere un sitio que, en términos de superficie, permita la instalación de la central, se optó por una zona aledaña al pueblo de Pichingal reflejada en la Figura 5.1.

La zona en si cuenta con 12.000 metros cuadrados de superficie, y su ubicación al interior del Valle de Lontué permitirá que la distribución del combustible para la central se pueda realizar mediante transporte por carreteras y visitando las distintas viñas del sector.

Mediante la figura 5.2 se pueden ver las principales viñas que posee el sector. Su ubicación, por tanto, posee la ventaja de estar en las cercanías de la zona estudiada y de situarse muy cerca del río, lo que facilita al sistema de refrigeración, pero considerando las políticas medioambientales requeridas.

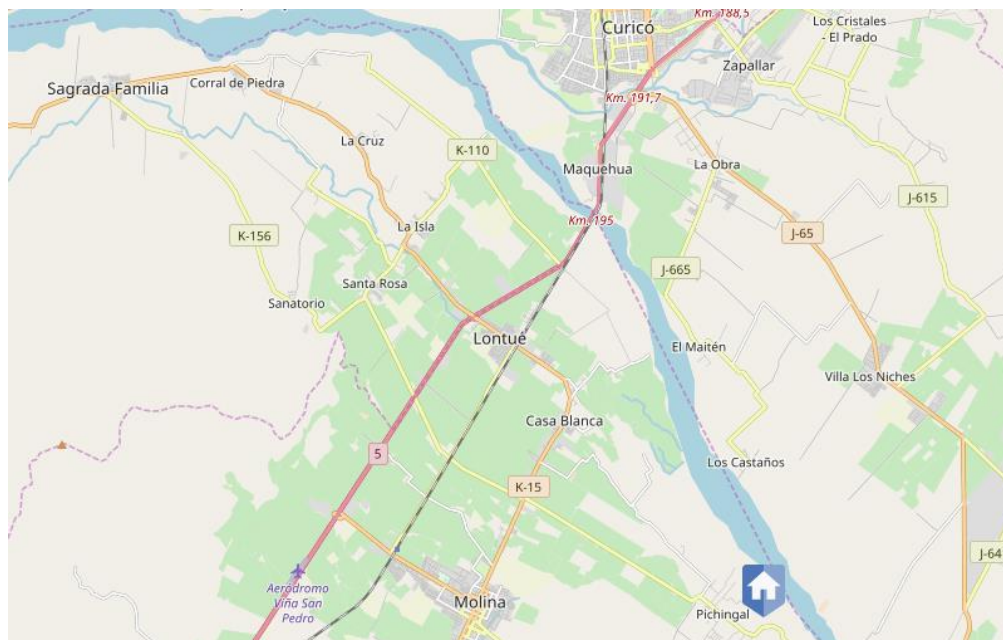


Figura 5.1: Localización a considerar para implementar la central.
Fuente: Google Maps.

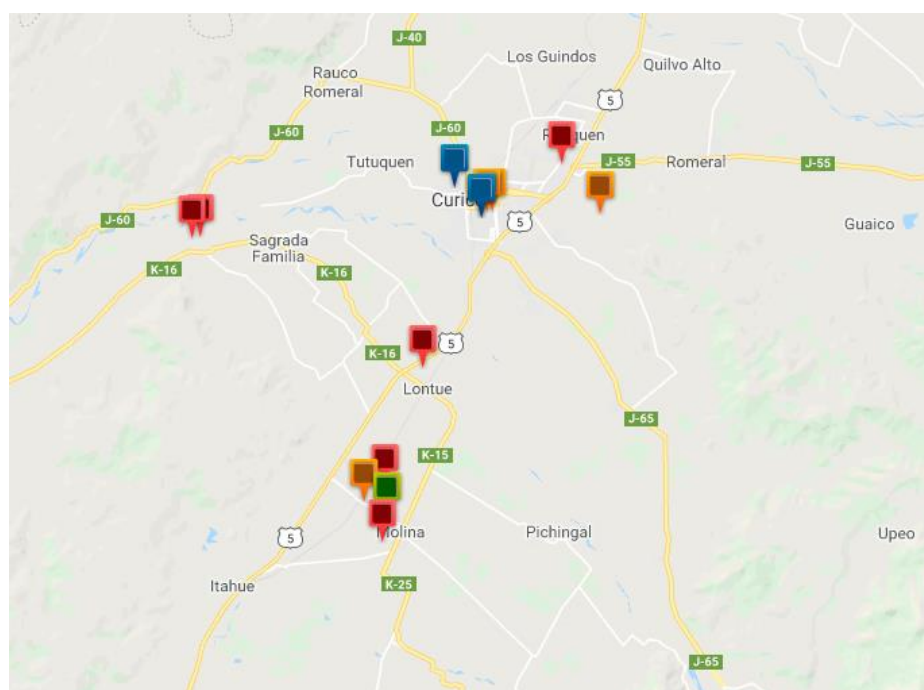


Figura 5.2: Principales viñas del Valle de Lontué.
Fuente: Google Maps.

6. ESTUDIO TÉCNICO

6.1. Componentes del proceso productivo

El proceso de generación eléctrica requiere una serie de procedimientos explicados en la sección 4.5.2, con lo que se buscará identificar los equipos que forman parte de esta, como también los parámetros de operación asociados.

Luego una central termoeléctrica que utilice como combustible un derivado de biomasa requerirá los siguientes equipos:

- Caldera
- Sistema de generación Diésel para partida y emergencia
- Turbina a vapor
- Sistema de agua de alimentación para proceso térmico
- Sistema contra incendios
- Torres de enfriamiento
- Chimeneas de emisión de gases
- Sistemas de inyección química
- Planta de tratamiento de riles
- Sistema de extracción de ceniza
- Sistema de suministro y almacenamiento de biocombustible a caldera

El proceso contemplará la implementación de un ciclo agua vapor que involucre a procesos ocurridos en los distintos equipos que lo conforman. Principalmente se distinguirán la caldera, la turbina, el condensador y la bomba mecánica.

En cuanto a los parámetros característicos de estos y dada la magnitud de la planta considerada, se utilizarán los siguientes:

- **Presión de la caldera** = 50 [bar]
- **Eficiencia de la caldera** = 95%
- **Caudal másico de la caldera** = 1.500 [kg/h]
- **Eficiencia de turbina** = 85%
- **Eficiencia de bomba mecánica de presión** = 75%
- **Presión del condensador** = 0,06 [bar]
- **Temperatura ambiente** = 20 [°C]
- **Temperatura cámara de combustión** = 1.000 [°C]
- **Poder calorífico de biomasa** = 19.126 [kJ/kg]

Dada la cantidad de caudal másico proporcionado a la caldera, se requerirían cerca de 10.553 toneladas de biomasa al año. De las cuales se requiere saber el potencial de generación de esta en la zona.

6.2. Estimación de potencial teórico de biomasa

Se considerará a las hectáreas plantadas por viñas en el valle de Lontué, las cuales se ven reflejadas en el Anexo I. Luego se tendría un total de 15.021,70 ha, las que podrían ser aprovechadas dado su potencial de biomasa.

Este potencial se obtendrá mediante la expresión dada en la subsección 4.6:

$$Kg \text{ Cosechados por ha} = ha \text{ plantadas} \cdot 30.000 = 450.651.000 \text{ kg}$$

Sin embargo, de esta cantidad total, el 7,5% corresponderá a residuos sólidos de industria vitivinícola. Por lo cual el resultado en toneladas será el siguiente:

$$\text{Biomasa Disponible [ton]} = \text{Kg Cosechados por ha} \cdot \frac{0,075}{1000} = 33.798,825 \text{ ton}$$

Por tanto, existe potencial suficiente de biomasa para hacer funcionar la central termoeléctrica. Se procede a calcular el ciclo de agua-vapor que ocurre en su interior.

6.3. Almacenamiento de biomasa

Para el funcionamiento de la central termoeléctrica se requerirán cerca de 10.553 toneladas anuales de residuos vitivinícolas, y dado que se presenta el potencial en la zona, se requerirá almacenar esta materia prima para poder ser usada en el año.

Para ello, se deben distinguir los siguientes parámetros para poder dimensionar el almacén en que se depositará la biomasa:

- Humedad: 32,6%
- Densidad aparente de residuos de uva: $0,369 \text{ [ton/m}^3\text{]}$
- Apilamiento de biomasa en estructura de semi esfera

La biomasa requerida se pasará a unidades de volumen mediante la siguiente expresión:

$$\frac{10.553 \text{ [ton]}}{0,369 \text{ [ton/m}^3\text{]}} = 28.598,92 \text{ [m}^3\text{]}$$

Luego, se determinará el valor del radio de la semi esfera considerada en el apilamiento:

$$\frac{\frac{4}{3}\pi r^3}{2} = 28.598,92 [m^3] \rightarrow r = 23,9017 [m]$$

Luego se tendría un almacén de biomasa con las siguientes características, donde se consideró un aumento con factores 1,5 y 1,3 por términos de tránsito, circulación de maquinarias y edificación:

- Superficie: $2\pi r^2 \cdot 1,5 = 5.384,33 [m^2]$
- Altura: $r \cdot 1,3 = 31,07 [m]$

Debido a que esta biomasa será posteriormente secada para poder disminuir su humedad y poder proporcionar un poder calorífico estable, que afectará al posterior proceso de combustión, se requerirá determinar una reserva de biomasa seca para poder seguir operando la planta en caso de fallar el secador de este material.

Considerando que una mantención correctiva del secador pudiese durar menos de 5 días. Se requerirá biomasa se requerirán residuos de uva seca suficientes para mantener el proceso funcionando. Para ello se considerará una cantidad de 181 toneladas, las que deberán ser apiladas considerando un valor de densidad asociada al desecho seco de $0,3 [ton/m^3]$.

Con ello se tendrá:

$$\frac{\frac{4}{3}\pi r^3}{2} = \frac{181 [ton]}{0,3 [\frac{ton}{m^3}]} = 603,33 [m^3] \rightarrow r = 6,61 [m]$$

Con ello se tendría una superficie asociado al almacenamiento de material seco de $137 [m^2]$, respetando a la altura asociada al almacenamiento previo.

6.4. Ciclo de agua vapor

El funcionamiento de la central térmica se realizará por medio de un ciclo de Rankine, para lo cual se empleará vapor como fluido dado su elevado calor latente en términos de cambio de fase del orden de los 2.250 kJ/kg. En primera instancia se partirá realizando un ciclo Rankine ideal con recalentamiento (ver Figura 6.1), para luego aplicar un ciclo de Rankine real que no asuma procesos isoentrópicos.

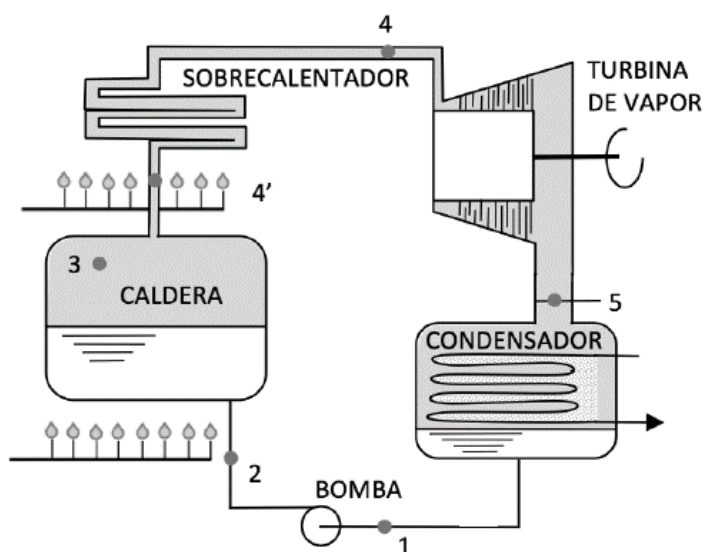


Figura 6.1: Ciclo de Rankine con recalentamiento previo a la turbina.
Fuente: Fusté S. (2015). Análisis termodinámico de los ciclos de Rankine.

Dada las condiciones iniciales de la planta, se caracterizará cada punto del ciclo, obteniéndose valores de presión, temperatura, entalpía y entropía. Para ello, se procederá a trabajar con una turbina cuyos parámetros de vapor máximo corresponden a 131 [bar] y 530 [°C] y un condensador que opere a 0,06 [bar].

Por su parte, la calidad de vapor en la turbina debe presentar un valor admisible (superior a 0,85), por lo que se procede a trabajar con una presión de 20 [bar] como entrada a la turbina. Con estos parámetros y por medio de tablas de vapor se construirá la Tabla 6.1.

Punto	Presión [bar]	Entalpía [$\frac{kJ}{kg}$]	Entropía [$\frac{kJ}{kg \cdot K}$]	Temperatura [°C]	Calidad [%]
1	0,06	151,53	0,521	36,16	0
2	20	153,95	0,521	36,35	0
3	20	908,79	2,447	212,40	0
4	20	3.467,6	7,432	500	1
5	0,06	2.289,5	7,432	36,16	0,885

Tabla 6.1: Características de cada punto en un ciclo de Rankine ideal.
Fuente: Elaboración propia.

Luego, se procede a calcular el ciclo de Rankine real, y para ello ahora los puntos 2 y 5 no corresponderán a procesos isoentrópicos. Por lo cual se redefinirán como 2r y 5r, obteniéndose nuevos valores de entalpías mediante las siguientes ecuaciones:

$$h_{2r} = h_1 + \frac{h_2 - h_1}{\eta_{bomba}} = 151,53 + \frac{153,95 - 151,53}{0,75} = 154,76 \left[\frac{kJ}{kg} \right]$$

$$h_{5r} = h_4 - \eta_{turbina} \cdot (h_4 - h_5) = 3.467,6 - 0,85 \cdot (3.467,6 - 2.289,5) = 2.466,22 \left[\frac{kJ}{kg} \right]$$

Luego mediante el valor de las nuevas entalpías y conociendo las presiones, los 2 puntos generados se caracterizarían de la siguiente forma:

Punto	Presión [bar]	Entalpía [$\frac{kJ}{kg}$]	Entropía [$\frac{kJ}{kg \cdot K}$]	Temperatura [°C]	Calidad [%]
2r	20	154,76	0,523	36,54	0
5r	0,06	2.466,22	8,003	36,17	0,958

Tabla 6.2: Puntos generados para ciclo de Rankine real.
Fuente: Elaboración propia.

Una vez determinados los parámetros de operación, se calculará la potencia generada en el proceso y el flujo másico del ciclo agua-vapor. A modo de poder obtener los balances energéticos generados en el proceso.

6.5. Cálculo de potencial de generación

Dado el calor específico del combustible se espera una generación real en la caldera dada por la siguiente expresión:

$$\dot{Q} = \frac{1.500 \left[\frac{kg}{h} \right] \cdot 19.126 \left[\frac{kJ}{kg} \right]}{3600 \left[\frac{s}{h} \right]} = 7.969,17 [kW]$$

Pero se tiene un rendimiento asociado a esta caldera, por lo que la generación de calor será la siguiente:

$$\dot{Q}_{caldera} = \dot{Q} \cdot 0,95 = 7.969,17 \cdot 0,95 = 7.570,71 [kW]$$

A su vez se tendrá que el flujo másico asociado al ciclo de agua-vapor se obtendrá mediante la siguiente expresión:

$$m_{caldera} = \frac{\dot{Q}_{caldera}}{h_4 - h_{2r}} = \frac{7.570,71}{3.467,6 - 154,76} = 2,283 \left[\frac{kg}{s} \right] \text{ de } H_2O$$

6.6. Pérdidas por concepto de exergía destruida

En la caldera existirán una serie de pérdidas por concepto de exergía destruida, es decir energía disponible que podría convertirse en trabajo mecánico pero que no lo fue (Cengel & Boles, 2006). Se distinguirán la exergía destruida en la caldera, la destruida por pérdidas de calor y la destruida por paso de calor al fluido.

Exergía por destrucción en caldera

Se calculará mediante la siguiente expresión:

$$Exe_{p.caldera} = \dot{Q} \cdot \frac{T_{amb}}{T_{hogar}} = 7.969,17 \cdot \left(\frac{14,3 + 273,15}{1000 + 273,15} \right) = 1.799,27 [kW]$$

Exergía destruida por pérdidas de calor

Por medio de la siguiente expresión se determinará la exergía asociadas a la pérdida de calor en la caldera:

$$\begin{aligned} Exe_{p.calor} &= (\dot{Q} - Q_{caldera}) \cdot \left(1 - \frac{T_{amb}}{T_{hogar}} \right) \\ &= (7.969,17 - 7.570,71) \cdot \left(1 - \frac{14,3 + 273,15}{1000 + 273,15} \right) = 308,4967 [kW] \end{aligned}$$

Exergía destruida por paso de calor al fluido

El traspaso del calor al fluido en términos de conexión traerá consigo una serie de pérdidas por los niveles de humos, a los cuales se les deberá descontar el aporte del vapor. De esta forma se tendrán:

Exergía de humos

$$Exe_{humos} = (\dot{Q} - Exe_{p.caldera} - Exe_{p.calor}) = 5.861,4038 [kW]$$

Exergía de vapor

$$Exe_{vapor} = \dot{Q}_{caldera} - T_{amb} \cdot \dot{m}_{caldera} \cdot (s_4 - s_{2r}) = 3.036,4915 [kW]$$

Luego la exergía asociada a la destrucción por traspaso de calor al fluido se calculará como:

$$Exe_{paso.calor} = Exe_{humos} - Exe_{vapor} = 2.824,91 [kW]$$

Por otra parte, se tiene que el propio circuito de agua-vapor genera cierto grado de irreversibilidad, con lo cual la destrucción de exergía en ciclo de vapor se calculará de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} Exe_{agua-vapor} &= Exe_{vapor} - (h_4 - h_{5r}) \cdot \dot{m}_{caldera} + (h_{2r} - h_1) \cdot \dot{m}_{caldera} \\ &= 757,62 [kW] \end{aligned}$$

Potencia bruta obtenida

Conociendo el valor del potencial de generación térmica y el valor de la exergía destruida en el proceso, se podrá calcular la potencia bruta real que generará la central termoeléctrica.

$$\begin{aligned} Pot_{central} &= \dot{Q} - Exe_{p.caldera} - Exe_{p.calor} - Exe_{paso.calor} - Exe_{agua-vapor} \\ &= 7.969,17 - 1.799,27 - 308,4967 - 2.824,91 - 757,62 \\ &= 2.278,88 [kW] \end{aligned}$$

Rendimiento del proceso

$$\eta_{central} = \frac{Pot_{eléctrica}}{Pot_{térmica}} = \frac{Pot_{central}}{\dot{Q}} = \frac{2.278,88}{7.969,17} = 0,286 \rightarrow 28,6\%$$

6.7. Selección de equipos

Teniendo la potencia bruta proporcionada con la central se requerirá especificar los equipos que la componen y a su vez los balances que ocurren en ellos. Para ello, se distinguirán los siguientes:

Caldera

Se requerirá una caldera que logre suplir los 1.500 kilogramos de biomasa vitícola por hora que se necesitarán de alimentación en la cámara de combustión. Para ello se optará por tecnología de lecho fluidizado móvil, la cual operará con temperaturas cercanas a los 1000 °C en el hogar y a su vez pueda hacer frente a humedades de la biomasa cercanas al 30%. También el equipo deberá presentar una capacidad de vapor que permita circular las 8,22 toneladas por hora de caudal másico asociado al ciclo agua-vapor.

Para ello se utilizará una caldera modelo SHX8-2.5-H² cuyos parámetros de operación deseados son los siguientes:

- Presión: 20 [bar]
- Temperatura de combustión: 1000 [°C]
- Capacidad: 1.500 [kg/h]

² Modelo de caldera SHX8-2.5-H. Fuente: <https://es.zbgboiler.com/Products/shx-cfb-boiler.html>

El balance de energía asociado al proceso será el siguiente:

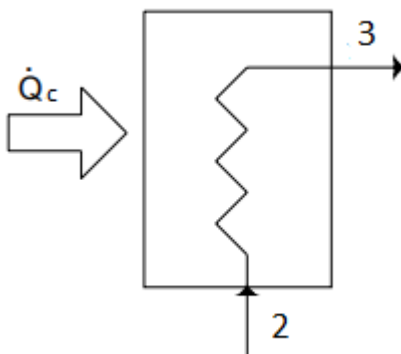


Figura 6.2: Balance energético caldera.
Fuente: Elaboración propia.

La transmisión de calor será: $\dot{Q}_c = m_{caldera} \cdot (h_3 - h_{2r}) = 1.721,45 [kW]$

El fluido utilizado como parte del ciclo agua-vapor saldrá de la caldera por medio de haces tubulares en forma de vapor para ser llevado al siguiente equipo del ciclo, la turbina.

Turbina

La turbina corresponderá, en conjunto con la caldera, a uno de los equipos más relevantes, ya que una elección correcta en término de parámetros de operación condicionará a que se genere un alto rendimiento en el proceso.

Se requerirá una turbina del modelo SST-060 del catálogo Siemens, dado a que se requerirían los siguientes parámetros:

- Potencia: hasta 6 [MW]
- Presión de vapor entrada/salida: hasta 131 [bar] / 29 [bar]
- Temperatura del vapor vivo: hasta 530 [°C]

Dado el potencial energético del proceso de combustión en la caldera se requerirá un equipo que trabaje con potencias cercanas a los 6 [MW], presión de entrada de 20 [bar], temperatura máxima de vapor que ingresa a la turbina de 500 [°C] y presión de salida que ingresa al condensador de 0,06 [bar].

Por otra parte, el balance energético presentado en la turbina tendrá la siguiente forma:

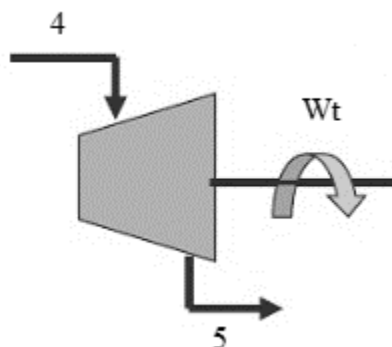


Figura 6.3: Balance energético turbina.
Fuente: Elaboración propia.

La potencia de la turbina será: $W_t = m_{caldera} \cdot (h_4 - h_3) = 5.841,76 [kW]$

Bomba

Corresponderá al equipo que impulse el vapor condensado hacia la caldera, dentro sus parámetros de operación se tendrá una presión de 0,06 [bar] y un rendimiento de un 75%.

A su vez el fluido que pasa por las tuberías generará una caída de presión debido a pérdidas por rozamiento, lo que deberá ser considerado para el cálculo de su potencia.

En términos de las pérdidas se considerará que se presenta un sistema de cañerías caracterizado de la siguiente forma:

Tipo	Longitud [m]	Diámetro [mm]	Velocidad [m/s]
Tubería de agua	10	203	0,5
Tubería de vapor	10	154	12

Tabla 6.3: Caracterización de tuberías.

Fuente: Elaboración propia.

Por otra parte, se tendrá que la densidad del vapor será de $0,6 \frac{kg}{m^3}$ y la viscosidad dinámica será calculada como: (Vega & Rodríguez, 2007)

$$\mu = (0,00894 + 3,6 \cdot 10^{-5} \cdot T) \cdot 3,6 \left[\frac{kg}{m \cdot h} \right]$$

$T = \text{temperatura en } ^\circ C.$

Con ello se obtendrá el número de Reynolds mediante la siguiente expresión:

$$Re_{vapor} = \frac{\rho \cdot D \cdot v}{\mu} = \frac{0,6 \frac{kg}{m^3} \cdot 0,154 m \cdot 12 \frac{m}{s}}{2,694 \cdot 10^{-5} \frac{kg}{m \cdot s}} = 41.158,12 [-]$$

A su vez, para las tuberías de agua el número de Reynolds será:

$$Re_{agua} = \frac{\rho \cdot D \cdot v}{\mu} = \frac{997,05 \frac{kg}{m^3} \cdot 0,203 m \cdot 0,5 \frac{m}{s}}{0,8 \cdot 10^{-3} \frac{kg}{m \cdot s}} = 126.500,71 [-]$$

Luego para ambas tuberías se tendrá un flujo turbulento, dado que sus números de Reynolds son mayores a 2.100. Y con ello, se determinarán tanto pérdidas regulares (por fricción) como singulares (cambios de sección).

Para pérdidas regulares se tendrá la siguiente expresión:

$$h_{f1} = f \frac{L v^2}{D g}$$

Mientras que para pérdidas singulares:

$$h_{f2} = K_L \frac{v^2}{2 g}$$

Con f : coeficiente de fricción $[-]$, L : longitud característica $[m]$

v : velocidad del fluido $\left[\frac{m}{s}\right]$, D : diámetro de la tubería $[m]$

g : aceleración de gravedad $\left[\frac{m}{s^2}\right]$, K_L : coeficiente de pérdidas $[-]$

El coeficiente de fricción (f) se obtiene mediante la ecuación explícita de Haaland:
(Zelen & Haaland, 1983)

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -1,8 \log \left[\left(\frac{\epsilon/D}{3,7} \right)^{1,11} + \frac{6,9}{R_e} \right]$$

Con ϵ/D equivalente al espesor relativo con un valor de 0,0002 y R_e número de Reynolds que depende del fluido trabajado.

Despejando, se tendrá que para las tuberías de vapor se tendrá un coeficiente de fricción de 0,0221 y para las tuberías de agua será 0,0180.

Luego las pérdidas regulares para las tuberías serán:

$$h_{f1\text{ agua}} = f \frac{L v^2}{D g} = 0,0180 \cdot \frac{10 \cdot 0,5^2}{0,203 \cdot 9,81} = 0,0226 [m]$$

$$h_{f1\text{ vapor}} = f \frac{L v^2}{D g} = 0,0221 \cdot \frac{10 \cdot 12^2}{0,154 \cdot 9,81} = 21,06 [m]$$

Con lo cual, la caída de presión en términos de las pérdidas regulares será de 0,001235 [bar] para las tuberías de vapor y de 0,002205 [bar] para las tuberías de agua.

Por su parte, para las pérdidas singulares se considerarán las siguientes caracterizaciones, donde las constantes quedan reflejadas en el Anexo III:

Tipo de tubería	Cantidad	K_L	$h_{f2 \text{ vapor}} [m]$	$h_{f2 \text{ agua}} [m]$
Codo 90°	6	0,3	4,4026	0,0076
Válvula de retención	2	2	29,3506	0,0510
Válvula de compuerta	1	0,15	2,2013	0,0038
Unión	1	0,08	1,1740	0,0020

Tabla 6.4: Caracterización de pérdidas singulares.
Fuente: Elaboración propia.

Luego, la caída de presión en términos de pérdidas singulares será de 0,00521 [bar] para las tuberías de vapor y 0,01503 [bar] para las tuberías de agua.

Con ello se tendría un total de 0,02368 [bar] correspondientes a pérdidas por conceptos de fricción y cambios de sección.

Por tanto, se requiere una bomba cuyo trabajo realizado permita aumentar la presión de 0,06[bar] a 20,02368 [bar]. El balance de energía para este equipo quedará de la siguiente forma:

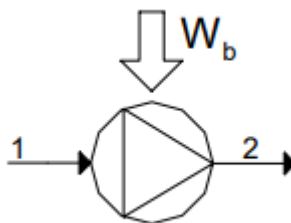


Figura 6.4: Balance energético bomba.
Fuente: Elaboración propia.

La potencia de la bomba será:

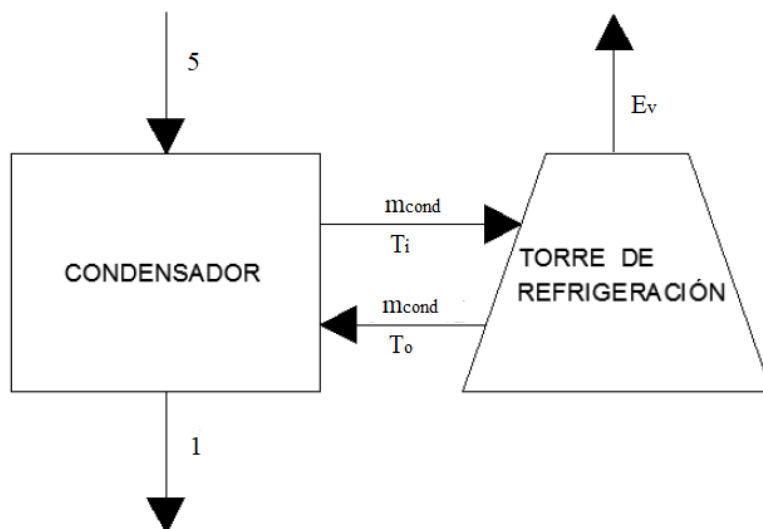
$$W_b = \frac{m_{caldera} \cdot (h_{2r} - h_1)}{0,75} = 9,8332 \text{ [kW]}$$

Condensador

Por medio de este equipo se reducirá la entalpía a la salida de la turbina que presenta un valor de $2.289,5 \left[\frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \right]$ hasta un estado líquido, correspondiente a la entalpía a la entrada de la bomba, llegando a una temperatura de $36,16 \text{ }^\circ\text{C}$. Esta variación de temperatura se logrará con ayuda de una torre de refrigeración.

Dentro de las características de la torre de refrigeración se tendrá la entalpía a la salida (h_{To}), que será calculada considerando agua a temperatura ambiente de alimentación, con lo que se tendrá una entalpía de $83,914 \left[\frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \right]$. Luego para el balance energético ocurrido en el condensador, se dispondrá de un flujo másico de alimentación (m_{cond}) de $95 \left[\frac{\text{kg}}{\text{s}} \right]$. Además, se considerarán pérdidas por evaporación de un 4% del flujo másico utilizado.

Con ello, se tendrá el siguiente balance energético para el condensador:

**Figura 6.5:** Balance energético bomba.

Fuente: Elaboración propia.

El calor para disipar por parte de la torre de refrigeración será:

$$Q_c = m_{caidera} \cdot (h_{5r} - h_1) = 5.284,43 [kW]$$

Para ello se requerirá determinar la entalpía que entra a la torre de refrigeración, con lo que se tendrá la siguiente expresión:

$$h_{Ti} = \frac{m_{caidera} \cdot (h_{5r} - h_1) + m_{cond} \cdot h_{To}}{m_{cond}} = 139,53 \left[\frac{kJ}{kg} \right]$$

Determinados los balances energéticos y los respectivos trabajos realizados por los equipos principales, se obtendrán los requerimientos energéticos de equipos externos al ciclo de vapor propiamente tal.

6.8. Requerimiento energético de equipos externos

Iluminación

Para determinar el requerimiento energético en términos de la potencia necesaria que permita iluminar la central, se medirá el consumo de los equipos que la componen. Para ello, se utilizará una relación entre el nivel de iluminación de los componentes del sistema y la superficie en la que estos abarcan.

Considerando la implementación de tecnología LED, principalmente con tubos fluorescentes, se obtiene una eficacia cercana a los 90 $\left(\frac{lm}{W}\right)$ (ver Anexo IV), y por medio de la normativa chilena NCh Elec 4/2003 se exige que se generen niveles mínimos de iluminancia para locales industriales. Luego se obtendrá la potencia requerida por sector de la planta de la siguiente forma:

Sector	Iluminancia [lux]	Superficie [m^2]	Potencia [W]
Equipos e instalaciones	300	6.500	21.666,67
Almacenamiento general	150	5.384,33	8.973,89
Almacenamiento biomasa seca	100	137	152,22

Tabla 6.5: Características de iluminación en equipos, instalaciones y almacenamiento.
Fuente: Elaboración propia.

Luego considerando que los valores de iluminancia respetan la normativa mínima chilena, el consumo energético en términos de iluminación ascendería a cerca de 30,79 [kW].

Trituradora

La biomasa requerirá ser triturada antes de ser introducida a la caldera, para obtener una granulometría de mejor calidad en la biomasa y a su vez poder generar que la combustión sea más uniforme. Se implementará un equipo que pueda trabajar con cerca de $1.500 \left[\frac{kg}{h} \right]$. Para ello se dispondrá de un triturador de 4 árboles modelo 120-100S cuya producción será de $1,5-3 \left[\frac{ton}{h} \right]$ y que su potencia instalada será de 44 [kW].

Tornillo sin fin

Será el elemento que permitirá el desplazamiento de la biomasa desde el lugar de almacenamiento hasta la caldera. Su potencia de accionamiento requerida se obtendrá mediante la obtención de la potencia necesaria para el desplazamiento horizontal del material, el accionamiento del tornillo en vacío y para el caso de tornillo inclinado. Con ello se obtendrá la siguiente expresión para su cálculo:

$$P_{tsf} = \frac{Q \cdot (C_o \cdot L + H)}{367} + \frac{D \cdot L}{20}$$

Con Q: flujo de material transportado, $\left[\frac{ton}{h} \right]$.

C_o: coeficiente de resistencia del material transportado, [-].

L: longitud del transportador, [m].

H: altura de la instalación, [m].

D: diámetro de la sección del canalón de la carcasa del transportador, [m].

Luego se considerará un coeficiente de resistencia de 1,2 dado el tipo de biomasa asociada a productos granulados. Por otra parte, se utilizará una altura de la instalación de 5,5 metros, una longitud del transportador de 25 metros y un diámetro de sección del canelón de 0,203 metros. La potencia obtenida se obtendrá por la expresión siguiente:

$$P_{tsf} = \frac{Q \cdot (C_o \cdot L + H)}{367} + \frac{D \cdot L}{20} = 0,447 [kW]$$

Luego se requerirá una potencia de 0,447 [kW] para hacer funcionar el tornillo sin fin en el proceso.

Torre de refrigeración

Teniendo los parámetros asociados al condensador, se tiene que a la torre de refrigeración entrarían 95 $[\frac{kg}{s}]$, de donde se tendría una entalpía de entrada de 139,53 $[\frac{kJ}{kg}]$ que debiese ser enfriada hasta los 36,16°. Es decir, se obtendría un diferencial entre la entalpía de entrada y salida que debiese ser disipado. Con ello, el cálculo de esta potencia quedaría dado por la siguiente expresión:

$$P_T = m_{cond} \cdot (h_{Ti} - h_{To}) = 95 \cdot (139,53 - 83,914) = 5.283,52 [kW]$$

Para disipar la potencia anterior se requerirá de una torre de refrigeración modelo MEP 362 (Anexo V), que contempla 2 motores de 15 [kW] cada uno, capaces de disipar 5.466 [kW].

6.9. Generación energética neta del proceso

Luego, el requerimiento energético de los equipos utilizados en el proceso quedará resumidos en la Tabla 6.6:

Equipo	Potencia [kW]
Bombas	9,83
Iluminación	30,79
Torre de refrigeración	30
Tornillo sin fin	0,44
Trituradora	44

Tabla 6.6: Requerimiento energético de equipos del proceso.
Fuente: Elaboración propia.

Luego a la potencia obtenida por el paso de la turbina al generador, que presenta un valor de 2.278,88 [kW], se le descontará los requerimientos energéticos de los equipos a modo de abastecerlos y no considerarlos como un gasto más al proyecto.

$$Pot_{final} = Pot_{central} - Pot_{equipos} = 2.278,88 - 115,06 = 2.163,82 \text{ [kW]}$$

Con ello se tendrá una generación final por parte de la central eléctrica de biomasa de 2.163,82 [kW].

7. ESTUDIO SOCIETARIO Y TRIBUTARIO

7.1. Tipo de asociación

Se estipula la creación de una cooperativa del vino para la región del Maule, y esta corresponde a una asociación autónoma de personas que en carácter voluntario buscan hacer frente a sus necesidades y aspiraciones económicas, tanto sociales como culturales por medio de una empresa democráticamente controlada y conjunta. (ACI, 2011)

Estas se guías por 7 principios:

- **Primer principio:** Membresía abierta y voluntaria.

Corresponden a organizaciones voluntarias abiertas, para todas aquellas personas dispuestas a aceptar las responsabilidades que conlleva la membresía sin discriminación de género, raza, razón social, posición política o religiosa.

- **Segundo principio:** Control democrático de los miembros.

Las cooperativas son organizaciones democráticas controladas por los miembros que participan activamente en la definición de políticas y toma de decisiones. Los representantes deben responder ante los miembros de esta. Los miembros tienen derecho a voto o bien se organizan mediante un procedimiento democrático.

- **Tercer principio:** Participación económica de los miembros.

Los miembros contribuyen de manera equitativa y controlan de manera democrática el capital de la cooperativa. Por lo menos una parte del capital es de propiedad común y usualmente se recibe una compensación limitada sobre el capital suscrito.

Los miembros asignan excedentes para algún propósito como el posible desarrollo de esta por medio de la creación de reservas, de las cuales al menos una parte debe ser indivisible; los beneficios para los miembros en proporción con sus transacciones con la cooperativa; y el apoyo a otras actividades según lo apruebe la membresía.

- **Cuarto principio:** Autonomía e independencia.

Las cooperativas son organizaciones autónomas de ayuda mutua, controladas por sus miembros. Si se entra en acuerdo con otras organizaciones, o bien se tiene capital de fuentes externas, se deben realizar los términos que aseguren el control democrático por parte de sus miembros, a modo de mantener la autonomía.

- **Quinto principio:** Educación, formación e información.

Las cooperativas brindan educación y entrenamiento a sus miembros, a sus dirigentes electos, a los gerentes y empleados, en busca de asegurar un desarrollo conjunto. Estas informan al público general acerca de la naturaleza y los beneficios del cooperativismo.

- **Sexto principio:** Cooperación entre cooperativas.

Las cooperativas sirven a sus miembros más efectivamente y fortalecen el movimiento cooperativo trabajando de manera conjunta por medio de estructuras locales, nacionales, regionales o bien internacionales.

- **Séptimo principio:** Compromiso con la comunidad.

La cooperativa trabaja para un desarrollo sostenible con la comunidad por medio de políticas que están aceptadas por sus miembros.

Cooperativas en Chile

Para el caso de Chile es el Gobierno, por medio del departamento de cooperativas, que depende de la Subsecretaría de Economía y Empresas de Menor Tamaño, quien tiene la tarea de fomentar el sector cooperativo. (Ley N° 21.077, 2004)

Esto se desarrolla por medio de la promoción de programas destinados al desarrollo de la gestión y capacidad empresarial, la dictación de normas que contribuyan al perfeccionamiento del funcionamiento de las cooperativas, y el registro de las que se encuentran vigentes. Como también de la supervisión y fiscalización de estas.

7.2. Patentes, marcas

Marca

Si bien a priori no se posee un nombre, la creación de esta incurre en un extracto de constitución de escrituras sociales de cooperativas que debe ser autorizado por notaría respectiva, para lo cual se deberá publicar solo una vez en el Diario Oficial, según lo establece el artículo 5° de la Ley General de Cooperativas. Dada la magnitud del proyecto se deberá pagar 1 UTM de valor por el extracto, lo que correspondería a cerca de CLP \$50.000.

Patente

Se debe solicitar una patente industrial, para producción o manufacturas. La patente industrial en la región de Maule tiene un costo de 5/1000 del capital propio de cada contribuyente. Dado el supuesto de tener una inversión de unos CLP \$450.000.000 se pagarían CLP \$2.250.000.

7.3. Aspectos tributarios

7.3.1. Impuestos indirectos.

Impuesto a las Ventas y Servicios (IVA)

El Impuesto a las Ventas y Servicios (IVA), se aplica sobre la base imponible de ventas efectuadas por la empresa, con una tasa del 19%.

7.3.2. Impuestos directos.

Impuesto a la Renta de Primera Categoría

El Impuesto de Primera Categoría se aplica sobre las utilidades líquidas de la empresa, siendo declarado anualmente en el mes de abril por todas las rentas percibidas durante el año calendario anterior.

Impuesto Único de Segunda Categoría que afecta a los Sueldos, Salarios y Pensiones

El Impuesto Único de Segunda Categoría grava las rentas del trabajo dependiente, como ser sueldos, pensiones y rentas accesorias o complementarias a las anteriores.

8. ESTUDIO AMBIENTAL

8.1. Evaluación ambiental y normativa

Los proyectos de inversión desarrollados en Chile deberán presentar una Resolución de Calificación Ambiental favorable y deberán someterse al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), instrumento de gestión ambiental de carácter preventivo, diseñado para introducir la dimensión ambiental al diseño, ejecución y abandono de actividades. Es administrado por la comisión Nacional de Medio Ambiente según el artículo 70 letra e) de la Ley 19.300.

El organismo se relaciona con la siguiente normativa:

- **Ley 19.300, Ley de Bases Generales de Medio Ambiente.** Se crea la institucionalidad del Sistema de Evaluación de impacto Ambiental y obliga a introducir esta variable a los proyectos de inversión. Promulgada en marzo de 1994.
- **D.S. 30/97, modificado por el artículo 2° del D.S 95/01 del Ministerio Secretaría General de la Presidencia de la República,** Reglamento del sistema de Evaluación del Impacto Ambiental (RSEIA). Se establecen las disposiciones por las cuales se regirá el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental y la Participación de la Comunidad, según ley 19.300 sobre Bases Generales de Medio Ambiente.
- **Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental,** en adelante SEIA. Consiste en un conjunto de procedimiento que vinculan al titular del proyecto con la autoridad ambiental, a través de la Declaración de Impacto Ambiental (DIA)

o un Estudio de Impacto Ambiental (EIA), para demostrar que el proyecto cumple con las normas ambientales, y que se hace cargo adecuadamente de los impactos ambientales que genera. La autoridad, por su parte, debe verificar y certificar el cumplimiento de tales normas y calificar la pertinencia y calidad de las medidas propuestas.

- **Estudio de Impacto Ambiental de la Ley 19.300**, en adelante EIA, Consiste en un documento que describe pormenorizadamente las características del proyecto a llevar a cabo o su modificación. Debe proporcionar antecedentes fundados para la predicción, identificación e interpretación de su impacto ambiental y describir la o las acciones que ejecutará para impedir o minimizar sus efectos significativos adversos.
- **Declaración de Impacto Ambiental de la ley 19.300**, en adelante DIA. Consiste en un documento descriptivo de una actividad que se pretende realizar. Su contenido permitirá al organismo competente evaluar efectivamente que el proyecto se ajusta a las normas ambientales vigentes.
- **Resolución de Calificación Ambiental, en adelante RCA**. Es el acto administrativo de la respectiva Comisión Regional del Medio Ambiente o la Dirección Ejecutiva que establece la conformidad o no conformidad ambiental de un proyecto. Si es favorable, certifica que el proyecto evaluado cumple con las normativas de carácter ambiental y que el proyecto pueda ejecutarse.

- **Comisión Regional del Medio Ambiente**, en adelante COREMA. Es la entidad presidida por el Intendente Regional, que aprueba o rechaza los proyectos regionales presentados al SEIA.
- **Informe Consolidado de la Evaluación (ICE)**. Documento que resume el procedimiento y sirve de principal fundamento para la decisión de la COREMA o Dirección Ejecutiva de CONAMA respecto al EIA o DIA presentado.
- **Permiso Ambiental Sectorial (PAS)**. Permiso que otorgan servicios que tienen un carácter ambiental y se encuentran enunciados en el Título VII del Reglamento del SEIA.

Con lo anterior, se exige la ocurrencia de una “Participación Ciudadana” en el proceso de evaluación ambiental según el Párrafo 3° de la Ley 19.300 y Título V del Reglamento.

En la Declaración de Impacto Ambiental será relevante demostrar que no se generen los efectos, características o circunstancias indicadas en la Ley 19.300 y el Título II del Reglamento, y que se cumpla la normativa de carácter ambiental.

Para el Estudio de Impacto Ambiental será relevante demostrar que la mitigación, reparación y compensación se harán cargo de los efectos, características o circunstancias indicadas en el artículo 11 de la Ley 19.300 y Título II del Reglamento que causan el ingreso del SEIA mediante un EIA.

8.2. Evaluación de impactos

La operación de centrales de generación de energía eléctrica que utilizan biomasa trae consigo una serie de emisiones a la atmósfera. Se distinguen contaminantes fruto de la combustión de biomasa como azufre, nitrógeno, cloro, cenizas y materiales pasados.

El grado de concentración de estos compuestos será directamente proporcional al grado de emisión al ambiente. Estas variarán dependiendo del tipo de biomasa tratada, por lo que para el caso de los residuos de uva se tendrá a un compuesto rico en carbohidratos compuesto por monosacáridos solubles (glucosa y fructosa) y polisacáridos estructuralmente complejos (pectinas, heteroxilanos, xiloglucanos y celulosa). (Corbin, y otros, 2015)

Luego el impacto que generarán estas emisiones se verá reflejado en principalmente dos etapas:

- **Impacto asociado a la etapa de construcción:** se podrían generar pérdidas de vegetación por corte y poda a modo de habilitar alguna obra, emisiones de contaminantes por efecto de las maquinarias, dados por dióxido de azufre (SO₂), material particulado (MP₁₀) y óxidos de nitrógeno (NO_x). Por otra parte, el polvo y la generación residuos sólidos como escombros, embalajes, molduras de madera, al igual que la generación de aguas servidas y emisiones de ruido.
- **Impacto asociado a la etapa de operación:** se distinguen emisiones a la atmósfera, dada la combustión incompleta generada bajo ciertos parámetros de operación y por la composición de la biomasa. A su vez se producen emisiones de material particulado, monóxido de carbono (CO), hollín, óxidos

de nitrógeno, ácido clorhídrico (HCl), dióxido de azufre, compuestos volátiles (COV) e hidrocarburos policíclicos aromáticos (HAP). Por otra parte, El transporte, almacenamiento y manejo de la biomasa genera emisiones de polvo. También se tienen residuos sólidos dada la quema de la biomasa, de donde se obtienen cenizas y escorias que deben ser tratadas.

Se generarán residuos líquidos dados principalmente por purga de la caldera y agua de descarga de los sistemas de enfriamiento, al igual que en la limpieza húmeda de gases. El ruido generado deberá cumplir la normativa vigente.

8.3. Medidas a tratar

Se considerará como medida la prevención mediante un seguimiento de las emisiones que se generan en el proceso. Para ello se distinguirán las siguientes herramientas:

- **Control de emisiones de material particulado:** Para controlar el material particulado se utilizarán una de las distintas tecnologías mostradas en la tabla 8.3.

Tecnología de captación	Grado de captación esperado	Condición del efluente
Ciclones-Multiclones	80% para tamaños $< 20 \mu\text{m}$ 95% para tamaños $> 50 \mu\text{m}$	Seco o húmedo dependiendo del acondicionamiento
Torres de aspersión	98% para tamaños $> 5 \mu\text{m}$ 50% para tamaños $< 3 \mu\text{m}$	Húmedo
Lavadores de gases Venturi scrubbers	90 a 99% para tamaños $< 5 \mu\text{m}$	Húmedo
Filtros de manga	95 a 99% para tamaños $< 5 \mu\text{m}$	Seco o húmedo dependiendo del acondicionamiento
Precipitador electrostático	80 a 99% o más en todas las partículas	Seco o húmedo dependiendo del acondicionamiento
Filtro de papel de alta eficiencia	Hasta 99% para tamaños $< 5 \mu\text{m}$	Seco

Tabla 8.1: Tecnología de control de material particulado.

Fuente: Tabla modificada de Hanly, J.Y Petchonka, J J (1993) Equipment Selection for Solid Gas Separation, Chemical Engineering.

- **Control de emisiones de gases:** El CO y los hidrocarburos, incluyendo los COVs y HAPs, derivados de la combustión incompleta de la biomasa, generarán un nivel de emisión que dependerá del control estequiométrico y la humedad del combustible. En cuanto a las emisiones de NO_x, estas corresponderán a una pequeña porción que pueden ser tratadas mediante una inyección de agua o vapor a modo de reducir la temperatura de la llama, pero condicionaría la eficiencia del proceso, por lo que se puede utilizar una recirculación de humos por medio de quemadores. De esta forma se reduciría la concentración de oxígeno, cayendo con ello la temperatura de combustión. El resultado será una reducción de entre un 15% a un 30% de NO_x.

Si bien, lo anterior refleja medidas a tratar frente al control de emisiones, es importante señalar que una correcta mantención periódica permitirá que los equipos involucrados puedan operar de la forma esperada. Previniendo algún tipo de inconveniente en el proceso.

8.4. Emisiones de CO₂

La implementación de una energía renovable no convencional trae consigo una serie de beneficios en términos medioambientales. Estos pueden ser cuantizados por medio de comparaciones con otras tecnologías que si generasen cierto grado de contaminación.

Por medio del software RETScreen se buscará hacer la comparación con otra central que utilice otras fuentes de combustible. Como se aprecia en la Tabla 8.2, con emisiones de la salida de caldera (*), ciclón (C) y electrofiltro (B):

Combustible	SO _x como SO ₂ (g/GJ)	NO _x como NO ₂ (g/GJ)	MP10 (g/GJ)	CO ₂ (kg/GJ)
Carbón	584	200	1100*/120 (C)	102
Diesel	495	150	60*	74
Gasolina	90	100	0,5*	74
Gas natural	0	150	0	57
Paja	130	130	1100*/800 (C)	0
			20 (B)	
Madera	130	130	500*/300 (C)	0
			20 (B)	

Tabla 8.2: Emisiones de diferentes combustibles fósiles en relación con la biomasa.

Fuente: Guía para Evaluación Ambiental Energías Renovables no Convencionales (2007).

Luego, la Tabla 8.3 mostrará la cantidad de dióxido de carbono que emitiría (en negativo) o bien evitaría según el combustible utilizado en el proceso y a su vez la cantidad de combustible necesaria.

Combustible	Consumo	Factor emisión [tCO ₂ /MWh]	Emisión [tCO ₂]
Carbón	7.894	0,350	-17.715,9
Gas natural	7.565.617	0,197	-6.854,7
Biomasa vitícola	10.553	0,007	6.265,6

Tabla 8.3: Emisión en toneladas de CO₂

Fuente: Elaboración propia.

Cada equipo para solventar los requerimientos energéticos tendrá un consumo de 71.406 MWh y su comparación será frente a un combustible genérico dado por el software. Además, se considerará el consumo en toneladas y metros cúbicos para el gas.

Finalmente, el funcionamiento de una central termoeléctrica a base de biomasa de la industria vitivinícola generaría una reducción anual en términos de dióxido de carbono de 6.735,2 tCO₂ que equivaldría 2.322 toneladas de desecho reciclado.

9. ESTUDIO ECONÓMICO

9.1. Ingresos generados

9.1.1. Venta de energía eléctrica generada.

Para estimar los niveles de venta de la energía generada por la central termoeléctrica, se requiere saber el precio de venta de la electricidad generada a ser inyectada a la red, es decir la cantidad de US\$/MWh.

Para sistemas eléctricos cuya capacidad instalada exceda los 1.500 KW este valor queda determinado por un “precio nudo”, que corresponde al precio de nivel de generación y transporte que es definido por las subestaciones que brindan el servicio. Por otra parte, se distingue un ajuste o recargo, los que son determinados por cada empresa distribuidora. A esto se le suma un precio de distribución determinado sobre la base del precio nudo y un valor agregado a esta distribución.

Mediante catálogos brindados por la CNE (Anexo II), se estima que es factible la aplicación de un precio de 85 US\$/MWh. Luego, dados los 2,163 MW aportados por la generación en la planta los ingresos se estiman en \$956.046.000 por período anual.

9.2. Costos asociados

9.2.1. Costos de inversión.

La instalación de una central termoeléctrica que utilice biomasa como combustible trae consigo una serie de costos asociados a una inversión inicial. De ellos se distinguen:

- **Inversión en construcción:** que contempla a equipos, vehículo, puesta en marcha, obras civiles y montaje, transporte, costos indirectos, conexión electrónica.
- **Inversión en desarrollo:** que corresponde a gastos por términos de gestión.

Por medio de la siguiente tabla se obtendrá un estimativo del costo total asociado a la implementación de la planta, que fue utilizada en implementación de biomasa forestal:

Potencia	MW	11	50	11
Desarrollo	US\$/kW	259	831	259
Gastos de Gestión	US\$/kW	235	831	235
Gastos de Exploración	US\$/kW	-	-	-
Imprevistos	US\$/kW	24	-	24
Construcción	US\$/kW	2.991	4.154	2.991
Equipos	US\$/kW	1.657	2.478	1.657
Obras Civiles y Montaje (C&M)	US\$/kW	505	307	505
Transporte	US\$/kW	58	-	58
Costos indirectos C&M	US\$/kW	152	992	152
Conexión Eléctrica	US\$/kW	292	-	292
Gastos Puesta en marcha	US\$/kW	55	-	55
Imprevistos	US\$/kW	272	378	272
Costo Unitario	US\$/kW	3.250	4.985	3.250
Inversión Total	US\$ mm	36	249	36

Tabla 9.1: Costos de inversión en US\$/kW

Fuente: <http://pelp.minenergia.cl/informacion-del-proceso/insumos-para-proyecciones>

El total de la inversión inicial para la implementación de una central termoeléctrica que utilice biomasa ronda en torno de los 3.250 US\$/kW. Luego considerando un tipo de cambio del dólar de 650 [CLP/USD] el monto total ascendería a \$4.101.694.320.

Por otra parte, el detalle de los costos de maquinaria se muestra a continuación:

Inversión en Equipos	Porcentaje	Costo
Caldera	30%	\$ 646.230.000
Turbina + Generador	15%	\$ 323.115.000
Ciclo de agua vapor	19%	\$ 409.279.000
Generador	21,3%	\$ 458.823.300
Ingeniería y sistemas	14,7%	\$ 316.652.700
Total		\$ 2.154.100.000

Tabla 9.2: Costo de inversión en maquinaria

Fuente: Elaborado a partir datos implementados por Renovatec.

Por otra parte, los costos asociados a intangibles serán considerados en los costos de puesta en marcha dado que presentan cerca de un 1% de la inversión inicial.

9.2.2. Capital de trabajo.

Se considera capital de trabajo el pie inicial de proyecto, es decir el monto que permite establecer las necesidades básicas para la realización de este. En diversos informes de la CNE, este monto bien puede ser considerado como un 15-20% de la inversión inicial. Con lo cual, el capital de trabajo ascendería a un monto de \$323.115.000.

9.2.3. Costos de operación.

Estos costos corresponderán a los costos requeridos para el funcionamiento anual de la planta. Distinguiéndose principalmente costos por insumos de materia prima, costos por mano de obra y costos por mantención.

Para el caso de la materia prima, el residuo de su producción vitivinícola, principalmente el orujo de uva se comprará a viñas aledañas a la zona, con un valor inicial de 30 US\$/ton, obteniéndose un costo anual cercano a los \$205.777.099.

En términos del personal, se requerirá para un correcto funcionamiento de la planta un total de 14 trabajadores, de los cuales se dispone de un jefe de planta, un jefe de operación, control químico, personal de turnos y personal de mantenimiento, cuyos costos ascienden a \$ 121.800.000 al año.

La mantención anual requerida también se contabilizará por medio de un 4% de la inversión inicial, que corresponderá a prevenciones preventivas de la planta cada cierto período de tiempo, con ellos los costos anuales tendrán un valor de \$86.164.000.

Estos costos de operación serán sumados a los gastos de administración que serán considerados como un 10% del costo operacional, obteniéndose una suma final en términos de costos de \$455.115.209.

9.2.4. Depreciación.

Los equipos que componen el proyecto se consideraron con una vida útil de 15 años. Para la elaboración del flujo de caja del proyecto, se considerará la implementación de una depreciación acelerada en estos equipos. Con ello la tabla refleja los siguientes resultados:

Activos	Vida útil	Depreciación acelerada	Depreciación
Caldera	15	5	\$ 129.246.000
Turbina	15	5	\$ 64.623.000
Ciclo de agua vapor	15	5	\$ 81.855.800
Generador	15	5	\$ 91.764.660
Otros equipos	15	5	\$ 63.330.540
Tolva	8	2	\$ 33.087.772
Obras Civiles y Monta	40	13	\$ 50.500.000
Conexión Eléctrica	10	3	\$ 126.533.333

Tabla 9.3: Depreciación y vida útil de equipos
Fuente: Elaboración propia.

Luego las depreciaciones para los 13 primeros años serán las siguientes:

Depreciación Año 1	Depreciación año 2	Depreciación año 3	Depreciación año 4	Depreciación año 5
\$ 640.941.105	\$ 640.941.105	\$ 607.853.333	\$ 481.320.000	\$ 481.320.000

Depreciación Año 6	Depreciación año 7	Depreciación Año 8	Depreciación Año 9	Depreciación Año 10
\$ 50.500.000	\$ 50.500.000	\$ 50.500.000	\$ 50.500.000	\$ 50.500.000

Depreciación Año 11	Depreciación año 12	Depreciación Año 13
\$ 50.500.000	\$ 50.500.000	\$ 50.500.000

Tabla 9.4: Depreciaciones por año.
Fuente: Elaboración propia.

9.2.5. Tasa de descuento.

Corresponderá a la tasa de interés asociada al proyecto, la cual permitirá generar los flujos de caja y a su vez determinar los indicadores de rentabilidad y factibilidad por medio de la TIR y el VAN.

Para un caso inicial sin financiamiento, la tasa de descuento asociada será la obtenida con el cálculo de CAPM expresado en sección 4.7 de evaluación económica. Los valores quedarán reflejados en el Anexo VI.

$$i_f = 0,028; E(i_m) = 0,06; \beta = 0,7$$

$$E(i_{cp}) = i_f + [E(i_m) - i_f] * \beta = 0,028 + (0,06 - 0,028) * 0,7 = 0,0504$$

Para el caso con financiamiento se utilizará el WACC de la sección 4.7, obteniéndose el siguiente resultado:

$$k_s = 5,04\%; k_d = 4,5\%^3; K = \$4.101.694.320; D = \$1.171.912.663$$

$$WACC = k_s * \left(\frac{K}{D + K} \right) + k_d * \left(\frac{D}{D + K} \right) = 0,0489$$

Con un valor de $k_s = 0,0504$ correspondiente al valor del CAPM previamente calculado.

³ Valor de tasa de interés de la deuda (k_d) obtenida por medio de tasas brindadas por Superintendencia de bancos e instituciones financieras.

<https://www.sbif.cl/sbifweb/servlet/InfoFinanciera?indice=4.2.1&FECHA=1/1/2019>

9.2.6. Período de evaluación.

Se considerará un período de evaluación acorde a la vida útil de las maquinarias, es decir 15 años de evaluación.

9.3. Flujo de caja sin financiamiento

Con los datos anteriores, se obtendrán flujos de caja que determinarán los siguientes indicadores económicos:

Indicador	Valor
Tasa Inversionista	5,04%
Valor Presente Proyecto	\$ 356.050.611
PAYBACK	Año 10
TIR	6,23%

Tabla 9.5: Indicadores económicos flujo puro.
Fuente: Elaboración propia

Pese a que considerando un precio de 85 US\$/MWh se podría obtener un valor positivo de VAN, la inversión inicial de \$4.424.809.320 es una condicionante para la realización de este. Por lo que se evaluará la opción de obtener algún tipo de financiamiento.

10. ESTUDIO FINANCIERO

10.1. Opciones de financiamiento

En el marco chileno, se distinguen una serie de alternativas que permiten dar financiamiento a proyectos, debiéndose principalmente a un compromiso por parte del Gobierno y la generación de una política energética que a mediano y largo plazo fomente la incorporación de energías renovables no convencionales a la red de distribución energética.

En “encuentra financiamiento para tu proyecto de Energía”, herramienta brindada por el ministerio de energía se podrán visualizar las distintas opciones que se disponen a la fecha. Sin embargo, dada la gran inversión inicial del proyecto se evaluarán las siguientes alternativas:

10.1.1. Garantía Corfo Pro-Inversión.

Alternativa enfocada a pequeñas y medianas empresas que buscan financiamiento. Corfo ayudará a facilitar el proceso con instituciones bancarias a la hora de obtener un crédito.

En término de empresa, estas deben ser personas jurídicas con inicio de actividades, productoras de bienes y/o servicios cuyas ventas estén sobre las UF 600.000.

El financiamiento otorgado quedará sujeto al tamaño de la empresa y la operación que esta realice.

10.1.2. Crédito Banco Estado.

Crédito cuyo enfoque busca la implementación de proyectos energéticos en el contexto de ERNC y eficiencia energética, mediante la generación de energía a modo de generar un autoconsumo sustentable y facilitando la producción de esta.

El financiamiento cuenta con un plazo máximo de 12 años y se podrá financiar hasta un 80% del valor neto del proyecto, presentando la opción de financiar en UF o \$. El calendario de pagos sería a acorde al ciclo del negocio y la modalidad del beneficio puede ser vía leasing o crédito. Por otra parte, se deberá contar con la ficha de factibilidad técnica, tener más de 2 años de funcionamiento el rubro comercial y ventas anuales entre 2.400 y 40.000 UF. También contar con su Declaración de Impuestos al día y presentar un Estado de Situación.

10.2. Flujo de caja financiado

Las partidas asociadas al flujo de caja financiado fueron detalladas en el Anexo VII mediante una representación general de este.

De lo anterior se obtuvieron los siguientes indicadores económicos utilizando una opción de financiamiento que cubriese el 30% de la inversión inicial de la deuda.

Indicador	Valor
Tasa Inversionista	4,89%
Valor Presente Proyecto	\$459.559.953
PAYBACK	Año 10
TIR	6,87%

Tabla 10.1: Indicadores económicos flujo de caja financiado
Fuente: Elaboración propia.

Con lo cual dado un valor de VAN positivo de \$ 459.559.953 y una TIR de 6,87% el proyecto resulta ser rentable para su implementación. Sin embargo, queda condicionado a las variables con que opera. Vale decir, precio de venta, precio de compra de la biomasa, gastos operacionales, entre otros factores posibles a analizar. Para ello se hará uso de análisis de sensibilidad en estas variables.

10.3. Análisis sensibilidad

El análisis de sensibilidad permitirá modificar las variables de entrada a modo de ver como se verá afectado el resultado del flujo de caja.

En una primera instancia se obtendrá el punto de equilibrio que definirá la rentabilidad del proyecto frente a la variable más crítica, el precio de la electricidad. Luego se realizarán modificaciones a las variables de precio de electricidad, precio de los residuos vitivinícolas adquiridos, el valor del dólar y la mano de obra directa.

10.3.1. Punto de equilibrio.

El punto de equilibrio del proyecto se dará cuando el valor de la TIR iguale al de la tasa del inversionista. Vale decir, cuando se tiene presencia de un valor de VAN igual a 0.

Esta situación se lograría considerando una variación en el precio de venta de la electricidad generada, con un valor de \$80,58 US\$/MWh.

10.3.2. Variaciones a una variable

Variación al precio de la energía eléctrica

Los ingresos definen las ventas en el flujo de caja y se relacionan con el precio de la generación eléctrica. Será el factor clave a la hora de determinar qué tan rentable sea o no el proyecto. Para ello, la Tabla 10.2 muestra diversas variaciones que alteran el valor del VAN, y también por medio de la Figura 10.1 se puede apreciar gráficamente su evolución.

%	Precio electricidad MWh	VAN	TIR	Payback
-15%	72,25	\$ -865.072.947	0,92%	15
-10%	76,5	\$ -423.528.647	2,99%	14
-5%	80,75	\$ 18.015.653	4,96%	12
0%	85	\$ 459.559.953	6,87%	10
5%	89,25	\$ 893.195.369	8,68%	9
10%	93,5	\$1.319.308.146	10,42%	8
15%	97,75	\$1.745.420.924	12,11%	7

Tabla 10.2: Sensibilización de precio de energía eléctrica en dólares.
Fuente: Elaboración propia.

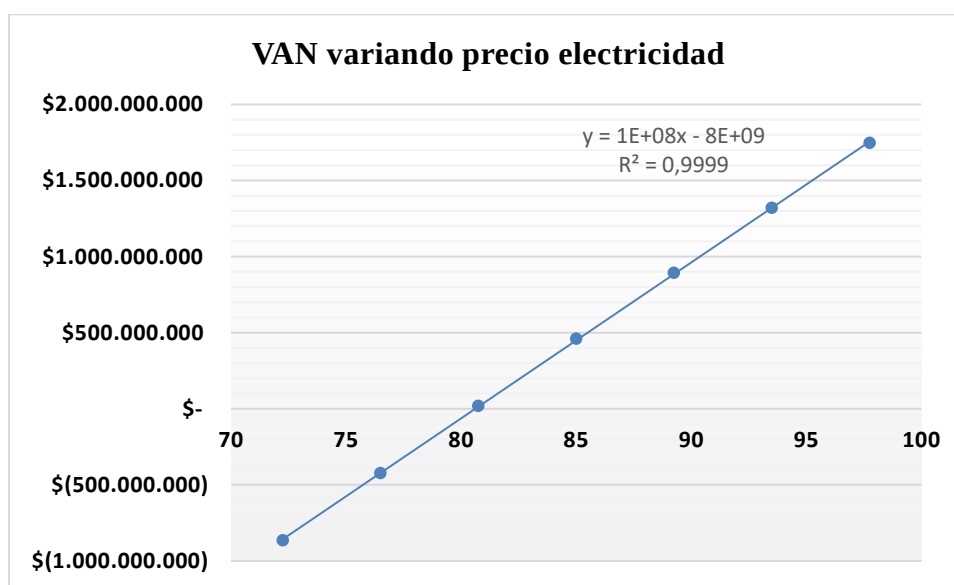


Figura 10.1: Variación de VAN dado precio MWh eléctrico.
Fuente: Elaboración propia.

Se puede apreciar que el aspecto crítico es el precio de venta eléctrico, con lo cual un aumento pequeño en términos porcentuales del precio modifica a gran escala el valor del VAN y la TIR, y a su vez el Payback del proyecto se ve enormemente disminuido. Luego, a medida que este precio aumente, el proyecto se hará cada vez más rentable.

Variación al precio de la biomasa

La biomasa adquirida para el funcionamiento de la central será otro de los factores que afectarán el desempeño del flujo de caja dado que afecta directamente a los costos anuales de la planta. Luego, la Tabla 10.3 muestra diversas variaciones que alteran el valor del VAN, y también por medio de la Figura 10.2 se puede apreciar gráficamente su evolución.

El impacto que genera estas variaciones no tienen la misma magnitud que las del precio de la energía eléctrica, sin embargo, de igual manera alteran en buena medida el valor dado por el flujo de caja. Dado que la adquisición de estos residuos vitivinícolas representa un costo para la central, será la disminución de estos lo que afectará directamente en un aumento del VAN y la TIR y en su parte disminuirán el Payback en menor proporción que el caso previo.

%	Precio biomasa ton	VAN	TIR	Payback
-15%	25,5	\$ 769.743.791	8,17%	9
-10%	27	\$ 668.410.827	7,75%	10
-5%	28,5	\$ 564.100.609	7,31%	10
0%	30	\$ 459.559.953	6,87%	10
5%	31,5	\$ 355.019.298	6,43%	11
10%	33	\$ 250.478.642	5,98%	11
15%	34,5	\$ 145.937.986	5,52%	12

Tabla 10.3: Sensibilización de precio de la tonelada de biomasa en dólares.
Fuente: Elaboración propia.

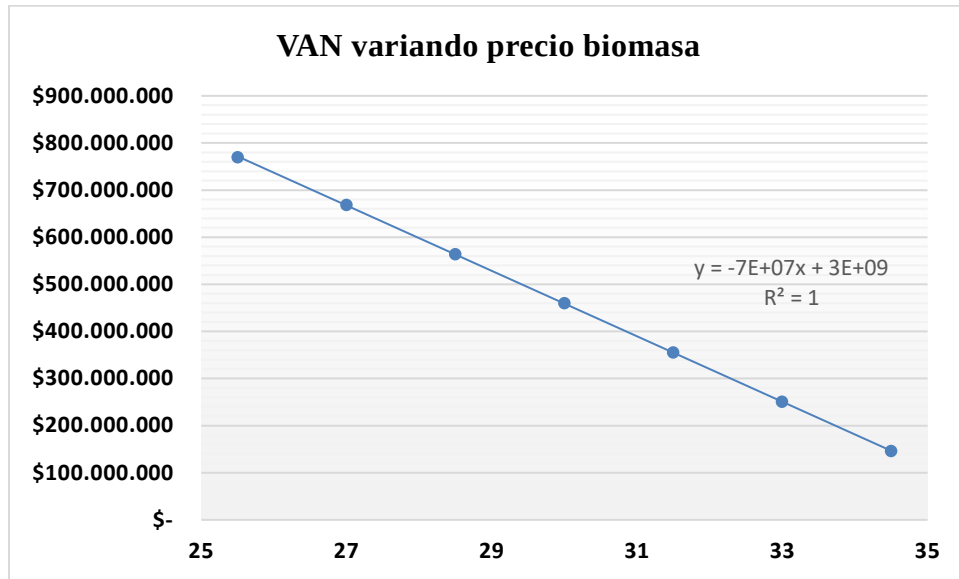


Figura 10.2: Variación de VAN dado precio de biomasa.
 Fuente: Elaboración propia.

Variación en la cantidad de biomasa comprada

Será de interés también analizar la posibilidad de obtener materia prima a un menor precio o bien de forma gratuita por medio de viñas de menor envergadura a las cuales sus desechos les impliquen un costo monetario y que permitan que la central les ofrezca un servicio de recolección gratuito. Aquella situación disminuiría los costos de este insumo energético a la planta.

Mediante la Tabla 10.4 se muestra diversas variaciones de esta cantidad de biomasa comprada que afectan al valor del VAN, y también por medio de la Figura 10.3 se puede apreciar gráficamente su evolución.

Luego la aplicación de alguna alianza estratégica permitiría la adquisición de esta materia prima, lo que haría más rentable el proyecto a medida que se comprase menos.

Compra	Demanda teórica m ³	VAN	TIR	Payback
100%	10.553	\$ 459.559.953	6,87%	10
95%	10.025	\$ 564.100.609	7,31%	10
90%	9.497	\$ 668.410.827	7,75%	10
85%	8.970	\$ 769.743.791	8,17%	9
80%	8.442	\$ 870.630.857	8,59%	9

Tabla 10.4: Sensibilización de demanda teórica comprada.
Fuente: Elaboración propia.

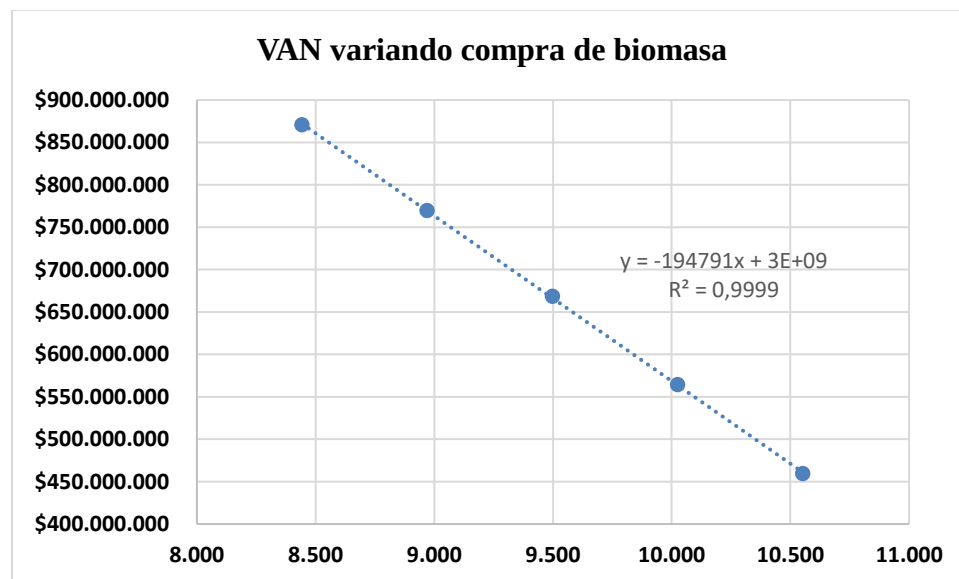


Figura 10.3: Variación de VAN dado compra de biomasa.
Fuente: Elaboración propia.

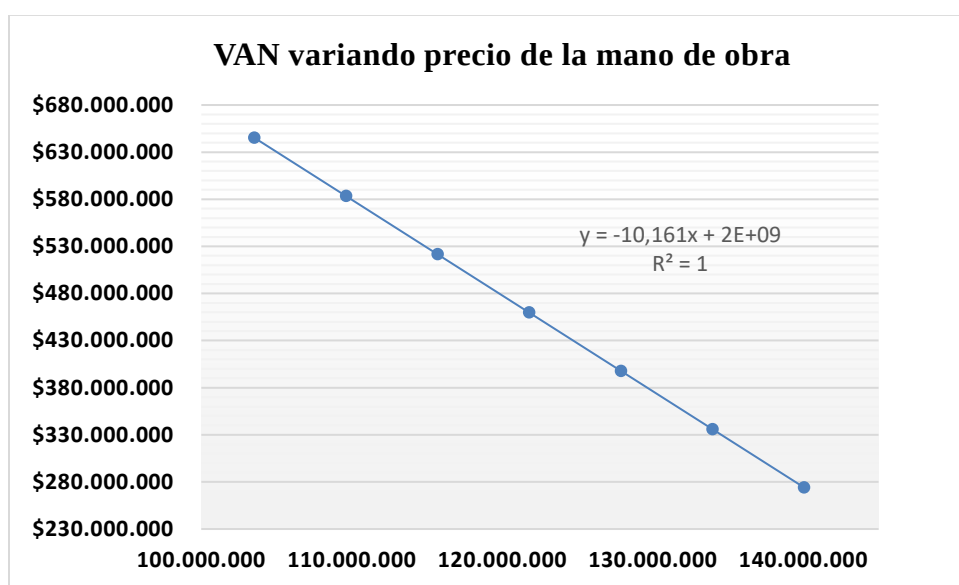
Variación del costo de la mano de obra directa

La variación de la mano de obra directa se entenderá como una variación en el personal operativo de la planta. Con ello, un aumento de estos costos pudiese ser entendido como un aumento de salarios o bien la adquisición de alguna persona para ocupar algún puesto vacante. Luego, la Tabla 10.5 se mostrará diversas variaciones en el costo de la mano de obra afectando al VAN, y también por medio de la Figura 10.4 se podrá apreciar gráficamente su evolución.

%	Mano de obra directa	VAN	TIR	Payback
-15%	103.530.000	\$ 645.193.611	7,66%	10
-10%	109.620.000	\$ 583.315.725	7,40%	10
-5%	115.710.000	\$ 521.437.839	7,13%	10
0%	121.800.000	\$ 459.559.953	6,87%	10
5%	127.890.000	\$ 397.682.068	6,61%	11
10%	133.980.000	\$ 335.804.182	6,34%	11
15%	140.070.000	\$ 273.926.296	6,08%	11

Tabla 10.5: Sensibilización de precio de la mano de obra directa.

Fuente: Elaboración propia.

**Figura 10.4:** Variación de VAN dado compra de biomasa.

Fuente: Elaboración propia.

10.3.3. Variación alterando dos variables

Se estuvo considerando variaciones en una sola dimensión, pero en la práctica la alteración suele darse en 2 variables a la vez o más. A continuación, se presenta en la Tabla como se vería afectado el valor del VAN si se modificaran simultáneamente las dos variables más significativas para el proceso.

		Variación costo de biomasa por ton						
Variación precio electricidad en MWh	%	-15%	-10%	-5%	0%	5%	10%	15%
	-15%	\$ -551.450.979	\$ -655.991.635	\$ -760.532.291	\$ -865.072.947	\$ -969.613.603	\$ -1.074.154.258	\$ -1.178.694.914
	-10%	\$ -109.906.679	\$ -214.447.335	\$ -318.987.991	\$ -423.528.647	\$ -528.069.302	\$ -632.609.958	\$ -737.150.614
	-5%	\$ 331.637.621	\$ 227.096.965	\$ 122.556.309	\$ 18.015.653	\$ -86.525.002	\$ -191.065.658	\$ -295.606.314
	0%	\$ 769.743.791	\$ 668.410.827	\$ 564.100.609	\$ 459.559.953	\$ 355.019.298	\$ 250.478.642	\$ 145.937.986
	5%	\$ 1.195.856.569	\$ 1.094.969.502	\$ 994.082.435	\$ 893.195.369	\$ 792.308.302	\$ 691.393.664	\$ 587.482.286
	10%	\$ 1.621.969.346	\$ 1.521.082.280	\$ 1.420.195.213	\$ 1.319.308.146	\$ 1.218.421.080	\$ 1.117.534.013	\$ 1.016.646.946
	15%	\$ 2.044.353.458	\$ 1.945.428.128	\$ 1.846.307.991	\$ 1.745.420.924	\$ 1.644.533.858	\$ 1.543.646.791	\$ 1.442.759.724

Tabla 10.6: VAN según variación de precio de electricidad y costo de biomasa.

Fuente: Elaboración propia.

El resultado demuestra que efectivamente mientras el precio del MWh eléctrico aumente y por su parte el costo de la biomasa disminuya, se hará cada vez más rentable el proyecto.

En este sentido se tendrá que enfocar los esfuerzos en mantener los precios de comercialización de la biomasa requerida o bien disminuirlos para mejorar la rentabilidad de la central generadora. De igual manera será recomendable mantener el precio de venta eléctrico, dado que variaciones porcentuales de hasta un 15% en el costo de los insumos mantendrían un valor positivo del VAN.

11. CONCLUSIONES

Actualmente existe una falta de conciencia ambiental, lo que genera múltiples problemas en el planeta como lo son la contaminación del aire y agua, el calentamiento global, extinción de especies y que en general alteran el balance natural del medio ambiente. Se plantea una alternativa energética que genera emisiones que a su vez contaminan, sin embargo, el impacto generado a escala es mucho menor a que presentaría una alternativa que utiliza energía no renovable, entiéndase plantas de gas natural o petróleo. En este contexto la ganancia energética se entiende tanto por un reemplazo por una energía más limpia, como en la inyección al sistema interconectado central.

Por medio del estudio realizado de las diversas variables consideradas y mediante los resultados obtenidos se puede concluir que resulta factible la implementación de la central térmica de biomasa, la que estará condicionada a la eficiencia de sus equipos, el precio de venta de la energía generada y los costos que afectan al proceso.

Del flujo de caja obtenido y por medio de una generación de 2,162 MW, lo que equivale a 17.304 MWh anuales, se obtuvo un valor actual neto positivo de \$459.559.953 y una tasa de interés de retorno de 6,87% superior a la tasa requerida por los inversionistas y un período de recuperación de la inversión de 10 años. Con estos indicadores económicos se puede mencionar que la utilización de los residuos vitivinícolas para la obtención de energía en la región es una opción factible para considerar con beneficios a largo plazo.

El estudio contempla que la biomasa obtenida de residuos vitivinícola en la región del Maule presenta el potencial energético suficiente, dado que sus características físicas y químicas determinan que sea una alternativa eficaz. Vale decir, un buen poder calorífico

(superior a otro tipo de biomasa), niveles de humedad aceptables, granulometría acorde, bajo contenido en cenizas y contaminantes.

Un aspecto crítico que permitirá el funcionamiento de la central será la disponibilidad de biomasa, dado que la planta requiere grandes cantidades para poder operar durante el año, con lo cual se requerirá poder de negociación para poder comprar los insumos en las viñas aledañas al sector estudiado, donde afectarán aspectos como la logística de transporte de esta biomasa, la distribución eléctrica y el almacenamiento de esta biomasa.

Para el proceso de generación eléctrica se utilizó un ciclo de Rankine, el cual dependerá directamente de la eficiencia de la caldera, turbina de vapor, condensador y bomba con las que opera. Con ello la generación se verá restringida a las pérdidas del proceso.

Por otra parte, el cálculo de las emisiones de CO₂ que se evita tras utilizar la biomasa de combustible, comprueba que, si bien la rentabilidad de este tipo de tecnologías es menor que la de centrales que utilizan otro tipo de combustible no renovable, este tipo de planta generaría un mayor beneficio en términos medioambientales.

Por último, la sensibilización de las variables condiciona en gran medida la rentabilidad del proyecto. Variaciones como el precio de compra de la biomasa o el costo de la mano de obra directa alterarán el valor del VAN y la TIR, pero estas siempre estarán condicionadas al precio de la energía en el mercado chileno. Será entonces el comportamiento de este precio energético a lo largo de los años el principal agente que determinará la factibilidad del proyecto, y por otro lado se tendrá una gran dependencia de los desechos generados en la producción del vino.

12. REFERENCIAS

- ACI. (2011). *Principios y valores corporativos*. Obtenido de <https://www.aciamericas.coop/Principios-y-Valores-Cooperativos-4456>
- Ansoleaga, J. M. (2018). *Sustainable Waste to Energy*. Obtenido de <http://www.pulso.cl/opinion/biogas-en-chile/>
- Behera, B., & Varma, A. (2018). *Thermal Conversions of Biomass*. Obtenido de https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-319-96538-3_6#citeas
- Castells, X. E., & Cadavid, C. (2005). *Clasificación de biomasa*. Ediciones Díaz de Santos.
- Cengel, Y. A., & Boles, M. A. (2006). *Termodinámica*.
- Corbin, K. R., Hsieh, Y. S., Betts, N. S., Byrt, C. S., Henderson, M., Stork, J., . . . Burton, R. A. (2015). *Grape marc as a source of carbohydrates for bioethanol: Chemical composition, pre-treatment and saccharification*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.biortech.2015.06.030>
- División de Prospectiva y Política Energética. (2017). *Balance nacional de energía*. Obtenido de <http://energiaabierta.cl/visualizaciones/balance-de-energia/>
- Fernández, C. (2018). *Análisis técnico económico para la instalación de planta de biogás utilizando residuos vitivinícolas para generación de energía en la región del Maule*. Valparaíso. Obtenido de <https://repositorio.usm.cl/handle/11673/24608>
- Jensen, M. C., & Meckling, W. H. (1976). *Theory of the firm: Managerial behavior, agency costs and ownership structure*. Suiza: Elsevier Science SA: Journal of Financial Economics, Vol. 3.
- Kaza, S., Yao, L. C., Bhada-Tata, P., & Van Woerden, F. (2018). *What a Waste 2.0: A Global Snapshot of Solid Waste Management to 2050*. Obtenido de <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/30317>
- Ley N° 20.920. (2016). *Diario Oficial de la República de Chile*. Obtenido de <http://bcn.cl/1vy3u>
- Ley N° 21.077. (2004). *Diario Oficial de la República de Chile*. Obtenido de <http://bcn.cl/1uwyo>
- M de Energía. (2018). *Energía 2050: política energética de Chile*. Obtenido de <http://www.energia2050.cl/es/>

- M del Medioambiente. (2018). *Cuarto Reporte del Estado del Medioambiente*. Obtenido de <http://sinia.mma.gob.cl/estado-del-medio-ambiente/>
- ODEPA. (2017). *Estudio de Caracterización de la cadena de producción y comercialización de la agroindustria vitivinícola*. Obtenido de <https://www.odepa.gob.cl/wp-content/uploads/2017/12/AgroindustriaVitivinicola.pdf>
- US. Energy Information Administration. (s.f.). Obtenido de https://www.eia.gov/energyexplained/?page=biomass_home
- Vega, L., & Rodríguez, L. (2007). Pérdidas de presión en tuberías de vapor. *Ciencias Holguín*.
- Wheelen, T., Hunger, J., & Oliva, I. (2007). *Administración estratégica y política de negocios*. México.
- Zalen, S., & Haaland, E. (1983). Simple and explicit formulas for the friction factor in turbulent pipe flow. *ASME*.

13. ANEXOS

13.1. Anexo I

Se presenta el número de hectáreas por comuna en la región del Maule.

COMUNA	VINÍFERA BLANCA	VINÍFERA TINTA	TOTAL
CAUQUENES	1.330,72	5.310,53	6.641,25
CHANCO		0,50	0,50
COLBUN	8,37	56,61	64,98
CONSTITUCION	5,51	52,42	57,93
CUREPTO	102,63	421,43	524,06
CURICO	1.292,23	2.158,51	3.450,74
EMPEDRADO		39,32	39,32
HUALANE	406,95	302,18	709,13
LICANTEN		116,70	116,70
LINARES	113,45	465,76	579,21
LONGAVI	28,50	177,33	205,83
MAULE	279,08	825,74	1.104,82
MOLINA	2.400,26	2.773,43	5.173,69
PARRAL	98,88	289,90	388,78
PELARCO	25,40	117,40	142,80
PENCAHUE	469,19	4.064,79	4.533,98
RAUCO	530,66	776,36	1.307,02
RETIRO	161,55	651,01	812,56
RIO CLARO	1.092,57	1.140,19	2.232,76
ROMERAL	450,11	310,20	760,31
SAGRADA FAMILIA	1.083,03	3.081,48	4.164,51
SAN CLEMENTE	832,52	2.007,67	2.840,19
SAN JAVIER	1.370,05	6.876,32	8.246,37
SAN RAFAEL	334,34	567,88	902,22
TALCA	559,03	2.190,96	2.749,99
TENO	265,18	916,26	1.181,44
VICHUQUEN	31,90	34,85	66,75
VILLA ALEGRE	943,08	2.306,73	3.249,81
YERBAS BUENAS	228,99	486,56	715,55
Total general	14.444,18	38.519,02	52.963,20

Tabla 13.1: Hectáreas de viñedos por comuna en la región del Maule.
Fuente: Catastro 2016 SAG.

13.2. Anexo II

Se presentan los distintos niveles de oferta en precios ofrecidos por distintas centrales generadoras del sector.

COD Dx	Empresa Distribuidora	PNPP [US\$/kW/mes]	PNPP [\$/kWh/mes]	PNEP [US\$/MWh]	PNEP [\$/kWh]	AR' [US\$/MWh]	AR' [\$/kWh]
1	Emelari	10,0547	6.289,62	86,618	54,183	3,066	1,918
2	Eliqsa	10,2415	6.406,47	87,626	54,814	2,064	1,291
20	COOPERSOL	8,8150	5.514,14	61,269	38,326	12,624	7,897
3	Elecda	9,7553	6.102,33	85,123	53,248	3,259	2,039
4	Emelat	8,9681	5.609,91	94,765	59,279	7,237	4,527
6	Chilquinta	9,3940	5.876,32	94,266	58,967	7,668	4,797
7	Conafe	9,1863	5.746,40	100,912	63,124	2,468	1,544
8	EMELCA	9,3950	5.876,95	105,599	66,056	-3,625	-2,268
9	Litoral	9,3206	5.830,41	93,891	58,733	8,031	5,024
10	Enel Distribución	8,8764	5.552,54	75,088	46,971	12,624	7,897
12	Colina	8,8948	5.564,05	75,409	47,171	12,624	7,897
13	TILITIL	8,7717	5.487,05	74,734	46,749	12,624	7,897
14	EEPA	8,6159	5.389,59	68,280	42,712	12,624	7,897
15	LUZANDES	8,8360	5.527,27	74,826	46,807	12,624	7,897
18	CGE Distribución	8,9357	5.589,64	100,927	63,134	-3,593	-2,248
21	Coopelan	8,6680	5.422,18	78,590	49,161	12,624	7,897
22	Frontel	9,0127	5.637,80	76,148	47,634	12,624	7,897
23	Saesa	9,5056	5.946,13	78,166	48,896	11,097	6,942
26	Codiner	9,5184	5.954,14	80,152	50,138	12,624	7,897
28	EDECSA	9,2277	5.772,30	96,697	60,488	5,278	3,302
29	CEC	8,9123	5.575,00	78,473	49,088	12,624	7,897
31	LuzLinares	9,0222	5.643,75	91,151	57,019	5,012	3,135
32	LuzParral	8,8417	5.530,84	90,498	56,610	4,885	3,056
33	Copelec	8,6417	5.405,73	76,457	47,827	12,624	7,897
34	Coelcha	8,7029	5.444,01	85,562	53,522	8,670	5,423
35	Socoepa	9,3574	5.853,43	74,306	46,481	12,624	7,897
36	Cooprel	8,9776	5.615,85	76,919	48,116	11,229	7,024

Tabla 13.2: Precios de nudo promedio y ajustes o recargo.
Fuente: CNE (2018). Fijación de precios de nudo promedio.

13.3. Anexo III

Se presentan los distintos coeficientes de pérdida según el tipo de tubería:

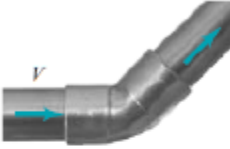
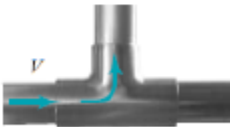
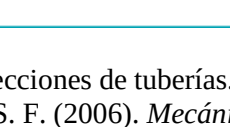
Component	K_L	
a. Elbows		
Regular 90°, flanged	0.3	
Regular 90°, threaded	1.5	
Long radius 90°, flanged	0.2	
Long radius 90°, threaded	0.7	
Long radius 45°, flanged	0.2	
Regular 45°, threaded	0.4	
b. 180° return bends		
180° return bend, flanged	0.2	
180° return bend, threaded	1.5	
c. Tees		
Line flow, flanged	0.2	
Line flow, threaded	0.9	
Branch flow, flanged	1.0	
Branch flow, threaded	2.0	
d. Union, threaded	0.08	
*e. Valves		
Globe, fully open	10	
Angle, fully open	2	
Gate, fully open	0.15	
Gate, $\frac{1}{4}$ closed	0.26	
Gate, $\frac{1}{2}$ closed	2.1	
Gate, $\frac{3}{4}$ closed	17	
Swing check, forward flow	2	
Swing check, backward flow	∞	
Ball valve, fully open	0.05	
Ball valve, $\frac{1}{3}$ closed	5.5	
Ball valve, $\frac{2}{3}$ closed	210	

Figura 13.1: Coeficiente de pérdida para distintas secciones de tuberías.

Fuente: Çengel, Y. A., Cimbala, J. M., Olguín, V. C., & Skarina, S. F. (2006). *Mecánica de fluidos: fundamentos y aplicaciones* (Vol. 1). São Paulo: McGraw-Hill.

13.4. Anexo IV

Se presentan la iluminación mediante tubos fluorescentes tubo MASTER LED de Philips, caracterizando los distintos modelos según el catálogo de ofertas de producto:

GA110 VALUE



EMP050 Cebador de protección

MASTER LEDtube GA110 rotatorio / GA 110

4000 K 6500 K

Temperatura de Color

No regulable

40.000 h

Apertura de haz

G13

Rotatorio (ROT)

Descripción de producto	Potencia de sistema Potencia Lámpara Equivalente	Base / Casquillo	Apertura de haz	Flujo luminoso	IRC	Temperatura de color	EOC	PVR
GA300 / PERFORMANCE								
MASTER LEDtube PERF 600mm ROT	10,5W = 18	G13 Rotatorio	140	950	85	3000	8718291	36,19
MASTER LEDtube PERF 600mm ROT	10,5W = 18	G13 Rotatorio	140	1050	85	4000	68143400	36,19
MASTER LEDtube PERF 1200mm ROT	21W = 36	G13 Rotatorio	140	1900	85	3000	68149600	51,99
MASTER LEDtube PERF 1200mm ROT	21W = 36	G13 Rotatorio	140	2100	85	4000	66231000	51,99
MASTER LEDtube PERF 1500mm ROT	31W = 58	G13 Rotatorio	140	2800	85	3000	69008500	79,99
MASTER LEDtube PERF 600mm C	10,5W = 18	G13	140	1050	85	4000	23864500	34,49
MASTER LEDtube PERF 600mm C	10,5W = 18	G13	140	1050	85	6500	23866900	34,49
MASTER LEDtube PERF 1200mm C	21W = 36	G13	140	2100	85	4000	23852200	50,29
MASTER LEDtube PERF 1200mm C	21W = 36	G13	140	2100	85	6500	23854600	50,29
MASTER LEDtube PERF 1500mm C	31W = 58	G13	140	3100	85	4000	69369700	78,99
MASTER LEDtube PERF 1500mm C	31W = 58	G13	140	3100	85	6500	69006100	78,99
MATER LEDtubeGA110								
MASTER LEDtube GA110 600mm ROT	10W = 18	G13 Rotatorio	140	825	85	4000	66233400	36,19
MASTER LEDtube GA110 1200mm ROT	19W = 36	G13 Rotatorio	140	1650	85	4000	66235800	51,99
MASTER LEDtube GA110 1500mm ROT	24W = 58	G13 Rotatorio	140	2065	85	4000	66237200	63,39
MASTER LEDtube GA110 600mm C	10W = 18	G13	140	825	85	4000	23868300	34,49
MASTER LEDtube GA110 600mm C	10W = 18	G13	140	825	85	6500	23870600	34,49
MASTER LEDtube GA110 900mm C	15W	G13	140	1265	85	4000	23880500	44,79
MASTER LEDtube GA110 900mm C	15W	G13	140	1265	85	6500	23882900	44,79
MASTER LEDtube GA110 VLE 1200mm C	16W = 36	G13	140	1600	85	4000	72828300	50,29
MASTER LEDtube GA110 VLE 1200mm C	16W = 36	G13	140	1600	85	6500	72830600	50,29
MASTER LEDtube GA110 1500mm C	24W = 58	G13	140	2065	85	4000	23860700	62,19
MASTER LEDtube GA110 1500mm C	24W = 58	G13	140	2065	85	6500	23862100	62,19
MASTER LEDtube Protection Starter EMP050							72928000	1,29

Tabla 13.3: Características de tubos fluorescentes MASTER LED de Philips.

Fuente: Folleto LED 2014. <http://www.newscenter.philips.com>

13.5. Anexo V

Se presentan las características técnicas de distintos modelos de torres de refrigeración de Boldrocchi T.E.

Modelo	Potencia unitaria y n° motores		Potencia disipada ⁽¹⁾		Peso Kg disposición "CV"		Peso Kg disposición "SV"		Peso Kg disposición "US"	
	kW	Numero	kcal/h	kW	A vide En vacío	En service En funcion.	A vide En vacío	En service En funcion.	A vide En vacío	En service En funcion.
3	0,25	1	64.248	75	234	377	-	-	-	-
4	0,25	1	64.248	75	243	387	-	-	-	-
6	0,55	1	127.860	149	377	653	-	-	-	-
9	0,75	1	138.038	161	381	656	-	-	-	-
12	1,1	1	146.308	170	373	658	-	-	-	-
17	1,5	1	274.804	320	982	1.630	817	981	841	770
24	2,2	1	320.604	373	993	1.641	828	994	852	783
28	3	1	344.777	401	1.015	1.663	852	1.023	676	812
37	3	1	401.392	467	1.204	2.176	1.022	1.227	797	957
44	4	1	482.815	561	1.219	2.192	1.039	1.247	813	976
55	4	1	725.177	843	1.501	2.958	1.285	1.542	1.027	1.233
65	5,5	1	788.789	917	1.536	2.994	1.322	1.587	1.063	1.276
84	5,5	1	985.986	1.146	1.790	3.734	1.576	1.892	1.257	1.509
93	7,5	1	1.049.598	1.220	1.812	3.756	1.598	1.918	1.279	1.535
105	7,5	1	1.214.989	1.413	2.095	4.525	1.820	2.184	1.473	1.768
110	11	1	1.310.407	1.524	2.151	4.581	1.876	2.252	1.529	1.834
108	7,5	1	1.284.962	1.494	2.292	4.884	1.982	2.379	1.601	1.922
116	11	1	1.424.909	1.657	2.348	4.940	2.038	2.446	1.657	1.989
119	7,5	1	1.443.992	1.679	2.373	5.208	2.049	2.459	1.669	2.003
127	11	1	1.513.966	1.760	2.428	5.263	2.104	2.525	1.724	2.069
125	11	1	1.475.798	1.716	2.528	5.444	2.171	2.606	1.764	2.117
133	15	1	1.545.772	1.797	2.627	5.543	2.270	2.724	1.833	2.201
148	11	1	1.692.079	1.968	2.772	6.012	2.431	2.918	2.046	2.456
151	11	1	1.730.246	2.012	2.934	6.341	2.572	3.071	2.137	2.604
159	15	1	1.812.942	2.108	3.025	6.436	2.667	3.166	2.232	2.699
168	15	1	1.997.417	2.323	3.220	7.108	2.714	3.257	2.263	2.716
177	18,5	1	2.118.280	2.463	3.249	7.166	2.743	3.292	2.292	2.751
181	15	1	2.347.283	2.729	3.622	7.996	3.043	3.644	2.546	3.056
195	18,5	1	2.658.982	3.092	3.833	8.212	3.351	3.893	2.761	3.312
183	7,5	2	2.429.978	2.826	3.953	8.813	3.547	4.257	2.920	3.504
221	11	2	2.620.814	3.047	4.063	8.923	3.661	4.394	3.012	3.615
216	7,5	2	2.569.925	2.988	4.168	9.352	3.771	4.526	3.140	3.768
232	11	2	2.849.818	3.314	4.388	9.572	3.881	4.658	3.251	3.903
239	7,5	2	2.887.985	3.358	4.463	10.133	3.979	4.775	3.331	3.996
255	11	2	3.027.931	3.521	4.575	10.245	4.091	4.910	3.442	4.131
250	11	2	2.951.597	3.432	4.840	10.672	4.207	5.049	3.569	4.283
266	15	2	3.091.543	3.595	5.045	10.877	4.407	5.289	3.780	4.536
295	11	2	3.384.158	3.935	5.258	11.738	4.499	5.399	3.949	4.739
303	11	2	3.460.493	4.024	5.513	12.517	4.721	5.835	4.017	5.085
319	15	2	3.625.884	4.216	5.693	12.707	4.911	6.025	4.207	5.275
335	15	2	3.994.834	4.645	5.940	13.716	5.104	6.125	4.401	5.280
355	18,5	2	4.236.559	4.926	5.998	13.774	5.162	6.195	4.458	5.350
362	15	2	4.700.927	5.466	6.682	15.430	5.741	6.891	4.951	5.941
390	18,5	2	5.317.963	6.184	6.789	17.263	6.452	7.739	5.573	6.687
275	7,5	3	3.644.968	4.238	6.803	14.092	5.469	6.563	4.491	5.389
333	11	3	3.931.222	4.571	6.905	14.236	5.673	6.808	4.694	5.633
357	7,5	3	4.331.977	5.037	7.107	15.614	6.271	7.525	5.391	5.801
381	11	3	4.541.897	5.281	7.257	15.764	6.421	7.675	5.541	6.569
376	11	3	4.427.395	5.148	7.283	16.217	6.464	7.759	5.584	6.722
400	15	3	4.637.315	5.392	7.321	16.935	6.505	7.810	5.635	6.773
445	11	3	5.076.238	5.903	7.357	17.077	6.521	7.826	5.740	6.889
453	11	3	5.190.739	6.036	7.457	17.663	6.583	7.901	5.778	6.934
477	15	3	5.438.826	6.324	7.771	17.977	6.896	8.276	6.091	7.310
500	15	3	5.992.250	6.968	7.949	19.478	7.594	9.113	6.516	7.820
532	18,5	3	6.354.839	7.389	8.069	19.598	7.714	9.233	6.636	7.940
545	15	3	7.048.210	8.196	8.943	21.913	8.543	10.253	7.330	8.799

Tabla 13.4: Características de torres de refrigeración de Boldrocchi T.E.

Fuente: Catálogo MEP. <http://www.btetorri.com>.

13.6. Anexo VI

A continuación, se presenta una tabla que refleja distintos indicadores para cálculo del CAPM:

Tecnología	Libre de Riesgo	Beta	MRP	CRP	Tasa de Activos (Ra)
Hidráulica de gran envergadura con capacidad de regulación	2,80%	0,50	6,00%	1,74%	7,54%
Hidráulica de gran envergadura sin capacidad de regulación		0,50			7,54%
Hidráulicas de pasada menores a 20 MW ("mini-hidro")		0,50			7,54%
Tecnologías a carbón		0,63			8,32%
Tecnologías de ciclo abierto a GNL		0,63			8,32%
Tecnología de ciclo cerrado a GNL		0,63			8,32%
Tecnología solar fotovoltaica		0,70			8,74%
Tecnología solar de concentración		0,70			8,74%
Tecnología eólica		0,70			8,74%
Tecnología geotérmica		0,70			8,74%
Biomasa forestal		0,70			8,74%
Biomasa cogeneración		0,70			8,74%

Tabla 13.5: Tasa de descuento para los activos según tecnología.

Fuente: <http://pelp.minenergia.cl/informacion-del-proceso/insumos-para-proyecciones>

13.7. Anexo VII

Flujo de caja financiado

Datos															
Generación eléctrica [MW]	2,163														
Precio Electricidad [US\$/MWh]	\$ 85														
Precio Orujo de vino [US\$/ton]	\$ 30														
Valor Dólar	\$ 650														
Mano Obra Directa	\$ 121.800.000														
Gastos de administración	\$ 41.374.110														

	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
Ingresos por ventas	\$ 956.046.000	\$ 956.046.000	\$ 956.046.000	\$ 956.046.000	\$ 956.046.000	\$ 956.046.000	\$ 956.046.000	\$ 956.046.000	\$ 956.046.000	\$ 956.046.000	\$ 956.046.000	\$ 956.046.000	\$ 956.046.000	\$ 956.046.000	\$ 956.046.000	\$ 956.046.000
Mano Obra Directa	\$ -121.800.000	\$ -121.800.000	\$ -121.800.000	\$ -121.800.000	\$ -121.800.000	\$ -121.800.000	\$ -121.800.000	\$ -121.800.000	\$ -121.800.000	\$ -121.800.000	\$ -121.800.000	\$ -121.800.000	\$ -121.800.000	\$ -121.800.000	\$ -121.800.000	\$ -121.800.000
Insumo materias primas	\$ -205.777.099	\$ -205.777.099	\$ -205.777.099	\$ -205.777.099	\$ -205.777.099	\$ -205.777.099	\$ -205.777.099	\$ -205.777.099	\$ -205.777.099	\$ -205.777.099	\$ -205.777.099	\$ -205.777.099	\$ -205.777.099	\$ -205.777.099	\$ -205.777.099	\$ -205.777.099
Mantenición	\$ -86.164.000	\$ -86.164.000	\$ -86.164.000	\$ -86.164.000	\$ -86.164.000	\$ -86.164.000	\$ -86.164.000	\$ -86.164.000	\$ -86.164.000	\$ -86.164.000	\$ -86.164.000	\$ -86.164.000	\$ -86.164.000	\$ -86.164.000	\$ -86.164.000	\$ -86.164.000
Costos Operacionales	\$ -413.741.099	\$ -413.741.099	\$ -413.741.099	\$ -413.741.099	\$ -413.741.099	\$ -413.741.099	\$ -413.741.099	\$ -413.741.099	\$ -413.741.099	\$ -413.741.099	\$ -413.741.099	\$ -413.741.099	\$ -413.741.099	\$ -413.741.099	\$ -413.741.099	\$ -413.741.099
Margen Operacional	\$ 542.304.901	\$ 542.304.901	\$ 542.304.901	\$ 542.304.901	\$ 542.304.901	\$ 542.304.901	\$ 542.304.901	\$ 542.304.901	\$ 542.304.901	\$ 542.304.901	\$ 542.304.901	\$ 542.304.901	\$ 542.304.901	\$ 542.304.901	\$ 542.304.901	\$ 542.304.901
Gasto de administración	\$ -41.374.110	\$ -41.374.110	\$ -41.374.110	\$ -41.374.110	\$ -41.374.110	\$ -41.374.110	\$ -41.374.110	\$ -41.374.110	\$ -41.374.110	\$ -41.374.110	\$ -41.374.110	\$ -41.374.110	\$ -41.374.110	\$ -41.374.110	\$ -41.374.110	\$ -41.374.110
Depreciación	\$ -640.941.105	\$ -640.941.105	\$ -607.853.333	\$ -481.320.000	\$ -481.320.000	\$ -50.500.000	\$ -50.500.000	\$ -50.500.000	\$ -50.500.000	\$ -50.500.000	\$ -50.500.000	\$ -50.500.000	\$ -50.500.000	\$ -50.500.000	\$ -	\$ -
Gastos Financieros	\$ -52.736.070	\$ -52.736.070	\$ -48.925.985	\$ -44.944.446	\$ -40.783.737	\$ -36.435.797	\$ -31.892.200	\$ -27.144.141	\$ -22.182.419	\$ -16.997.419	\$ -11.579.095	\$ -5.916.946	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Utilidad Antes Impuestos	\$ -192.746.384	\$ -192.746.384	\$ -155.848.527	\$ -25.333.655	\$ -21.172.947	\$ -13.994.993	\$ -8.538.591	\$ -4.286.650	\$ -2.248.372	\$ -1.433.372	\$ -881.696	\$ -445.138.45	\$ -450.430.791	\$ -500.930.791	\$ -500.930.791	\$ -500.930.791
Impuesto (20%)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -82.798.998,70	\$ -83.707.718,18	\$ -84.657.330,04	\$ -85.649.674,44	\$ -86.686.674,33	\$ -87.770.339,21	\$ -88.902.769,02	\$ -90.086.158,17	#####	#####
Utilidad Despues Imp.	\$ -192.746.384	\$ -192.746.384	\$ -155.848.527	\$ -25.333.655	\$ -21.172.947	\$ -13.994.993	\$ -82.798.998,70	\$ -83.707.718,18	\$ -84.657.330,04	\$ -85.649.674,44	\$ -86.686.674,33	\$ -87.770.339,21	\$ -88.902.769,02	\$ -90.086.158,17	\$ -90.086.158,17	\$ -90.086.158,17
Préstamo	\$ 1.171.912.663	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Depreciación	\$ 640.941.105	\$ 640.941.105	\$ 607.853.333	\$ 481.320.000	\$ 481.320.000	\$ 50.500.000	\$ 50.500.000	\$ 50.500.000	\$ 50.500.000	\$ 50.500.000	\$ 50.500.000	\$ 50.500.000	\$ 50.500.000	\$ 50.500.000	\$ -	\$ -
Inversión en Equipos	\$ -2.154.100.000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Inversión en Vehículo	\$ -66.175.543	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Capital de trabajo	\$ -323.115.000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Puesta en marcha	\$ -71.500.000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Inversión Obras Civiles y Montaje	\$ -656.500.000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Transporte	\$ -75.400.000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Costos Indirectos	\$ -197.600.000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Conexión Eléctrica	\$ -379.600.000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Gastos de Gestión	\$ -305.500.000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Imprevistos	\$ -195.318.777	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Amortización	\$ -	\$ -84.668.559	\$ -88.478.644	\$ -92.460.183	\$ -96.620.891	\$ -100.968.831	\$ -105.512.429	\$ -110.260.488	\$ -115.222.210	\$ -120.407.210	\$ -125.825.534	\$ -131.487.683	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Recuperación Cap. Trab.	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Valor residual del proyecto	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 323.115.000
Flujo Caja	\$ -3.252.896.657	\$ 448.194.721	\$ 363.526.162	\$ 363.526.162	\$ 363.526.162	\$ 363.526.162	\$ 280.727.163	\$ 279.818.444	\$ 278.868.832	\$ 277.876.488	\$ 276.839.488	\$ 275.755.823	\$ 274.623.393	\$ 410.844.633	\$ 400.744.633	\$ 723.859.633
Flujo Caja Acumulado	\$ -3.252.896.657	\$ -2.804.701.936	\$ -2.441.175.774	\$ -2.077.649.612	\$ -1.714.123.450	\$ -1.350.597.288	\$ -1.069.870.125	\$ -790.051.681	\$ -511.182.849	\$ -233.306.361	\$ 43.533.126	\$ 319.288.949	\$ 593.912.342	\$ 1.004.756.975	\$ 1.405.501.608	\$ 2.129.361.240

Tasa Inversionista	4,89%
--------------------	-------

Valor Presente Proyecto	459.559.953
PAYBACK	Año 10
TIR	6,87%

Tabla 13.6: Flujo de caja financiado.

Fuente: Elaboración propia.

