



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA Y BIOTECNOLOGÍA

**EVALUACIÓN AMBIENTAL DE ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS DE APROVECHAMIENTO
ENERGÉTICO DE RESIDUOS FORESTALES MEDIANTE ANÁLISIS DE CICLO DE VIDA**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERA CIVIL QUÍMICA

TATIANA NICOLE JIMÉNEZ MOSCOSO

PROFESOR GUÍA:
FELIPE DÍAZ ALVARADO

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
FRANCISCO GRACIA CAROCA
VALERIA PROBOSTE SOBARZO

SANTIAGO DE CHILE

2016

Resumen

En la actualidad, la sociedad está enfrentando el cambio climático y a la vez un continuo aumento de la demanda de energía. Es por ello que surge la necesidad de buscar fuentes de energía con un menor impacto ambiental, respecto a las convencionales (hidráulica y térmica). Una de las alternativas en desarrollo, es el uso de la biomasa, la cual aprovecha materia orgánica renovable para la producción de energía.

Una de las biomásas de importancia en Chile son los residuos forestales, debido a que la industria maderera es un sector económico relevante en el país. Para aprovechar energéticamente estos residuos existen cinco alternativas: combustión directa, pelletización, digestión anaeróbica, pirólisis y gasificación.

El objetivo de este trabajo es identificar cual es la mejor alternativa tecnológica de aprovechamiento de los residuos forestales. Para evaluar esto se utilizó la herramienta Análisis de Ciclo de Vida, que permite identificar el impacto ambiental de cada una de las alternativas; además, se realizó una estimación económica para poder comparar las tecnologías entre sí.

Para el análisis se consideró el estudio de las virutas de madera disponibles en la ciudad de Osorno. En primer lugar se determinó cual es el proceso productivo de cada alternativa y luego se realizó Análisis de Ciclo de Vida y estimación económica de cada una.

Del trabajo se puede concluir que la alternativa de aprovechamiento energético más atractiva es la pirólisis, puesto que es la que posee el menor impacto ambiental con 477 [kg CO₂ eq/kW], y además cuenta con costos de operación intermedios, 30.058 [CLP \$/kW]. Otra tecnología interesante es la pelletización, dado que presenta los menores costos de operación, 13.657 [CLP\$/kW], y posee un bajo impacto ambiental con 1.104 [kg CO₂ eq/kW].

Adicionalmente, se determinó que es más conveniente instalar una única planta de aprovechamiento que una para cada empresa generadora de residuos, debido a que ambas poseen similar impacto ambiental y la primera opción es menos costosa.

Las principales discusiones del trabajo hacen referencia a la calidad de los supuestos tomados, ya que para poder crear la base de datos de cada proceso se realizaron balances de masa y energía, utilizando información de procesos similares. Los supuestos más determinantes del estudio son aquellos considerados para confeccionar los procesos de generación de energía con los distintos combustibles producidos, dado que para todas las tecnologías, esta es la etapa del proceso que mayor impacto ambiental posee.

*Dedicado a Anita y Tata:
Los amo con todo mi corazón,
gracias por todo lo que han hecho por mí,
sin ustedes nada habría sido posible.*

Agradecimientos

En primer lugar, quiero agradecer a mi mamá, porque haber logrado llegar hasta este punto en mi vida profesional, es principalmente gracias al esfuerzo que has hecho día a día desde que nací. Gracias por dejarme tomar mis propias decisiones respecto a mi futuro, por motivarme y aconsejarme desde muy chiquita con la idea de ser una mujer profesional e independiente y por apoyarme cuando he caído a lo largo del camino.

También, quiero agradecer a mi hermana por ser mi diario de vida y una amiga incondicional, por estar siempre que te he necesitado y por siempre animarme a seguir adelante. Eres el mejor regalo que me pudo dar la vida.

A Anita y Tata. Gracias por todo el amor entregado y por haberme criado como si fuera su hija a pesar de que no tenían ningún deber. Gracias por su constante preocupación y lindos deseos.

A los mejores amigos ever: Coni, Javi y Nacho. Gracias por estar siempre conmigo en todo el proceso universitario, desde la postulación hasta la tesis. Porque siempre han estado preocupados por mí, tanto en lo personal como en lo profesional, brindándome su apoyo, aconsejándome, retándome, consolándome, animándome y siendo unos amigos maravillosos. Porque pese a que tomamos distintos caminos en la vida, hemos logrado encontrar la manera de mantener una amistad preciosa que espero dure infinito más.

A mis amigos de plan común: Vero, Sofi, Diego P, Diego C, Pablo, Lemuel, Liber y Angie. Gracias por ser mis partners eternos, por apañar a lo que sea (comer, estudiar, flojear, viajar, etc.), por estar siempre dispuestos a acompañarme a celebrar o pasar las penas y por estar siempre presente en mi vida. Gracias por esos almuerzos que se han mantenido sagrados desde primer año hasta ahora, por todos los consejos y apoyo que me han dado, por siempre aguantar mis ataques de estrés o mis quejas por algún ramo o la tesis, por alegrarse tan honestamente por mis logros y en definitiva, por ser un grupo de personas increíbles.

A mis amigos de IQBT: Fede, Vale, Lore, Felix, Joaco, Pancho, Lucho, Seba, Coni y Sev. Por hacer de mi estadía en el Departamento una experiencia increíble, por alegrarme con sus tallas, por ser consejeros, por apoyarme y animarme cuando lo he necesitado, por ayudarme en los ramos que me ha costado, por entender mis episodios de estrés antes de las pruebas o presentaciones, etc. Gracias por alegrar mis días en IQBT y por ser los amigos maravillosos que son. Espero que esta linda amistad trascienda la vida universitaria porque se han convertido en personas realmente importantes en mi vida.

A mis amigos más pequeños de IQBT: Cata y Panchi. A ustedes los conocí más al final de la carrera, pero pasaron a ser parte muy importante de mi vida. Gracias por ser unos amigos tan bacanes, por todos los consejos, por estar preocupados por mí, por escucharme y aconsejarme.

A Nico, gracias por llegar a mi vida para llenarla de felicidad y lindos momentos, gracias por tu apoyo en la fase final de la tesis, por entender mis tiempos y contenerme en momentos de estrés. Gracias por acompañarme a trabajar, por ver mis presentaciones, por animarme y por confiar en mí.

En general, gracias a todos los mencionados anteriormente por permitirme ser parte de sus vidas y por llenar la mía de momentos inolvidables.

A mis compañeritos de IQBT, gracias por los buenos momentos y risas compartidas. En particular a los otros memoristas de Felipe, gracias todos los consejos entregados durante el proceso de la tesis, por su preocupación y apoyo en el desarrollo de mi trabajo.

A mi profesor guía Felipe, gracias por ser un gran apoyo en todo el proceso de mi memoria. Gracias por la paciencia, por ayudarme con los obstáculos ocurridos en el desarrollo del trabajo, por los consejos para la vida profesional y personal y por inspirarme a ser una mejor futura ingeniera.

Por último agradecer a mi comisión por lo consejos y feedback entregado para mejorar mi trabajo y a Ignacio Ávila por facilitarme información fundamental para el desarrollo de mi trabajo.

Tabla de Contenido

Resumen.....	i
Agradecimientos.....	iii
Tabla de Contenido	v
Índice de Tablas	vii
Índice de Figuras.....	ix
1. Introducción	10
1.1 Antecedentes.....	10
1.1.1 Contexto energético y ambiental	10
1.1.2 Residuos forestales.....	12
1.1.3 Alternativas tecnológicas de aprovechamiento energético	15
1.1.4 Análisis de Ciclo de Vida	20
1.2 Objetivos.....	24
1.2.1 Objetivo General	24
1.2.2 Objetivos Específicos	24
1.3 Alcances	24
2. Metodología	25
3. Elección de residuos a estudiar y unidad funcional.....	27
3.1 Contexto	27
3.2 Residuos a estudiar.....	27
3.3 Unidad funcional	27
3.4 Objetivos y alcances del Análisis de Ciclo de Vida	28
3.4.1 Objetivos.....	28
3.4.2 Alcances.....	28
4. Límites del sistema para cada alternativa	29
4.1 Combustión directa	29
4.2 Pelletización	30
4.3 Gasificación	31
4.4 Pirólisis	33
4.3.1 Productos de la pirólisis.....	33
4.3.2 Tipos de pirolisis	34
4.3.3 Tratamientos posteriores	35
5. Elaboración de base de datos.....	37
5.1 Transporte de virutas	37
5.2 Transporte de cenizas.....	38
5.3 Elección de parámetros para transporte.....	38
5.4 Modelamiento de Escenarios en GaBi.....	39
5.5 Abastecimiento de electricidad	40
5.6 Supuestos generales	40

5.6.1 Masa de cenizas.....	41
5.7 Base de datos de combustión directa	42
5.8 Base de datos de pelletización	43
5.9 Base de datos de pirolisis	44
5.9.1 Modelamiento de generación de energía eléctrica para cada producto	44
5.10 Base de datos de gasificación	46
6. Análisis técnico	48
6.1 Análisis energético.....	48
6.2 Análisis de Ciclo de Vida	49
6.2.1 Uso de software GaBi	49
6.2.2 Análisis de ciclo de vida en Escenarios 1 y 2.....	49
6.2.3 Comparación escenarios	51
6.2.4 Puntos críticos de las alternativas tecnológicas	53
6.2.3 Análisis de sensibilidad	54
7. Análisis económico	57
7.1 Costos de inversión.....	57
7.2 Costos de operación	58
8. Análisis comparativo	60
9. Conclusiones.....	62
10. Bibliografía.....	63
11. Anexos	69
Anexo A: Cálculo de unidad funcional	69
Anexo B: Cálculo de humedad de virutas	70
Anexo C: Estimación de emisiones para completar los balances de masa de todos los procesos	71
Anexo D: Datos de emisiones de combustión directa	72
Anexo E: Datos de emisiones de combustión de pellets	74
Anexo F: Datos de emisiones de pirolisis	76
Anexo G: Datos de emisiones de gasificación	80
Anexo H: Potencia generada por cada tecnología.....	81
Anexo I: Potencia consumida por equipos	83
Anexo J: Potencial de Calentamiento Global en Escenario 2	85
Anexo K: Análisis de sensibilidad de la distancia con proveedor único.....	86
Anexo L: Detalle de Costos de Inversión	88
Anexo M: Detalle de Costos de Operación	91
Anexo N: Indicadores comparativos	93

Índice de Tablas

Tabla 1: Distribución de producto y desechos de un árbol para producción de madera aserrada, separada por etapas de manejo y cosecha del bosque y del proceso industrial de aserrío[25]	13
Tabla 2: Residuos forestales de acuerdo a etapa de operación, modificado de [24], [25]	14
Tabla 3: Aspectos característicos de tecnología combustión directa y combustión directa co-generación ...	16
Tabla 4: Aspectos característicos de tecnología gasificación	17
Tabla 5: Aspectos característicos de tecnología pirólisis.....	18
Tabla 6: Aspectos característicos de tecnología de digestión anaeróbica	19
Tabla 7: Aspectos característicos de tecnología de producción de pellets	19
Tabla 8: CO ₂ equivalente asociado a cada Gas de Efecto Invernadero[36].....	21
Tabla 9: Poder calorífico del gas producto basado en el medio gasificante[51]	32
Tabla 10: Comparación entre los distintos tipos de gasificación[50]	32
Tabla 11: Características de distintos tipos de pirólisis[48]	35
Tabla 12: Rendimiento de productos de pirólisis[54].....	35
Tabla 13: Resumen de escenarios	39
Tabla 14: Potencia generada con cada tecnología	48
Tabla 15: Resumen de potencia generada y consumida por cada alternativa	49
Tabla 16: Potencial de Calentamiento Global para cada alternativa en ambos escenarios.....	52
Tabla 17: Potencial de Calentamiento Global de combustión directa	53
Tabla 18: Potencial de Calentamiento Global de pelletización	53
Tabla 19: Potencial de Calentamiento Global de pirólisis	53
Tabla 20: Potencial de Calentamiento Global de gasificación.....	53
Tabla 21: Emisiones de cada alternativa, en Escenario con Castilla y Escenario sin Castilla	56
Tabla 22: Costos de inversión total y de equipos para cada tecnología.....	57
Tabla 23: Costos de operación mensual para cada tecnología.....	58
Tabla 24: Porcentaje de emisiones de N ₂ O y NO _x de algunos combustibles.....	71
Tabla 25 : Emisiones de combustión de chips de madera [74] y emisiones específicas para combustión de virutas.....	72
Tabla 26: Balance de masa preliminar.....	72
Tabla 27: Emisiones de combustión de virutas	73
Tabla 28 : Emisiones de combustión de pellets de madera [74] y emisiones específicas para este estudio ..	74
Tabla 29: Balance de masa preliminar.....	74
Tabla 30: Emisiones de combustión de pellets.....	75
Tabla 31 : Emisiones de combustión de syngas producido por gasificación de pellets de aserrín [62] y emisiones específicas para este estudio	76
Tabla 32: Balance de masa preliminar.....	76
Tabla 33: Emisiones de combustión de syngas	77
Tabla 34: Emisiones de combustión estacionaria de charcoal en industrias de energía [67] y emisiones específicas para este estudio.....	77
Tabla 35: Balance de masa preliminar.....	77
Tabla 36: Emisiones de combustión de charcoal.....	78
Tabla 37: Emisiones de combustión de biooil [70] y emisiones específicas para este estudio	78
Tabla 38: Balance de masa preliminar.....	79
Tabla 39: Emisiones de combustión de biooil	79
Tabla 40 : Emisiones de combustión de syngas producido por gasificación de pellets de aserrín [62] y emisiones específicas para este estudio	80
Tabla 41: Balance de masa preliminar.....	80

Tabla 42: Emisiones de combustión de syngas	80
Tabla 43: Datos de eficiencia de combustión y de conversión a electricidad para cada producto	81
Tabla 44: Potencia generada con cada producto	82
Tabla 45: Flujo de agua del ciclo de Rankine para cada combustible	82
Tabla 46: Resumen de generación y consumo de potencia por cada tecnología	84
Tabla 47: Potencial de Calentamiento Global de combustión directa	85
Tabla 48: Potencial de Calentamiento Global de pelletización	85
Tabla 49: Potencial de Calentamiento Global de pirólisis	85
Tabla 50: Potencial de Calentamiento Global de gasificación	85
Tabla 51: Costo de equipos de combustión directa	88
Tabla 52: Costo de equipos de pelletización	88
Tabla 53: Costo de equipos de pirólisis	89
Tabla 54: Costo de equipos de gasificación	89
Tabla 55: Porcentajes típicos para los costos de inversión para una planta multipropósito[72]	90
Tabla 56: Costo de equipos e inversión total de las plantas de aprovechamiento energético	90
Tabla 57: Costos de operación de combustión directa	91
Tabla 58: Costos de operación de pelletización	91
Tabla 59: Costos de operación de pirólisis	91
Tabla 60: Costos de operación de gasificación	92
Tabla 61: Indicadores comparativos de impacto ambiental y costos de operación	93

Índice de Figuras

Figura 1: Ciclo de vida de virutas de madera.....	28
Figura 2: Diagrama de bloques de combustión directa.....	30
Figura 3: Diagrama de bloques de pelletización.....	31
Figura 4: Diagrama de bloques de gasificación.....	33
Figura 5: Diagrama de bloques de pirólisis.....	36
Figura 6: Ubicación de Madesur, Madexpo y Maderas Castilla[57].....	37
Figura 7: Modelo de proceso productivo de combustión directa en GaBi.....	42
Figura 8: Modelo de proceso productivo de pelletización en GaBi.....	43
Figura 9: Modelo de proceso productivo de pirólisis en GaBi.....	46
Figura 10: Modelo de proceso productivo de gasificación en GaBi.....	47
Figura 11: Ciclo de vida de pelletización con los porcentajes de contribución al Potencial de Calentamiento Global.....	54
Figura 12: Ciclo de vida de pelletización con los porcentajes de contribución al Potencial de Calentamiento Global en caso crítico.....	55
Figura 13: Ciclo de vida de pelletización considerando proveedor único a 12 [km].....	86
Figura 14: Ciclo de vida de pelletización considerando proveedor único a 3.000 [km].....	86
Figura 15: Ciclo de vida de pelletización considerando proveedor único a 2.750 [km].....	86
Figura 16: Ciclo de vida de pelletización considerando proveedor único a 2.750 [km] y carretera 100% rural.....	87

1. Introducción

1.1 Antecedentes

1.1.1 Contexto energético y ambiental

En la actualidad, la sociedad está presenciando un aumento continuo del consumo energético a nivel mundial, tanto por el crecimiento poblacional de las naciones como por el aumento en el consumo per cápita de energía eléctrica. Estas situaciones involucran un panorama futuro donde habrá escasez y alta competencia por el uso de algunos combustibles, mayor volatilidad y altos precios de la energía, considerando que los principales combustibles para proporcionarla son carbón, petróleo y gas. Tales combustibles, además, producen emisiones de gases de efecto invernadero, contribuyendo al cambio climático. [1]

En Chile, la matriz energética está altamente dominada por centrales a carbón, que abastece un 81,8% de la energía del Sistema Interconectado del Norte Grande y un 34,3% del Sistema Interconectado Central al año 2013[2]. Además, se importa el 60% de las materias primas para producción de energía[1], lo que genera una situación de inestabilidad y volatilidad de los precios. Más aún, se podría ver restringido su abastecimiento, como ya ocurrió anteriormente con el gas natural argentino [3]. Por otro lado, se pronostica que el costo de la electricidad podría subir en un 34% durante la próxima década si no se toman medidas adecuadas[1], lo cual podría afectar tanto a familias como a empresas pudiendo condicionar el crecimiento del país. Dado lo anterior, se identifica la necesidad de diversificar la matriz para proporcionar seguridad en el suministro eléctrico y mantener los precios en un rango aceptable

Hoy en día uno de los mayores problemas que afecta a la sociedad es el cambio climático, causado principalmente por la acción del hombre. Éste fenómeno se debe en gran medida a las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), y ocasionará eventos meteorológicos extremos, poniendo en riesgo el desarrollo de los países y la integridad ecosistémica mundial[4]. Chile contribuye con el 0,26% de las emisiones de CO₂ considerando sólo las emisiones por combustión de hidrocarburos a nivel mundial[5], y su aporte al PIB mundial es de un 0,34%[6]. Pese a aportar mínimamente a las emisiones de GEI, es importante que se tomen medidas de mitigación de estos gases y adaptación al cambio climático, dado que la geografía del país lo vuelve un territorio altamente vulnerable [5].

Por lo mencionado anteriormente, en el año 1994, Chile se hizo parte del Protocolo de Kioto en la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático, donde se asume un compromiso con esta problemática. Luego, en el año 2010, se adhiere voluntariamente a contribuir con acciones para mitigar la emisión global de GEI, en el Acuerdo de Copenhague, donde se compromete a tomar acciones de mitigación que permitan reducir en un 20% al año 2020 las emisiones que proyectadas a tal año. Para contribuir a esta meta, el año 2014 se comunica que entrará en vigencia, para el año 2018, un impuesto al carbono de 5 USD por tonelada de carbono emitido, a empresas cuyas calderas o turbinas posean una potencia térmica mayor a 50 [MW][7], [8].

Una de las principales iniciativas para la reducción de emisiones en Chile, indicada en el Acuerdo de Copenhague, contempla la inclusión de energías renovables no convencionales (ERNC), debido a que el sector energía es el mayor contribuyente de emisiones a nivel nacional, con un incremento de un 85% entre 1984 y 2006, llegando aproximadamente a 58 [MM ton CO₂eq][5].

Las energías renovables son una alternativa cuya generación no depende de recursos fósiles, provocando, a primera vista, un menor impacto ambiental [9], [10]. Estas se pueden clasificar en convencionales y no convencionales, donde las primeras se refieren a tecnologías con mayor grado de desarrollo y penetración en los mercados energéticos, dentro de estas destaca la energía hidráulica a gran escala. Las energías renovables no convencionales (ERNC) corresponden a la energía eólica, energía mini hidráulica (centrales hídricas de hasta 20 [MW]), energía solar, geotermia, biogás y biomasa.[10]

En Chile, se han promulgado leyes que fomentan y obligan la inclusión de ERNC en la matriz energética del país, dado que se pretende continuar abasteciendo energía, pero con tecnologías que sean eficientes y respetuosas con el medio ambiente [11]. Estas han quedado establecidas en las leyes 20.257 y 20.698, promulgadas los años 2008 y 2013 respectivamente, donde se han puesto metas energéticas que obligan a las instalaciones de generación con planes de expansión a incorporar proyectos de ERNC, además de que las centrales con potencia instalada mayor a 200 [MW] aumenten la capacidad de ERNC a un 10% al año 2024 para contratos posteriores al 31 de agosto 2007 y anteriores a 1 de julio de 2013, y a un 20% al año 2025 para contratos posteriores al 1 de julio de 2013. Cabe destacar, que la segunda ley corresponde a una ampliación a la primera con metas más ambiciosas. [12], [13]

Actualmente, Chile cuenta con 2.267 [MW] provenientes de ERNC al año 2015, representando el 9,42% de la matriz nacional. Este porcentaje indica que se ha generado 2,13 veces más de lo exigido por leyes 20.257 y 20.698, lo cual representa un buen avance para cumplir las metas energéticas y de emisiones.[14]

Dentro de las alternativas de ERNC se encuentra la bioenergía, que es aquella energía eléctrica, mecánica o térmica, que se obtiene a partir de la biomasa y sus derivados. La biomasa corresponde a materia orgánica renovable de origen vegetal, animal o proveniente de transformaciones de estas [15]. Se clasifica en dos grandes tipos: natural y residual, donde la primera se produce en ecosistemas naturales sin la intervención humana y la segunda corresponde a aquellos residuos o subproductos generados de forma antropogénica[16]. Existen cinco categorías de materiales: madera virgen, cultivos energéticos, residuos agrícolas, residuos industriales y residuos originados por alimentación.

La bioenergía es considerada como una opción sustentable para lograr las metas de emisiones, ya que permite reducir el uso de combustibles fósiles en la generación de energía y disminuir las emisiones de metano (CH₄) provenientes de la degradación de la materia orgánica de los rellenos sanitarios y vertederos.[17].

En la actualidad, del total de ERNC generadas en Chile al año 2015, el 21% corresponde a bioenergía (biomasa y biogás) [14]. Existen 15 proyectos de bioenergía en operación que alimentan al SIC, ubicados entre las regiones Metropolitana y de Los Ríos, correspondientes a un total de 389 [MW][18]. Además, existen otros proyectos en evaluación por el SEIA donde, de 10 proyectos de biomasa, 9 han sido aprobados y 1 rechazado; y de 9 proyectos de biogás, 7 han sido aprobados y 2 no tienen resolución final aun. La potencia de los nuevos proyectos aprobados es de 290,55 [MW][19], correspondiente a un 75% adicional a la matriz bioenergética existente.

Usualmente se dice que la biomasa posee emisión neta de GEI igual a cero, dado que la biomasa consumiría el carbono liberado por su futura combustión. Sin embargo, el uso de biomasa para producir electricidad genera emisiones de GEI por el uso de combustibles asociado al cultivo y cosecha, transporte de la materia prima a la planta de generación, el uso de la biomasa (combustión, gasificación, entre otros), la tecnología utilizada y los controles de polución instalados [20]. Por lo tanto, existen diversos factores que influyen en que el proceso de aprovechamiento de biomasa sea beneficioso ambientalmente o no. El presente trabajo pretende identificar los impactos ambientales asociados a cada una de las etapas del proceso de generación de energía eléctrica mediante el uso de biomasa mediante un Análisis de Ciclo de Vida (ACV).

La materia prima seleccionada para ser evaluada son residuos forestales, ya que ofrecen una amplia gama de tecnologías para aprovechamiento energético[21].

Cabe destacar, que al año 2006, el 16% de la matriz energética correspondía a leña[22], por lo tanto aplicar tecnologías para aprovechamiento energético de residuos forestales, de composición similar a leña, es razonable, al tratarse de tecnologías cercanas y probadas. Cabe destacar que la energía generada no será necesariamente inyectada al SIC, por lo cual se evaluará como primera instancia el consumo en la zona donde se encuentre la materia prima.

1.1.2 Residuos forestales

Antes de focalizar el estudio en los residuos forestales, resulta necesario caracterizar el contexto que los genera, siendo éste la industria forestal.

Las plantaciones forestales al año 2012 en Chile constaban de 2,41 millones de hectáreas. De estas, el 92,9% corresponden a tres especies principales: *Pinus radiata*, *Eucalyptus globulus* y *Eucalyptus nitens*. [23]

La industria forestal contribuye al Producto Interno Bruto del país en aproximadamente un 2,7%[24]. Esta industria se encuentra concentrada en tres grandes compañías y miles de propietarios distribuidos principalmente entre la V y X región. La industria primaria se encarga de procesar fundamentalmente trozos provenientes de corta y raleos realizados en plantaciones y, en menor medida, residuos de la producción de madera aserrada. Los productos obtenidos son: pulpa mecánica y química (celulosa), madera aserrada, tableros a base de madera y chapas, entre otros. La industria secundaria produce diversos productos de papelería como papel periódico, cartulina, entre otros.[25]

En el rubro forestal industrial, para el año 2013, se tuvo un aumento en 7,8% en la producción del sector de aserrío, 1,4% en el sector de la celulosa, 2,2% en la industria de tableros y chapas y un aumento de 14,1% en las exportaciones de remanufacturas de maderas (molduras de madera sólida y de fibra, madera cepillada y tableros encolados de canto) [23].

A lo largo del proceso de los distintos productos madereros, se genera un flujo significativo de residuos, que puede llegar a sumar incluso un 70% de la masa original del árbol[26]. A modo de ejemplo, se muestran a continuación los porcentajes asociados a los distintos productos y residuos generados durante la producción de madera aserrada:

Tabla 1: Distribución de producto y desechos de un árbol para producción de madera aserrada, separada por etapas de manejo y cosecha del bosque y del proceso industrial de aserrío[26]

Producto/residuo	Porcentaje [%]
Manejo y cosecha bosque	
Copas, ramas y follaje	23
Tocones	10
Aserrín	5
Aserrío	
Virutas, costeros y recortes	17
Aserrín y menudos	7,5
Pérdidas varias	4
Corteza	5,5
Madera aserrada	28
Total	100

Los residuos de la madera solían ser considerados complejos de tratar, de modo que eran depositados en rellenos de terreno o eran incinerados, acciones que originan problemas ambientales. Sin embargo, estos presentan ventajas energéticas como alternativa a combustibles fósiles, de modo directo e indirecto. Tales ventajas se ven incrementadas al estar en un escenario con constante aumento en los costos de los combustibles y de la madera, de modo que se busca obtener el mayor provecho de estos residuos[25].

Los residuos provenientes de la industria forestal se clasifican principalmente en dos tipos: aquellos procedentes del manejo forestal (recolección y extracción de las trozas) y aquellos provenientes del procesamiento (fabricación de madera, tableros, entre otros [25]. En la Tabla 2 se aprecian los distintos residuos generados de acuerdo a la etapa de operación:

Tabla 2: Residuos forestales de acuerdo a etapa de operación, modificado de [25], [26]

Operación	Tipos de residuos
Operaciones forestales	Ramas, agujas, hojas, tocones, raíces, madera de mala calidad y podrida, recortes y aserrín.
Aserrío	Corteza, aserrín, recortes, madera partida, virutas, lijaduras, tapas y cantonera.
Producción de tableros contrachapados	Cortezas, almas, aserrín, recortes y residuos de chapas, recortes de paneles, lijaduras.
Producción de tableros partículas	Cortezas, cribaduras, menudos, recortes de paneles, aserrín, lijaduras.
Producción de celulosa	Corteza

Cabe destacar que la especie *Pino Radiata* se utiliza para aserrío, remanufacturas y celulosa; *Eucalyptus sp.* para aserrío y celulosa, y bosques nativos para aserrío y confección de leña. [25]

Para mayor claridad se definirán los distintos tipos de residuos[25], [26]:

- Tocones: parte del tronco de un árbol que queda unida a la raíz cuando lo cortan por el pie
- Recortes: trozos proveniente de la producción de madera, tableros, entre otros.
- Aserrín: es el producto proveniente de las operaciones mecánicas de elaboración de madera, principalmente del aserrío.
- Corteza: capa más externa de los árboles obtenida en aserraderos que poseen descortezadores., corresponde entre un 10-22% del volumen de éste.
- Virutas: residuo maderero originado por el cepillado o viruteado de la madera. Corresponde a trocitos u hojuelas muy delgadas de madera, que normalmente se enroscan como consecuencia de la estructura de la madera.
- Lijaduras: residuos que se producen durante el lijado abrasivo de la madera aserrada, de los tableros contrachapados y de partículas durante la fase de acabado.
- Tapa: residuo maderero originado por el primer corte de una sierra en la parte lateral de un trozo, mediante la cual se origina una pieza de madera de una cara plana y otra curva.
- Cantonera: residuo del aserrío de la madera, corresponde al corte lateral de un tablón para eliminar una arista faltante o para escuadrar una pieza de madera.
- Almas: residuo procedente de las trozas para el desenrollo de chapas.
- Astillas: También conocidas ampliamente como chips o *wood chips*. Subproducto de la madera generado por el picado de trozas o residuos de madera.
- Cribaduras: residuos provenientes del proceso de criba, donde se separa el polvo de los menudos
- Despuntes: residuos de tamaño variable que provienen de secciones terminales de piezas, resultantes del proceso de dimensionado en largo de la madera.
- Costeros: residuo proveniente del aserrío

Como fue mencionado previamente, la industria forestal crece cada año generando un aumento en la demanda energética, por lo tanto poder aprovechar los propios residuos como fuente de

combustibles es una alternativa atractiva para las grandes compañías. Sin embargo, de acuerdo con el estudio Potencial Forestal Biomasa (2008), esto no ha generado el desarrollo de proyectos asociado al aprovechamiento de tales residuos[25]. Cabe destacar que el *Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC) indica que los proyectos de generación de energía eléctrica se consideran como una contribución a la mitigación de emisiones de GEI. [25]

Las regiones con mayor superficie de bosques naturales son la XI Región de Aysén y la X Región de Los Lagos[23]. Como se desea transportar los residuos a una planta donde sean aprovechados para generar energía eléctrica, se requiere que la región escogida para el estudio posea buena conectividad, considerando cercanía al Sistema Interconectado Central y acceso autopistas. Luego, se decide estudiar los residuos forestales de la Región de Los Lagos.

La biomasa de bosque nativo es aquel producto que por su calidad no califica para leña (despunte, ramas, copas, hojas) y aquella que, aunque sí cumple con calidad, excede la demanda del producto en el lugar. La disponibilidad en la Región de Los Lagos 1.990.903 [toneladas secas /año]. [2]

La biomasa disponible en la Región de Los Lagos proveniente de desechos de plantaciones forestales de pequeñas y medianas propiedades, considerando las especies *Pinus radiata* y *Eucalyptus sp.*, es de 16.102 [toneladas secas/ año].[2]

Respecto a los residuos de aserraderos, se sabe que su disponibilidad es limitada, ya que la mayor parte de su oferta está comprometida directa (venta de astillas para calderas propias) o indirectamente (compromisos de entrega de astillas al proveedor de trozos). Para la Región de Los Lagos, se considera que la disponibilidad es de un 40%, luego la biomasa disponible son 2.395 [toneladas secas/año]. [2]

1.1.3 Alternativas tecnológicas de aprovechamiento energético

Tal como fue mencionado anteriormente, se decidió realizar ACV de residuos de la industria forestal debido a sus diversas posibilidades de aprovechamiento energético: combustión directa, gasificación, pirólisis, digestión anaeróbica y pelletización. Estos procesos permiten generar distintos productos que poseen diversas finalidades, dentro de estas está la generación de energía eléctrica. Luego, se realizará ACV considerando este uso para todas las alternativas.

Dentro de las descripciones de cada tecnología, que se muestran a continuación, se incluye la eficiencia de conversión para cada uno de los procesos. Dado que para la presente investigación es de interés la generación de energía eléctrica, se consideró la eficiencia de conversión en casos de co-generación.

1.1.3.1 Combustión directa

La combustión es el proceso donde la biomasa es quemada en presencia de aire u oxígeno con la consiguiente emisión de calor. Es el método más utilizado, antiguo y económico para generar energía con biomasa [15]. Sus posibles usos son: calefacción de espacios, producción de calor para generación de electricidad o fuerza motriz, calentamiento de agua y otros fluidos para calefacción

central o procesos.[21] Este proceso requiere la fuente de biomasa y una caldera para la combustión.

La combustión de biomasa genera la oxidación del carbono e hidrógeno presentes en la celulosa, hemicelulosa, lignina y otras moléculas, para formar CO₂ y H₂O. Existen otras fuentes no menores de contaminación asociadas a este proceso como: emisiones en forma de gas o material particulado, producción de cenizas y escorificación dentro de la cámara de combustión [21] .

La combustión directa con co-generación es similar a la combustión directa, pero se genera energía eléctrica además de térmica, mediante el uso de un complejo turbina-generator que permiten aprovechar el vapor generado en la caldera.

Los países líderes en combustión directa de biomasa con co-generación son Suecia y Finlandia.

A continuación se muestra una tabla comparativa de ambas tecnologías [15]:

Tabla 3: Aspectos característicos de tecnología combustión directa y combustión directa co-generación

	Combustión	Combustión con co-generación
Rango de potencia	<100 [MW]	< 250 [MW]
Factor de planta	86,6-94,2%	76-91%
Eficiencia de conversión	15-38%	80%
Costos de inversión	650-1.500 [USD/kW]	2575-3664 USD/kW
Costos de operación y mantención	6-35 [USD/kW/año]	63-81 [USD/kW/año]

1.1.3.2 Gasificación

La gasificación es un proceso de oxidación parcial donde una fuente de carbono como el carbón, gas natural o biomasa se descompone en monóxido de carbono (CO) e hidrógeno (H₂), además de dióxido de carbono (CO₂) y algunos hidrocarburos como metano (CH₄). El resultado de éste proceso es el “gas producto” cuyas características específicas dependerán de los parámetros de gasificación, como la temperatura y el oxidante utilizado. El oxidante puede ser aire, vapor u oxígeno. [21]

Entre sus aplicaciones se encuentran: calentar agua en calefacción central, calefacción urbana, distintas aplicaciones de calefacción, vapor para generar electricidad o fuera motriz, como parte de sistemas de producción de electricidad o fuerza motriz, transporte con motor combustión interna, entre otros. [21]

La gasificación puede ser de baja temperatura (700°C-1.000°C), cuyo producto tendrá mayor concentración de hidrocarburos que la gasificación de alta temperatura. Este puede ser quemado para calefacción o generación de electricidad mediante turbina de vapor o, luego de un adecuado tratamiento de limpieza, mediante motor de combustión interna[21].

La gasificación de alta temperatura (1.200°C-1.600°C) genera un producto bajo en hidrocarburos y alto en CO y H₂. En este caso se produce el gas de síntesis (*syngas*), el cual puede ser usado para

sintetizar cadenas más largas de hidrocarburos mediante un proceso de *Fischer-Tropsch*, como por ejemplo: biocombustible de diésel sintético[21] o como sustituto del gas natural. Además, se puede utilizar para la generación de energía eléctrica, comúnmente se usan ciclos combinados de gasificación integrado para co-generación de energía.[27]

Las plantas de gasificación con biomasa son mucho más pequeñas y económicas que las de carbón o coque utilizadas en las industrias energética, química, de fertilizantes y refinerías, procesando 25-200 [ton/día] en vez de 2.500-15.000 [ton/día] de materia prima y utilizando aproximadamente 10 hectáreas en vez de 150 [21].

Los países referentes en esta tecnología son Japón, India y Europa en general.

A continuación, se muestran aspectos generales de esta tecnología [15]:

Tabla 4: Aspectos característicos de tecnología gasificación

Gasificación	
Rango de potencia	30-40 [MW]
Factor de planta	85-95%
Eficiencia de conversión	35-40%
Costos de inversión	1.200-3.700[USD/kW]
Costos de operación y mantenimiento	298[USD/kW/año]
Costo medio de energía	14,8-21,8 centavos [USD/kWh]

1.1.3.3 Pirólisis

La pirólisis consiste en la descomposición térmica con temperaturas cercanas a 500°C y en ausencia de oxígeno [15]. Los productos generados son gas (*syngas*), líquido (*bio-oil*) y sólido(carbón vegetal), cuyas proporciones dependen de los parámetros del proceso[28]. Para que se lleve a cabo, se requiere de una caldera o mufla (horno que opera a muy altas temperaturas) donde ocurre una degradación térmica en ausencia de oxígeno. En general, durante el proceso se genera entre 2 y 4% de cenizas. [15]

La pirólisis de baja temperatura ocurre hasta 550°C y se utiliza para producir aceites y alquitranes. La pirólisis de temperatura media ocurre entre 550°C y 800°C, donde se obtiene metano e hidrocarburos superiores. Por último, la pirólisis de alta temperatura se efectúa a temperaturas mayores a 800°C, para producción de gas con bajo poder calorífico.[29]

El gas es un combustible compuesto principalmente por CO e H₂, denominado *syngas* y puede ser utilizado para obtención de calor o electricidad en motor a combustión o turbinas a gas, esta última presenta mayor eficiencia[15]. El *bio-oil* es una mezcla densa de compuestos orgánicos oxigenados que puede utilizarse como combustible de calderas o puede acondicionarse para combustible de transporte. El producto sólido corresponde a carbón vegetal o *charcoal*, que se puede utilizar como

mejorador de suelos, ya que puede secuestrar carbono, es altamente absorbente y aumenta la habilidad de retener agua, nutrientes y químicos del suelo. [28]

Entre las aplicaciones del proceso se encuentran: densificación energética de biomasa para transporte o almacenamiento, co-combustión para calefacción o energía, materia prima para gasificación, entre otros [21].

Los países referentes en pirolisis son Finlandia y Canadá, donde se han desarrollado plantas que funcionan exitosamente. En Chile, aún se encuentra en etapa de estudio y la implementación solo se ha llevado a cabo en plantas piloto [15]. A continuación, se muestran aspectos generales de esta tecnología [15]:

Tabla 5: Aspectos característicos de tecnología pirólisis

	Pirólisis
Rango de potencia	<10 [MW]
Factor de planta	80-90%
Eficiencia de conversión	60-70%
Costos de inversión	1.200-3.700[USD/kW]
Costos de operación y mantención	894 [USD/kW/año]
Costo medio de energía	14,8-21,8 centavos [USD/kWh]

1.1.3.4 Digestión anaeróbica

La digestión anaeróbica es un proceso donde bacterias descomponen material orgánico en ausencia de oxígeno, produciendo biogás (gas con alto contenido de CH₄ y CO₂), un residuo sólido llamado digestato (similar al compost) y un licor líquido. El principal uso del biogás es que puede ser quemado para la generación de calor y electricidad. El residuo sólido puede ser utilizado como abono, combustible para quemar o puede ser gasificado[21].

Cabe destacar que la producción de biogás con biomasa forestal posee un alto costo de producción, debido a que presenta problemas de dispersión de la materia prima y por poseer baja conversión en comparación a otros cultivos energéticos. Además, los contenidos de lignina que presentan impiden una buena metanización de estos residuos.[30]

A continuación se muestran aspectos generales de esta tecnología [15]:

Tabla 6: Aspectos característicos de tecnología de digestión anaeróbica

Digestión anaeróbica	
Rango de potencia	0,3-10 [MW]
Factor de planta	80%
Eficiencia de conversión	40-85%
Costos de inversión	3.700-5.300[USD/kW]
Costos de operación y mantenimiento	300 [USD/kW/año]
Costo medio de energía	14-18,3 centavos [USD/kWh]

Considerando los altos costos de producción y baja conversión de la digestión anaeróbica con residuos forestales, se decidió que esta alternativa era poco atractiva técnicamente, por lo que se decide no continuar con estudios posteriores.

1.1.3.5 Pelletización

Los pellets están formados por aserrín comprimido bajo alta presión que luego se extruye a través de una boquilla. Pueden incluir bajos niveles de aglomerantes como almidón, pero en su mayoría solo utilizan vapor.

Para uso doméstico y sistemas de pequeña escala, los pellets poseen tamaño entre 6 y 8 [mm], mientras que para uso industrial su tamaño varía entre 10 y 12 [mm] [21].

Los pellets poseen la ventaja de presentar bajo contenido de humedad, alta densidad energética, bajos requerimientos para almacenamiento, son relativamente limpios, fáciles de manejar y administrar debido a la homogeneidad entre cada uno de ellos. Para producirlos se utiliza principalmente aserrín, aunque también son utilizados: ramas de árboles, copas de árboles, corteza y *early thinnings*. [31] A continuación se muestran los aspectos característicos de la producción de pellets para generación de energía:

Tabla 7: Aspectos característicos de tecnología de producción de pellets

Pelletización	
Rango de potencia	20-100 [kW]
Factor de planta	77%[32]
Eficiencia de conversión	36%[33]
Costos de inversión	3.118 [USD/kW] [33]
Costos de operación y mantenimiento	155[USD/kWh/año] [33]
Costo medio de energía	0,17 [USD/kWh][33]

1.1.4 Análisis de Ciclo de Vida

En general se dice que las energías provenientes de biomasa son carbono neutral, debido a que el CO₂ fue absorbido previamente por las plantas y árboles durante su crecimiento[15]. Sin embargo, de acuerdo con los lineamientos del IPCC, el uso de la biomasa para producción de energía no es considerado automáticamente neutro en emisiones de carbono, debido a otros impactos como: procesamiento y transporte de la biomasa, emisiones directas de CH₄ y N₂O por combustión, entre otros[34]. Un Análisis de Ciclo de Vida permite incluir tales actividades en el estudio de impacto ambiental.

En este estudio se desea comparar las distintas tecnologías de aprovechamiento considerando el impacto del ciclo de vida de cada una. Cabe destacar que, aun dentro de una misma alternativa, la cadena de suministros varía con cambios de la materia prima, prácticas de administración, etapas del proceso y logística (transporte y almacenamiento)[31], estas etapas deben ser definidas y acotadas al caso chileno, en particular de la Región de Los Lagos.

El Análisis de Ciclo de Vida (ACV) o *Life Cycle Assessment* (LCA) es una herramienta que estudia los aspectos ambientales y los potenciales impactos a lo largo de la vida de un producto, desde la adquisición materia prima, la producción, el uso y la disposición final, de acuerdo con el objetivo y alcances establecidos.[17]

Existen diversas categorías de impacto para evaluar en un ACV, la selección de cuál es la óptima depende de qué indicadores sostendrán los resultados y escogerla adecuadamente permitirá tomar decisiones correctas a futuro, considerando el objetivo planteado del ACV. Las categorías de impacto son: potencial de calentamiento global, agotamiento del ozono estratosférico, formación de ozono fotoquímico, acidificación, enriquecimiento de nutrientes, toxicidad humana vía aire, toxicidad humana vía agua, toxicidad humana vía suelo, ecotoxicidad de agua aguda, ecotoxicidad de agua crónica y ecotoxicidad de suelo crónica.[17]

Las sustancias normalmente consideradas como contribuyentes al calentamiento global son: CO₂, CH₄, N₂O, CFC's, HCFC's, HFC's, entre otros [35]. Luego, se decidió evaluar el potencial de calentamiento global de los procesos estudiados dado que sus emisiones son principalmente a GEI como CO₂, CH₄ y N₂O.

El Potencial de Calentamiento Global representa el efecto de calentamiento relativo de un GEI en comparación con el CO₂[36]. Este indicador se estima calculando la masa de GEI emitido por la unidad funcional ponderada por un factor que asocia la masa de cierto gas con emisiones de CO₂ equivalente [17]. En la Tabla 8 se puede apreciar Potencial de Calentamiento Global de los GEI emitidos en los procesos de aprovechamiento energético a evaluar:

Tabla 8: CO₂ equivalente asociado a cada Gas de Efecto Invernadero[37]

Compuesto	Potencial de Calentamiento Global
CO ₂	1
CH ₄	21
N ₂ O	310

Un ACV consta de cuatro etapas:

- Definición de objetivo y alcances
- Análisis de inventario (ICV)
- Evaluación de impacto (EICV)
- Interpretación

Definición de objetivos y alcances

En esta etapa se determina el tema a estudiar y sus objetivos para realizarlo. Existen dos maneras de definir los objetivos de un ACV [17] :

- Diagnóstico orientado al cambio: analiza las consecuencias de una decisión, donde los datos utilizados reflejan los cambios que efectivamente ocurrirán, pudiendo depender de la magnitud del cambio y el tiempo durante el que se produce.
- Diagnóstico no orientado al cambio: los estudios realizados pasan a ser un reporte ambiental, ya que se utilizan datos que reflejen lo que está realmente ocurriendo en el sistema.

Además, en esta etapa se establece la unidad funcional, que describe la función principal del sistema a estudiar[38]. Esta permite realizar comparaciones de alternativas con una base común[39], por ejemplo: 1 [kg] de materia prima, 1 [ton] de producto o 1 [kW] de potencia eléctrica generada.

Otro aspecto a determinar son los límites del sistema, que definen los procesos unitarios a ser incluidos en el ACV, escogerlos apropiadamente permitirán obtener un estudio con altos grados de confianza. Los límites están determinados por diversos factores como: la aplicación del estudio, hipótesis planteadas, criterios de exclusión, datos y limitaciones económicas y destinatario previsto. Las etapas fundamentales a ser consideradas en los límites del sistema son [38]:

- Adquisición de materias primas.
- Entradas y salidas en la secuencia principal del proceso.
- Transporte.
- Producción y uso de combustibles, electricidad y calor.
- Disposición de desechos del proceso y productos.
- Recuperación de productos.

Generalmente son excluidos de los límites del sistema:

- Fabricación y mantenimiento de equipos de producción
- Mantenimiento de plantas de fabricación
- Factores comunes a cada uno de los productos o procesos estudiados

Análisis de inventario

En esta etapa se realiza la recopilación de datos y procedimientos de cálculo con el fin de cuantificar las entradas y salidas del sistema[39]. De este modo, se pueden identificar todos los impactos ambientales adversos asociados a la unidad funcional[38]. Los datos requeridos para cada proceso unitario se pueden clasificar en las siguientes categorías[39]:

- Entradas de energía, entradas de materia prima, entradas auxiliares
- Productos, co-productos y desechos
- Emisiones al aire, descargas al agua y al suelo

Luego de recopilar datos, se requieren cálculos para generar resultados de inventario del sistema de cada proceso unitario y para la unidad funcional definida.

Evaluación de impacto de ciclo de vida

En esta etapa se evalúa la importancia de potenciales impactos ambientales utilizando los resultados del ítem anterior. Se relacionan los datos de inventarios con categorías específicas de impacto ambiental e indicadores de categoría. Algunas categorías de impacto son: disminución de recursos, efecto invernadero, disminución de la capa de ozono, acidificación, nitrificación/eutrofización y formación de oxidantes fotoquímicos. Un indicador de categoría es una representación cuantitativa de cada categoría de impacto.

Los elementos que componen la evaluación son:

- Selección de categorías de impacto, indicadores de categorías y modelos de caracterización
- Clasificación: asignación de los datos del análisis de inventario a cada categoría de impacto según el tipo de efecto ambiental esperado.
- Caracterización: cálculo de resultados de los indicadores de categoría. Esto se realiza mediante los factores de caracterización, donde las diferentes intervenciones ambientales se convierten a unidades del indicador.
- Resultados de indicadores de categoría (perfil)

Interpretación

Luego de la evaluación, se entregan resultados consistentes con el objetivo y alcances definidos en la primera etapa, se obtienen conclusiones, se explican las limitaciones del estudio y se proporcionan recomendaciones. En esta etapa se puede revisar el trabajo de las etapas previas para corroborar que se cumpla correctamente el objetivo.

En diversos estudios considerar el espacio de tiempo es fundamental, ya que se tiene un gran retraso entre la remoción y la emisión de CO₂. Por ejemplo, atrapar de éste gas en el proceso de fotosíntesis considera 45 años aproximadamente [31] y es luego reemitido a la atmósfera en el uso de la madera y el uso de los residuos forestales un largo período después.[40]

1.2 Objetivos

En base a los tópicos expuestos previamente, este trabajo pretende responder a la interrogante respecto a cuál es la mejor alternativa tecnológica para aprovechar energéticamente los residuos madereros y si es mejor una producción distribuida geográficamente o centralizada. Esto se realizará con el propósito de que se tomen mejores decisiones respecto al destino de estos residuos/insumos, de modo contribuir a una mejora ambiental mediante una disminución de los GEI.

Para responder a las preguntas planteadas, se realizará una comparación ambiental y económica de los procesos de aprovechamiento energético de residuos forestales (combustión directa, gasificación, pirolisis y pelletización).

Considerando lo explicado anteriormente, los objetivos del trabajo a realizar son:

1.2.1 Objetivo General

Evaluar alternativas tecnológicas de aprovechamiento energético de residuos forestales, mediante un Análisis de Ciclo de Vida y estimación económica.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Definir los residuos orgánicos a estudiar, unidad funcional y límites del sistema.
- Recopilar información necesaria para realizar el estudio de huella de carbono.
- Determinar el balance de energía de cada alternativa.
- Evaluar la pertinencia de cada proceso mediante Análisis de Ciclo de Vida.
- Diagnosticar oportunidades de mejora en el desempeño de cada alternativa, de acuerdo con los resultados del Análisis de Ciclo de Vida.
- Realizar un estudio económico de cada alternativa.
- Concluir la mejor alternativa de aprovechamiento energético de residuos orgánicos en el contexto de evaluación, considerando el análisis económico y ambiental.

1.3 Alcances

El estudio será enfocado en la Región de Los Lagos, donde se tomarán en consideración los residuos generados en dicha región y además, los procesos a estudiar se evaluarán considerando que se encuentran en esa zona.

Las alternativas de aprovechamiento energético de residuos forestales a estudiar son: combustión directa, gasificación, pirolisis y pelletización. Con el fin de poder compararlas, se utilizarán los productos obtenidos de cada uno de tales procesos para generación de energía eléctrica.

Además, se evaluará para cada alternativa la posibilidad de instalar solo una planta de tratamiento o varias distribuidas en las cercanías del lugar donde se generan los residuos.

2. Metodología

Definir los residuos orgánicos, unidad funcional y límites del sistema

En primer lugar, se identificarán y seleccionarán los residuos a tratar de acuerdo a su ubicación geográfica y disponibilidad, evaluando si es factible acceder a ellos. Luego, se cuantificarán y clasificarán de acuerdo al tipo de residuo forestal presente, en caso de tratarse de una mezcla de estos, determinando el porcentaje másico de cada uno.

Además, se determinará la capacidad calorífica de los residuos, diversas propiedades como la humedad, la posible ubicación de la(s) planta(s) de tratamiento y consumidor objetivo de la energía eléctrica generada.

Adicionalmente, se identificará la unidad funcional para poder realizar una comparación en base común de todas las alternativas tecnológicas.

A continuación, se realizará una investigación de cada uno de los procesos productivos mencionados anteriormente, para poder definir el límite del sistema de cada uno de ellos. Los procesos se acotarán a la tecnología disponible en Chile y a procesos convencionales.

Recopilar información necesaria para realizar el estudio de huella de carbono

Se elaborará una base de datos donde se especifiquen todas las emisiones de gases de efecto invernadero generados en cada una de las etapas del proceso productivo de cada alternativa energética. Con esto se calculará el CO₂ equivalente asociado, para posteriormente integrarlo a un software que desarrolle ACV.

Se excluirán de este estudio etapas de fabricación y mantenimiento de equipos de producción, mantenimiento de plantas de fabricación y factores comunes a cada uno de los productos o procesos estudiados. Tampoco se considerará la fijación del carbono por fotosíntesis de las plantaciones forestales, puesto que como se utilizará el mismo flujo de residuos para todas las alternativas, esta etapa tendría el mismo impacto en todas.

Determinar el balance de energía de cada alternativa

Dado el proceso productivo, se identificarán las necesidades energéticas de cada etapa y se calculará la potencia generada mediante balances de energía. Esto permitirá seleccionar aquellos procesos técnicamente factibles, para continuar con las siguientes etapas de evaluación.

Evaluar la pertinencia de cada proceso mediante Análisis de Ciclo de Vida

Se realizará ACV mediante el software GaBi[41], para determinar las emisiones de CO₂ equivalente generadas durante el proceso productivo de cada alternativa tecnológica, con el objetivo de

determinar aquella(s) que presenta(n) el menor impacto ambiental desde el punto de vista de las emisiones de GEI.

Diagnosticar oportunidades de mejora en el desempeño de cada alternativa

Se realizará un análisis de sensibilidad para cada una de las alternativas, realizando supuestos y cambios en ciertas variables del proceso, para poder identificar posibles mejoras en alguna etapa del ciclo de vida. De esta forma una alternativa que no era atractiva ambientalmente, puede pasar a serlo bajo las nuevas consideraciones realizadas, o se pueden incrementar los beneficios de otras.

Realizar un estudio económico de cada alternativa

Se determinarán los costos de inversión y operación de cada una de las alternativas, considerando equipos, terreno, construcción, transporte, mantenimiento, mano de obra, entre otros aspectos. Se acotarán estos costos al caso particular de la Región de Los Lagos.

Concluir la mejor alternativa de aprovechamiento energético de residuos orgánicos en el contexto de evaluación

Se estudiará el *trade-off* entre el impacto ambiental y el costo económico de cada alternativa, con el objetivo de identificar las ventajas y desventajas de cada una, para poder proponer la mejor o mejores alternativas de aprovechamiento energético con residuos forestales.

3. Elección de residuos a estudiar y unidad funcional

3.1 Contexto

Entre los residuos forestales disponibles en la Región de Los Lagos, están aquellos provenientes del manejo forestal y aquellos provenientes del procesamiento industrial. Los primeros, poseen una logística de recolección compleja debido a dificultades en los caminos hacia las plantaciones y que no se cuenta con maquinaria adecuada para extraer los residuos de los bosques, para su posterior transporte a una planta de aprovechamiento energético.

Considerando lo anteriormente expuesto, es que se decide enfocar el estudio a residuos provenientes de la industria. En particular, se decidió abarcar el proceso del aserrío debido a la variedad de residuos generados (corteza, aserrín, recortes, madera partida, virutas, lijaduras, tapas y cantoneras).

La mayor productora de madera aserrada de la Región es Madexpo [42], la cual abarca un 80% de la producción de la ciudad de Osorno, seguida por Madesur y Maderas Castilla cuya producción corresponden a un 17% y 9% del total de Madexpo, respectivamente [43].

3.2 Residuos a estudiar

Madexpo produce 2.100 [m³/mes] de residuos forestales, compuestos por un 90% de aserrín y 10% de virutas, cuya humedad en base seca es de un 10%[43]. Cabe mencionar que el aserrín posee diversos usos para su aprovechamiento, como combustible en las calderas de los secadores de los propios aserraderos o como materia prima para la elaboración de tableros de partículas y tableros MDF [25]. Como las virutas solo son utilizadas como combustible en algunas empresas, se decide enfocar el estudio a estos residuos con el fin de que se obtengan conclusiones consistentes con la realidad nacional.

3.3 Unidad funcional

De acuerdo con la información obtenida[43], se estima que la producción de virutas de madera de Madexpo, Madesur y Maderas Castilla es de aproximadamente 21, 4 y 2 [ton/mes], luego la unidad funcional para el ACV son 27 [ton/mes] de virutas de madera. Este cálculo se puede ver en Anexo A y el cálculo de la humedad de estos residuos está determinado en Anexo B.

Cabe mencionar que para determinar la unidad funcional se utilizaron valores aproximados, por lo cual el flujo de residuos podría estar levemente sobreestimados. Pero como es un error que se replica en todas las alternativas, los resultados y conclusiones respecto a su comparación no se verían afectados.

Los análisis posteriores se realizarán tomando como base de cálculo un mes, dado que se utilizó la masa total de virutas acumuladas durante tal período. Por lo tanto, en el software se presentarán valores de masa y energía determinados para este rango de tiempo.

3.4 Objetivos y alcances del Análisis de Ciclo de Vida

3.4.1 Objetivos

El objetivo del ACV es determinar cuál es la alternativa tecnológica de aprovechamiento energético de residuos forestales más favorable desde el punto de vista ambiental, considerando como indicador el Potencial de Calentamiento Global.

El segundo objetivo del ACV, es indicar si es mejor instalar una planta de aprovechamiento energético para cada empresa o una única planta que reciba los flujos de todas.

3.4.2 Alcances

El ciclo de vida de las virutas a estudiar parte con su acumulación en los distintos aserraderos, luego su transporte hasta la planta de aprovechamiento de residuos, el procesamiento correspondiente (combustión directa, pelletización, pirolisis y gasificación), la generación de energía eléctrica a partir de los productos generados en el procesamiento previo y el transporte de las cenizas generadas a una planta que aproveche tales residuos. En la Figura 1 se puede apreciar un diagrama del ciclo de vida utilizado para todas las alternativas:

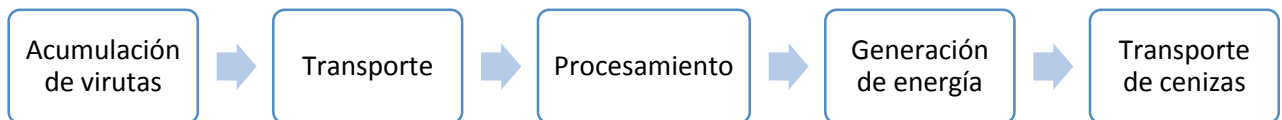


Figura 1: Ciclo de vida de virutas de madera

4. Límites del sistema para cada alternativa

Existen algunas etapas del proceso que serán comunes para todas las alternativas tecnológicas, correspondiente a almacenamiento y transporte.

Los procesos productivos se inician con una etapa de almacenamiento de virutas en las dependencias de cada empresa aserradera. A continuación, son transportadas hacia la planta de aprovechamiento energético, donde son almacenadas nuevamente en silos propios de la planta para su posterior procesamiento, el cual variará dependiendo de la alternativa tecnológica. Finalmente, en cada proceso se incluye una operación de separación de cenizas desde la corriente gaseosa de salida del proceso y su posterior transporte hacia alguna empresa que aproveche este residuo.

Las cenizas provenientes de distintos procesos poseen diversos usos, por ejemplo: materia prima de procesos cementeros, relleno mineral de asfalto, acondicionador de suelos, entre otros[44]. Debido a que se desea plantear un destino específico para estos residuos, es que serán transportados a alguna empresa cementera que se ubique relativamente cercana a la planta de aprovechamiento. Tal decisión se debe a que actualmente en Chile se están utilizando las cenizas para la fabricación de cemento[45], de modo que es una alternativa factible técnica y económicamente para el país. Las cementeras más próximas a la planta son Cementos Bío Bío de Temuco[46], Polpaico de Villarica[47] y Melón de Puerto Montt[48]. Las distancias desde la planta a cada cementera son aproximadamente 250, 205 y 107 [km], respectivamente; por lo cual se decide que las cenizas serán enviadas a Melón de Puerto Montt, ya que una menor distancia implica menor uso de combustible en el transporte y, en consecuencia, menor impacto ambiental.

En el siguiente apartado se describen más detalladamente cada una de las alternativas tecnológicas, desde el punto de vista del proceso productivo en sí, de modo que al final se puede determinar el diagrama de bloques de cada uno.

Previo a los procesos productivos, es necesario almacenar las virutas de madera en instalaciones cerrada como silos o en cámaras para evitar un aumento de la humedad de la materia prima debido a condiciones climáticas. Algunos de los efectos indeseados que se producen sin un almacenamiento apropiado es la aparición de hongos, esporas o bacterias, que la materia seca se degrade y que pudiera generarse un calentamiento de las virutas, pudiendo incluso ocasionarse combustión espontánea. [49]

4.1 Combustión directa

Para esta alternativa tecnológica no se consideraron etapas de pretratamiento, ya que se desea evaluar específicamente su potencial para su aprovechamiento directo en generación de energía. Luego, se contaría con una etapa de almacenamiento de las virutas, combustión de estas, la generación de electricidad y el transporte de cenizas del proceso.

De acuerdo con las especificaciones anteriores se construye el diagrama de bloques de la combustión directa:

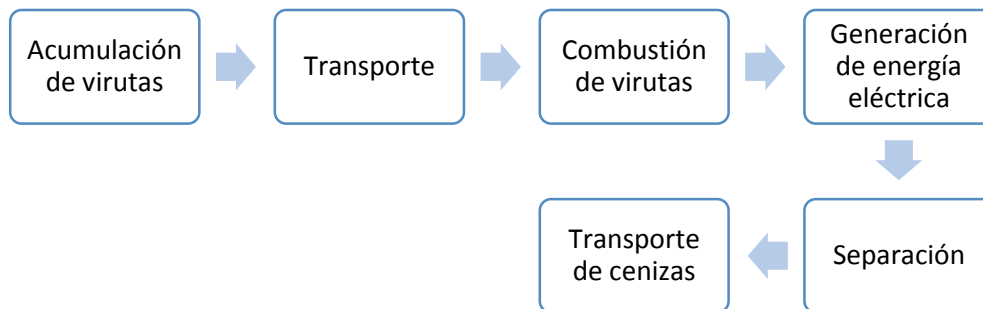


Figura 2: Diagrama de bloques de combustión directa

4.2 Pelletización

En primer lugar, la materia prima debe pasar por un proceso de molienda de modo que el tamaño de partículas sea aproximadamente 4 [mm], ya que permite producir pellets de 6 [mm] de diámetro, siendo éste el tamaño más común para hornos de pequeña escala [49]. Generalmente, la molienda se lleva a cabo en un molino de martillos, dado que permiten alcanzar la granulometría y homogeneización correctas. [49]

La capacidad calorífica, la eficiencia y la temperatura de combustión disminuyen con el aumento de la humedad del pellet[49], por lo cual se requiere controlar la humedad y así lograr una calidad adecuada. El valor apropiado dependerá de la tecnología de pelletización a utilizar y también de la materia prima. Para el caso particular de las virutas, cuya humedad es 10% (base seca) y 9,1% (base húmeda), esta etapa no es necesaria [49].

Las virutas son comprimidas contra una placa de metal calentado llamada extrusora, la cual posee pequeños agujeros perforados en la placa, de modo que la biomasa sea comprimida bajo condiciones de alta temperatura y presión. En la salida del troquel, un cuchillo corta los pellets a un tamaño predefinido. La lignina presente en las virutas actúa como pegamento para soportar el pellet. [49]

Al dejar el troquel, los pellets están a aproximadamente 150°C y bastante blando, por lo que son enfriados y secados. Este enfriamiento permite que el producto final sea más estable, en general se utiliza un enfriador a contracorriente para este propósito [49]. Para secar se suele soplar aire a través de los pellets en un contenedor de metal.

Luego, los pellets producidos son almacenados en silos, para luego ingresar a una caldera perteneciente a un ciclo de Rankine para generar energía eléctrica. Finalmente, se transportarán las cenizas generadas en el proceso.

De acuerdo con las especificaciones anteriores se construye el diagrama de bloques de la pelletización:

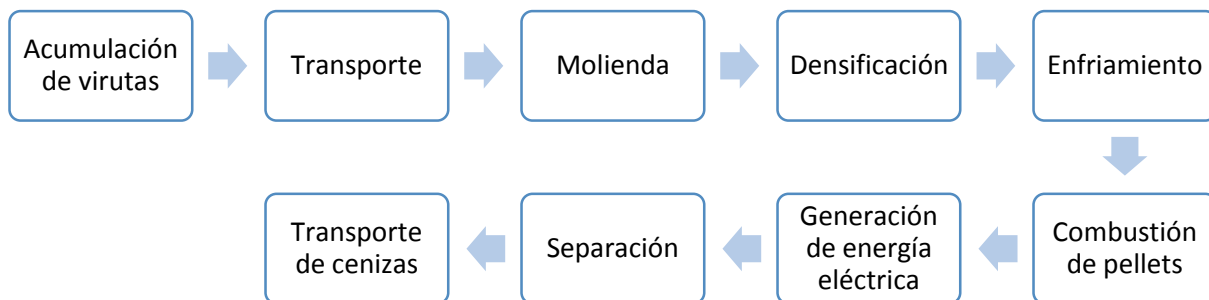


Figura 3: Diagrama de bloques de pelletización

4.3 Gasificación

Inicialmente, la biomasa se calienta y seca al ingresar al gasificador, para luego pasar a una etapa de pirolisis. Posteriormente, los productos de tal etapa reaccionan entre ellos y con el medio gasificante para formar el producto final. Generalmente, en gasificadores comerciales, el calor necesario para el secado, pirolisis y reacciones endotérmicas se obtiene de la combustión exotérmica que se produce en el gasificador. [50]

Para obtener un gas combustible con una capacidad calorífica razonable, la biomasa debe contener entre un 10% a 20% de humedad, ya que cada kilogramo de humedad en la biomasa requiere 2.260 [kJ] de energía adicional del gasificador para evaporar el agua contenida.[50]. En este caso, la materia prima utilizada contiene un 10% de humedad base seca y 9,1% base húmeda, por lo que la etapa de secado no es necesaria.

El secado final ocurre cuando la materia entra al gasificador, alrededor de 100°C el agua de la biomasa es irreversiblemente removida. Mientras la temperatura se eleva, los productos de bajo peso molecular empiezan a volatilizarse, este proceso continúa hasta los 200°C. A partir de esta temperatura se inicia la pirolisis, generándose una ruptura de las grandes moléculas de biomasa para formar gases condensables y no condensables. Además, se genera alquitrán debido a la condensación de los vapores condensables producidos en el proceso. Finalmente, en la gasificación, ocurren reacciones que transforman los hidrocarburos en combustibles, vapor, CO, O₂ y H₂ en el reactor, el gas producido se denomina syngas.

Para el proceso de generación de energía se procede a combustionar el syngas en una turbina a gas para proveer trabajo mecánico al generador. Para este uso específico es fundamental añadir las etapas de remoción de material particulado, metales alcalinos y alquitranes, puesto que disminuyen el desempeño de la turbina, debido a que el primero erosiona las aspas de la turbina, los metales alcalinos las corroen y el alquitrán se condensa en ellas. [51]

En consecuencia, luego de finalizada la gasificación, se requiere una etapa de separación del material particulado, proceso que ocurre generalmente en ciclones. Posteriormente, se procede a enfriar el gas mediante inyección de agua, para permitir remover parte de los metales alcalinos.

Finalmente, se ingresa a una torre de lavado para separar el alquitrán mediante lavado húmedo de gases. [51]

La gasificación requiere un medio como vapor, aire u oxígeno para reordenar la estructura molecular de la materia prima sólida y convertirla en gases o líquidos de menor peso molecular. La naturaleza del medio utilizado determinará la capacidad calorífica y la composición del gas generado [52]. En la Tabla 9 se aprecia el poder calorífico del gas producto de acuerdo al medio gasificante utilizado:

Tabla 9: Poder calorífico del gas producto basado en el medio gasificante[53]

Medio	Poder calorífico [MJ/Nm ³]
Aire	4-7
Vapor	10-18
Oxígeno	12-28

Observando esto, es más atractivo utilizar oxígeno como medio gasificante, ya que genera un gas de mayor poder calorífico. Sin embargo, como se desea escoger el proceso más convencional o cercano a la realidad, tal información no es suficiente para tomar una decisión. En la Tabla 10 se aprecian otros parámetros que diferencian los distintos procesos de gasificación:

Tabla 10: Comparación entre los distintos tipos de gasificación[52]

	Gasificación con aire	Gasificación con oxígeno	Gasificación con vapor
Poder calorífico del producto [MJ/Nm³]	4-6	10-15	15-20
Productos	CO, H ₂ , H ₂ O, HC, alquitrán, N ₂	CO, H ₂ , HC, CO ₂	H ₂ , CO, CO ₂ , CH ₄ , HC ligeros, alquitrán
Composición promedio del gas producto	H ₂ : 15% CO: 20% CH ₄ : 2% CO ₂ : 15% N ₂ : 48%	H ₂ : 40% CO: 40% CO ₂ : 20%	H ₂ : 40% CO: 35% CH ₄ : 8% CO ₂ : 25% N ₂ : 2%
Temperatura reactor [°C]	900-1.100	1.000-1.400	700-1.200
Costo	Bajo	Alto	Medio

De acuerdo con la Tabla 10, se descartará la gasificación con oxígeno puesto que es la más costosa, a pesar de proporcionar un producto con mayor poder calorífico. La siguiente alternativa atractiva es utilizar vapor como medio gasificante, ya que proporciona un poder calorífico mayor y un costo intermedio entre aire y oxígeno, por lo cual se escogerá esta alternativa[53].

Se decidió que el reactor a utilizar será de lecho fijo, ya que el tamaño de partícula de las virutas están en un rango de 1-12 [mm][54] y considerando la situación más desfavorable, es decir, tamaño

de 12 [mm], los gasificadores más idóneos serían los de lecho fijo, dado que permite hasta tamaño de partícula de 51 [mm] [53], mientras que otros no toleran el tamaño máximo posible. En particular se considerará el uso de un *downdraft gasifier*, ya que es el que menos alquitrán genera (0,015-3 [g/Nm³]) y por tanto permite un correcto funcionamiento de motores de combustión interna[53]. Adicionalmente, los gasificadores de lecho fijo son más fáciles de operar que los de lecho fluidizado.

De acuerdo con las especificaciones anteriores se construye el diagrama de bloques de la gasificación:

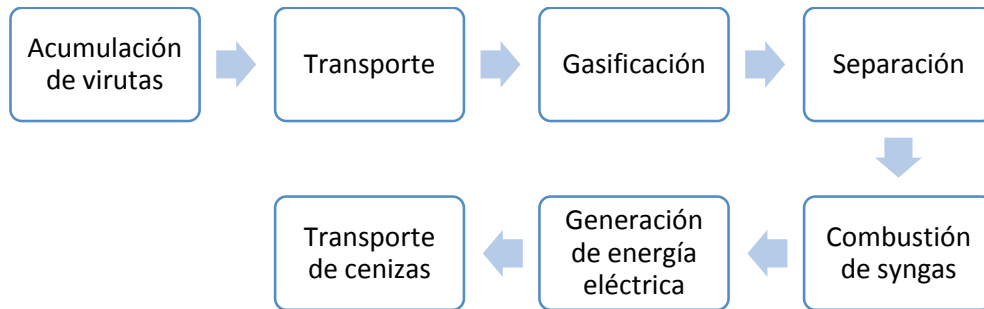


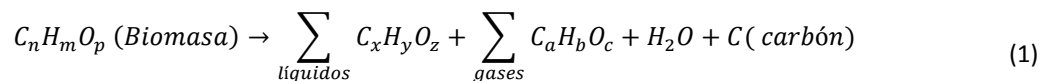
Figura 4: Diagrama de bloques de gasificación

4.4 Pirólisis

4.3.1 Productos de la pirólisis

La biomasa, en este caso virutas de madera, se alimentan en la cámara de pirolisis que contiene un lecho, para calentarla a la temperatura de pirolisis, a la cual se inicia la descomposición. En la cámara se obtienen dos productos: gases y carbón sólido. Posteriormente, los gases se pueden descomponer en gases no condensables, bio-oil y cenizas. Esta descomposición se debe reacciones homogéneas y a reacciones termales heterogéneas gas-sólido.

El proceso de pirolisis puede ser representado por una reacción genérica como:



Luego de la cámara de pirolisis, la corriente gaseosa debe ser separada en cenizas y gases. A continuación, los gases condensables son condensados para formar como bio-oil o aceite de pirolisis y los gases no condensables salen de la cámara como gas producto, el cual es libre de oxígeno. Por otro lado, el carbón sólido generado permanece dentro de la cámara.

El bio-oil se genera por la rápida y simultánea depolimerización y fragmentación de la celulosa, hemicelulosa y lignina de la biomasa. En una operación típica, la biomasa se somete a un rápido aumento en la temperatura seguido por un enfriamiento inmediato para "congelar" los productos intermedios para prevenir posible degradación, ruptura o reacción con otras moléculas.

El bio-oil es un fluido de alquitrán negro, está compuesto de una mezcla de hidrocarburos complejos, oxígeno y agua (aproximadamente 20%). Su composición típica es C₃₉H₆₂O₂₉, siendo una

microemulsión compuesta por hidroxialdehidos, hidroxicetonas, azúcares e deshidroazúcares, ácidos carboxílicos y compuesto fenólicos[55]. Su poder calorífico está entre 13 a 18 [MJ/kg] en base húmeda, siendo menor al de la biomasa de origen. El bio-oil puede ser quemado en una caldera para calentar la cámara de pirolisis o para utilizarse como medio fluidizante o pueden ser liberados para otros propósitos.

La mezcla de gases no condensables contiene gases de bajo peso molecular como CO, CO₂, H₂ y CH₄. A tal mezcla de gases se le denomina gas producto, que posee un poder calorífico de 11-20 [MJ/Nm³] y posee diversas aplicaciones, siendo la más destacada su aprovechamiento como un gas combustible para en la generación de energía eléctrica y/o térmica[53].

El carbón consiste principalmente de carbono (aproximadamente un 85%), aunque también puede contener un poco de oxígeno e hidrógeno. A diferencia de los combustibles fósiles, el carbón vegetal presenta un bajo contenido de cenizas. El poder calorífico inferior de este producto es cercano a 32 [MJ/kg][53], siendo mayor al de la biomasa de origen, 19,5 a 21 [MJ/kg]. El carbón vegetal puede ser recuperado como producto comercial o quemado en una cámara separada para producir el calor necesario para la pirolisis.

4.3.2 Tipos de pirolisis

Existe diversos tipos de pirolisis, dependiendo de variables como la temperatura, presión y medio utilizados. Para determinadas condiciones de operación, se obtienen productos característicos y, en consecuencia, aplicaciones específicas. [50]

La pirolisis se diferencia en lenta y rápida dependiendo de si tiempo requerido para calentar el combustible a la temperatura de pirolisis, es mayor o menor que el tiempo característico de la reacción de pirolisis. [50]

En pirolisis lenta, el tiempo de residencia del vapor es del orden de minutos o más y favorece la producción de carbón. Hay dos tipos de pirolisis lenta: carbonización y convencional. En pirolisis rápida, el tiempo de residencia del vapor es del orden de segundos o milisegundos. Hay dos tipos de pirolisis rápida, las cuales favorecen la producción de bio-oil y gas: flash y ultra rápida[50]. Las pirolisis lenta y rápida se llevan a cabo en general, en la ausencia de un medio [50].

En la Tabla 11 se muestran las distintas características que presentan los diferentes tipos de pirolisis:

Tabla 11: Características de distintos tipos de pirólisis[50]

Tipo de pirólisis	Tiempo de residencia	de Velocidad de calentamiento	de Temperatura Final [°C]	Productos
Carbonización	Días	Muy bajo	400	Carbón
Convencional	5–30 [min]	Baja	600	Carbón, bio-oil, gas
Rápida	<2 [s]	Muy alta	~500	Bio-oil
Flash	< 1 [s]	Alta	<650	Bio-oil, químicos, gas
Ultra rápida	< 0,5 [s]	Muy alta	~1.000	Químicos, gas
Hidropirólisis	2–30 [s]	Media	400	Bio-oil
Vacío	< 10 [s]	Alta	<500	Bio-oil
Metano pirólisis	<10 [s]	Alta	>700	Químicos

Es necesario escoger el tipo de pirólisis a estudiar, para poder definir correctamente los aspectos técnicos y económicos de la planta para su posterior comparación con los demás procesos de aprovechamiento energético. Bajo el criterio de seleccionar aquella tecnología más utilizada y cercana a la realidad, se escogió la pirólisis convencional, correspondiente a una pirólisis lenta[50], la cual proporciona un rendimiento de 30% de bio-oil, 35% carbón y 35% gas[56] de acuerdo con la Tabla 12.

Tabla 12: Rendimiento de productos de pirólisis[56]

Tipo de pirólisis	Bio-oil [%]	Carbón [%]	Gas [%]
Lenta	30	35	35
Rápida	50	20	30
Flash	75	12	13

Por otro lado, como el producto que posee mayor poder calorífico es el carbón, se diseñará el proceso de modo que se favorezca la producción de éste. Es por ello que no se tendrá etapa de molienda previa a la pirólisis, ya que un mayor tamaño de partícula favorece la producción de carbón, en cambio, un menor tamaño de partícula produce mayor masa de bio-oil. [50]

4.3.3 Tratamientos posteriores

Para efectos de la limpieza de los gases, es necesario etapa de filtración para separar las cenizas y enfriamiento para generar el bio oil. Estas operaciones se llevan a cabo en un ciclón, lavador húmedo (*wet scrubbers*) y filtro seco[56].

Se decidió que con cada uno de los productos de la pirólisis se producirá energía eléctrica, dado que al ser combustibles, pueden ser utilizados en calderas o motores para generación de electricidad.

Esto permite evaluar comparativamente la capacidad de aprovechamiento energético de esta tecnología con respecto a otras alternativas.

De acuerdo con las especificaciones anteriores se construye el diagrama de bloques de la pirólisis:

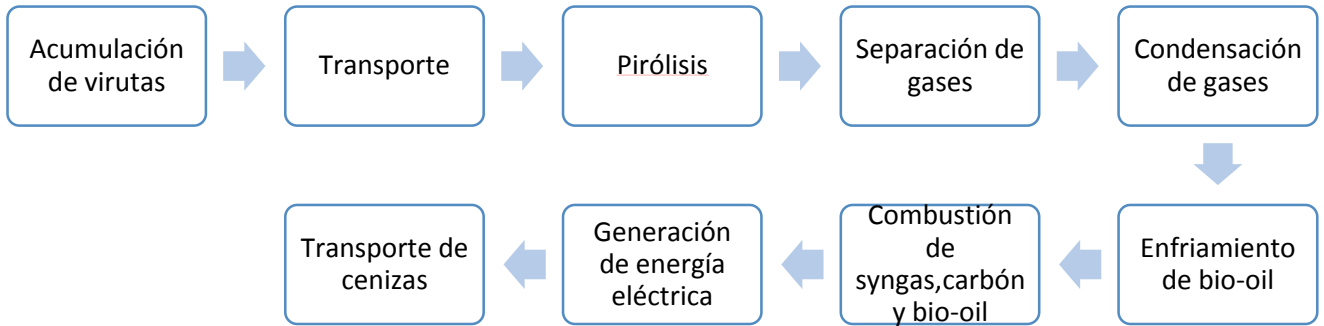


Figura 5: Diagrama de bloques de pirólisis

5. Elaboración de base de datos

5.1 Transporte de virutas

Para poder ingresar al software la información referida al transporte, tanto de virutas como de cenizas, se dividió el estudio en dos escenarios para diferenciar la ubicación de la(s) planta (s). El Escenario 1 considera una única planta de aprovechamiento y el Escenario 2 contempla una planta para cada empresa.

Escenario 1

Para este escenario fue necesario identificar el lugar óptimo para la ubicación de la planta centralizada, por lo cual se utilizó Google Earth para identificar la posición exacta de cada uno de los aserraderos[57].

Como se puede apreciar en la Figura 6, Madesur y Madexpo se encuentran contiguas, por lo cual tiene sentido ubicar la planta cerca de ambas empresas y transportar los residuos de Castilla. Además, cabe destacar que entre ambas suman el 93% de los residuos totales, por lo cual se requeriría el uso de un camión de menor capacidad para transportar las virutas desde Castilla, en comparación con uno que movilice las 27 [ton/mes] que suman los residuos de las tres empresas.

La distancia entre Madesur y Castilla es de 7,8 [km] o 11,8 [km], dependiendo de la ruta escogida. La primera involucra el paso por la ciudad, en cambio la segunda utiliza carreteras externas. Se escogerá esta última para el traslado de las virutas, ya que representa menor impacto a la comunidad, considerando una distancia aproximada de 12 [km].

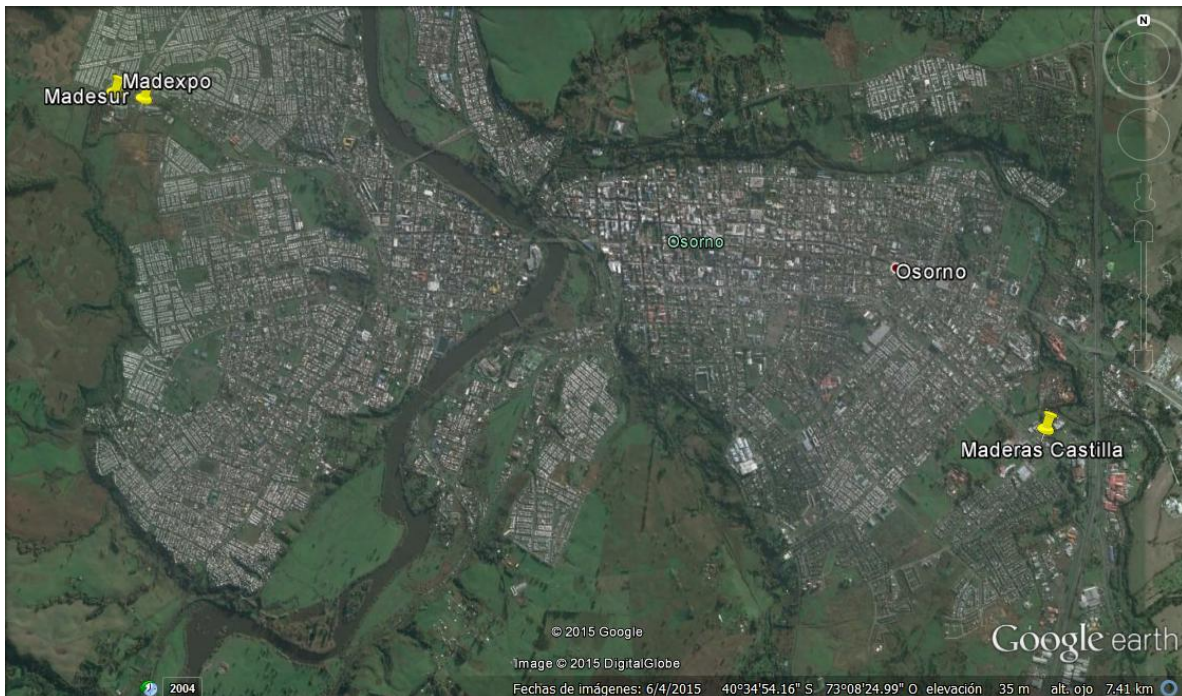


Figura 6: Ubicación de Madesur, Madexpo y Maderas Castilla[57]

Respecto a la logística del transporte, se realizará la recolección de las virutas una vez al mes. Por lo tanto, tal camión movilizaría 2 [ton] por 12 [km].

Para poder simplificar el modelo, se considerará como supuesto que la planta centralizada se ubicará en los terrenos de Madexpo, ya que es la que genera mayor flujo de residuos, 21[ton/mes]. Además, se supondrá que dentro de ella un camión moviliza las virutas por 100 [m] y que otro moviliza las 4 [ton/mes] de residuos de Madesur por 200 [m].

Escenario 2

Se consideró que las plantas de aprovechamiento se encontrarán dentro de los terrenos de cada empresa, tomando como supuesto que el transporte de las virutas es de 100 [m] en camiones de cada aserradero.

5.2 Transporte de cenizas

La logística para el transporte de cenizas, dependerá también del Escenario que se esté evaluando. En el Escenario 1 se contará con un único camión que haga su recorrido desde la planta hasta Cementos Melón, que se encuentran a una distancia de aproximadamente 114[km]. Para el Escenario 2, se considerará que un único camión retira las cenizas generadas en las distintas plantas de cada empresa, movilizándose aproximadamente 116 [km].

5.3 Elección de parámetros para transporte

Para poder modelar adecuadamente los procesos en el software GaBi, se deben establecer ciertos parámetros para caracterizar el transporte de materias primas y residuos. En primer lugar, se debe determinar el tipo de vehículo a utilizar, por lo que se investigó sobre el contexto automotriz en Chile.

Desde el año 2012, los vehículos Kia con motor diésel cumplen con la norma de emisiones Euro V, siendo la más exigente en la materia y que entrega mayor eficiencia a los vehículos^{6,7}. Es por ello que para el ACV se considerarán camiones de tal categoría, bajo el supuesto de que actualmente sería el más utilizado en el país. Luego, para transportar las virutas se escogen en GaBi camiones “*Truck Euro 5*”.

Otros parámetros a determinar son la masa de azufre presente en el diésel utilizado en los camiones y el porcentaje de éste que corresponde a biodiesel. Para todas las rutas los primeros dos parámetros son 15 [ppm] y 0% respectivamente debido a las características del diésel en Chile[58].

Además, se debió estimar el porcentaje del recorrido de los camiones que se realiza en autopista, camino urbano y camino rural. Para identificar los recorridos, se utilizó Google Earth, a partir del cual se determinó que para el Escenario 1, el recorrido del camión de virutas desde Maderas Castillas a la planta, corresponde un 81,5% a autopista y un 18,5% a camino urbano. Además, el recorrido del camión con cenizas desde la planta a Cementos Melón Puerto Montt un 98,6% corresponde a trayecto en autopista y un 1,4% a camino urbano. En el Escenario 2, se supuso que un camión de virutas propio de cada aserradero recorría dentro de la planta 100 [m], siendo un 100% camino

urbano. Para el transporte de cenizas se supuso que un único camión pasaba por las tres plantas recolectando las cenizas para enviarlas a Cementos Melón, cuyo recorrido comprende un 97,1% de autopista y un 2,9% de camino urbano.

Para representar el transporte en GaBi, se consideró el uso de camiones con capacidad mayor a la requerida, dado que el software posee camiones de tonelaje específico. Se escogieron *Trucks Euro 5* con capacidad máxima de 3,3 [ton], 5[ton] y 22 [ton] para los camiones de Castilla, Madesur y Madexpo, respectivamente. Para el análisis económico, se supuso que en ambos escenarios se utilizarán camiones propios de las empresas para el transporte desde Madexpo, Madesur y Castilla a la(s) planta(s) de aprovechamiento, ya que el transporte de residuos una vez al mes no amerita la compra de camiones.

Para mayor claridad respecto de los escenarios utilizados, se presenta en la Tabla 13 un resumen de los aspectos más importante para modelar:

Tabla 13: Resumen de escenarios

	Escenario 1	Escenario 2
Plantas	1 planta	3 plantas
Masa real a transportar	Castilla: 2 [ton] Madesur: 4 [ton] Madexpo: 21 [ton]	Castilla: 2 [ton] Madesur: 4 [ton] Madexpo: 21 [ton]
Capacidad camiones para modelo en GaBi	Castilla: 3,3 [ton] Madesur: 5 [ton] Madexpo: 22[ton]	Castilla: 3,3 [ton] Madesur:5 [ton] Madexpo: 22[ton]
Distancia recorrida por camiones	Castilla: 12 [km] Madesur: 0.2 [km] Madexpo: 0.1 [km]	Castilla: 0.1 [km] Madesur: 0.1 [km] Madexpo: 0.1 [km]
Distancia camión cenizas	114 [km]	116 [km]

5.4 Modelamiento de Escenarios en GaBi

La comparación de la instalación de una única planta o una para cada empresa se debe realizar para cada una de las alternativas, de modo que en el Escenario 2 habría tres plantas a las cuales evaluar su ciclo de vida.

Para poder modelar el transporte en GaBi, es necesario añadir una entrada de diésel a los camiones, pero en la base de datos no se encuentra la mezcla de este combustible en Chile. Dado esto, se usará la mezcla de diésel de Estados Unidos, ya que es la que posee la composición más parecida, dentro de la base de datos disponible, a la del país, con 15 [ppm] de azufre y 2,25% de biodiesel.

Para modelar el Escenario 2 se utilizó el mismo esquema que en el Escenario 1 en GaBi, modificando solamente las distancias recorridas por los camiones. Esto es válido para analizar las emisiones totales que se generarían por las tres plantas de aprovechamiento por separado, debido a que todos los cálculos realizados para los balances se han considerado proporcionales, luego el resultado de

crear tres planes distintos sería el mismo que utilizando un único esquema que contenga el flujo de las tres empresas.

5.5 Abastecimiento de electricidad

Para todos los procesos, se considerará que la energía eléctrica requerida por la planta se extrae directamente del SIC, y que la potencia generada en el proceso se inyecta igualmente a la red. Esto con el objetivo de evitar problemas asociados a la logística del autoabastecimiento. Para efectos del ACV, no se contemplará el impacto asociado a la instalación de la red de transmisión, ni de la planta en sí, ya que el estudio se enfoca solamente en la operación de la planta y además, la instalación dura solo un breve período de tiempo ocasionando un impacto ambiental mínimo en comparación a la operación.

Es necesario añadir una fuente de electricidad a los procesos que así lo requieran. Idealmente, se utiliza la matriz asociada al país en que está contextualizado el estudio. Sin embargo, GaBi cuenta con bases de datos solo de algunos países, sin contemplar Chile, impidiendo que los resultados sean coherentes con el contexto del estudio. Es por ello que se decidió usar los procesos y flujos de aquel país que tenga la matriz energética más similar a Chile. La matriz del SIC, red presente en la Región de Los Lagos, está compuesta por aproximadamente un 56% de energía de origen fósil y un 38% de energía hidroeléctrica[1]. Dentro del listado de países incluidos en la base de datos de GaBi, aquel que posee la matriz energética más similar a Chile es Rumania, que posee un 56% de energía fósil y un 29% de energía hidroeléctrica[59]. Por ende, se decidió utilizar información de ese país para todos los procesos que consuman energía eléctrica.

5.6 Supuestos generales

Para modelar los distintos procesos se realizaron algunos supuestos y se tuvo que tomar algunas decisiones para acotar el estudio. Esto fue necesario, ya que la mayoría de los procesos poseen diversas alternativas de equipos a utilizar o parámetros que determinan la composición de los productos. Tales decisiones y supuestos están basados principalmente en escoger aquellas alternativas más convencionales o económicas de modo que sean aplicables en Chile.

El software utilizado contiene algunas operaciones unitarias, materias primas y productos predefinidos, aunque no están todos los requeridos para los procesos a estudiar. Es por esto que se debieron crear algunas operaciones y flujos de material para describir apropiadamente cada alternativa tecnológica.

El inconveniente de crear nuevos elementos, es que el detalle de los componentes incluidos es bastante menor al de los procesos y flujos predeterminados en GaBi, ya que solo se considerarán los que influyan en mayor medida al proceso. Esto afecta en que el impacto de aquellas etapas y flujos creados, serán subestimados en comparación con aquellos ya existentes. En consecuencia, los resultados deberán considerar un margen de error, sobretodo en aquellos procesos que posean mayor número de objetos creados.

En GaBi no se tiene la base de datos de las salidas específicas de cada operación, como por ejemplo no posee el objeto “gases de combustión de virutas”, por lo cual es necesario especificar cada componente de tal efluente y luego conectar los compuestos específicos a la operación correspondiente. Esto último se debe a que el programa no permite identificar si los compuestos corresponden a una única corriente o varias. Por ejemplo: la salida de la combustión de virutas es una mezcla de gases de combustión, que luego ingresa a un equipo de separación, el cual posee dos salidas, un efluente de gases de combustión (CO_2 , CO , NO_x , etc.) y una corriente de cenizas. En cambio para el modelo, en la salida de la cámara de combustión se tendrá salidas de CH_4 , N_2O , CO , VOC , NO_x , SO_2 , H_2O , CO_2 y cenizas; las cuales ingresan posteriormente a un equipo de separación, que tendrá las mismas salidas que la combustión.

Para modelar la generación de energía eléctrica con combustibles sólidos y líquidos (carbón, pellets, virutas y bio oil) se considerará un ciclo de Rankine, compuesto por una caldera, una turbina, un condensador y una bomba. Para poder modelar en GaBi, todos estos equipos se encontrarán condensados en un único proceso, donde las entradas son el combustible, aire, electricidad asociada al consumo de la bomba y compresor y agua fría utilizada el condensador. Las salidas son electricidad y gases de combustión, los cuales dependen de cada combustible en específico.

El modelamiento de generación de energía eléctrica con combustibles gaseosos, que en este caso aplica al syngas, considerará que ocurre en un ciclo de Brayton, compuesto por un compresor, un quemador y una turbina. Para efectos del programa, todas las etapas estarán incluidas en un único proceso, cuyas entradas son syngas, proveniente del proceso de gasificación o de la limpieza de gases en el caso de la pirólisis, aire y electricidad asociados al consumo del compresor. Las salidas son electricidad y gases de combustión.

El proceso de generación de energía posee como salida gases de combustión, los cuales serán específicos para el combustible utilizado y la alternativa tecnológica que se está considerando. Para determinar la composición de esta salida, se utilizó información de bibliografía, se tomaron diversos supuestos y se realizaron balances de masa. Los supuestos generales para estimar las emisiones se aprecian en Anexo C.

No se ha considerado factor de planta, ya que se está modelando el proceso en modo continuo y no se están contemplando fallas en los equipos, de modo que no habría períodos en que la planta esté inoperativa. Además, como este supuesto aplica a todas las tecnologías no afectaría la comparación técnica ni económica.

5.6.1 Masa de cenizas

Es necesario determinar el flujo másico de cada salida del proceso, para ello se tomó en consideración el porcentaje másico de ceniza presente en los chips de madera y pellets de madera, comprendido entre [0,2-2 %][2]. Para efectos de este estudio, se considerará que las virutas poseen el valor promedio, 1,1%. Por simplicidad se considerará que la masa de cenizas se quedarán en la fase gaseosa de cada proceso productivo, por lo tanto se deberá descontar la masa de algunos productos o gases de combustión. Además, se supondrá que las etapas de separación poseen una

eficiencia de 100%, para no contemplar cambios en los balances de masa y energía global y tampoco fallas en los equipos.

5.7 Base de datos de combustión directa

Para determinar la cantidad de aire que ingresa a la caldera se supuso un comportamiento similar al de los chips de madera, aunque como las virutas poseen un menor tamaño de partícula que estos, se consideró el valor mínimo de exceso de aire requerido para una combustión completa correspondiente a 40%[60]. Además, se utilizó el requerimiento estequiométrico de aire para biomasa (en general) correspondiente a 4,58 [kg] por cada [kg] de biomasa[61].

La combustión de virutas permite generar una conversión a electricidad entre un 25 y un 30%[62]. Se supondrá el valor promedio para los cálculos 27,5%. Tal valor es un dato de conversión directamente a electricidad, por lo que no se considerará por separado la eficiencia de la combustión y la eficiencia de la turbina. Para efectos del cálculo del agua requerida para la generación se determina la eficiencia de la combustión, al dividir la eficiencia total por la eficiencia de la turbina, lo que otorga un valor de 30%.

Considerando los supuestos generales explicados anteriormente, se determinaron las emisiones asociadas a la combustión de virutas para incluir en la base de datos, el detalle se puede apreciar en Anexo D.

Con todos los datos determinados previamente se construye el modelo en GaBi para el proceso de combustión directa de virutas, mostrado en la Figura 7.

Ciclo de vida de combustión directa

Diagrama proceso GaBi: Mass [kg]
Se muestran los nombres de los procesos básicos.

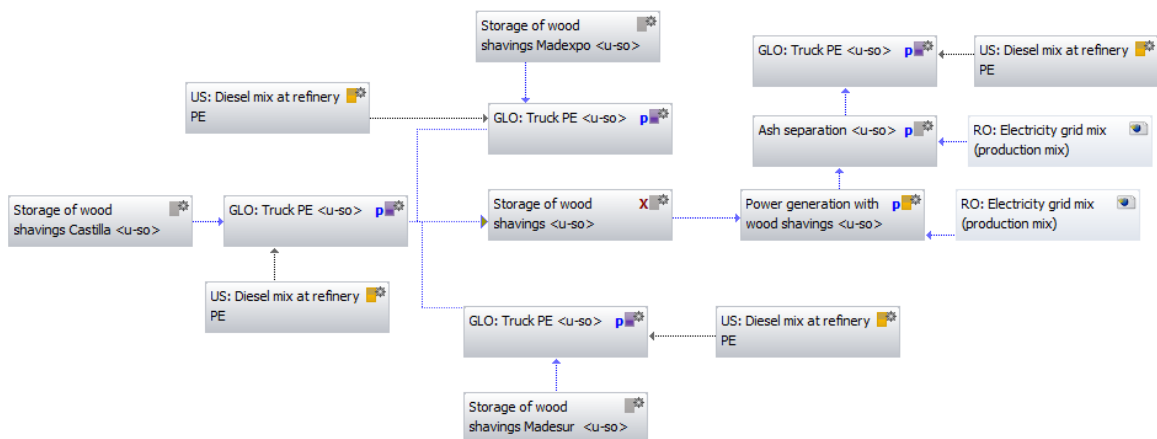


Figura 7: Modelo de proceso productivo de combustión directa en GaBi

5.8 Base de datos de pelletización

Para determinar el flujo de aire que ingresa a la caldera a pellets se utilizó el requerimiento estequiométrico de aire para biomasa (en general) correspondiente a 4,58 [kg] por cada [kg] de biomasa[61] y el valor promedio de exceso de aire necesario para una combustión completa de pellets correspondiente a 25%[60].

La eficiencia de combustión de los pellets, varía entre 69% y 75%[63] dependiendo del tipo de pellet y la carga utilizada, por lo cual se utilizará su valor promedio 72% para efectos del modelo.

La base de datos de GaBi cuenta con dos tipos de pellets, uno con 5,8% de humedad y otro con 0%. Como el pellet producido posee una humedad de 9,1%, se considerará para el modelo que el pellet fabricado tendrá un 5.8% de humedad, ya que supone un caso más cercano a la realidad a que el producto con 0%. A raíz de esto, se considerará que el 5,8% de la masa del pellet corresponde a agua, la cual se libera junto con los gases de combustión en la caldera. En la base de datos de GaBi, se encuentra el poder calorífico específico de este tipo de pellets, siendo 20,3 [MJ/kg][41]

Para modelar en GaBi la operación de molienda, se considerará que ingresan y salen virutas (*Wood shavings*) del equipos, dado que no se puede identificar el tamaño de las partículas en el programa. Se contemplará además, un ingreso de electricidad asociado al consumo energético del molino de martillos [49].

Considerando los supuestos generales explicados anteriormente, se determinaron las emisiones asociadas a la combustión de pellets para incluir en la base de datos, el detalle se puede apreciar en Anexo E.

Con todos los datos determinados previamente se construye el modelo en GaBi para el proceso de pelletización, mostrado en la Figura 8.

Ciclo de vida de pelletización
Diagrama proceso GaBi: Masti [kg]
Se muestran los nombres de los procesos básicos.

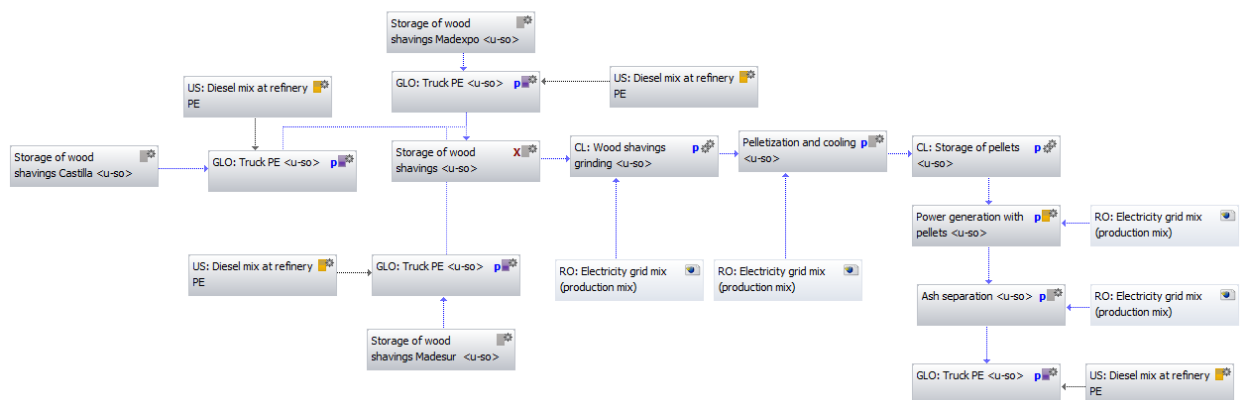


Figura 8: Modelo de proceso productivo de pelletización en GaBi

5.9 Base de datos de pirolisis

Para modelar la pirolisis, se consideró el rendimiento de los productos de acuerdo a un proceso de pirolisis lenta, lo que implica en la salida se tiene 30% de bio-oil, 35% carbón y 35% syngas.[56]

Para efectos del modelo en GaBi, los equipos de filtración y enfriamiento de gases están resumidos en un único proceso, cuyas entradas son la corriente gaseosa proveniente de la cámara de pirolisis y electricidad requerida por los equipos y las salidas son cenizas, biooil y gas de síntesis.

Para incluir el biooil en la base datos, se utilizó su poder calorífico, 15,5 [MJ/kg], siendo éste el promedio de sus valores mínimo y máximo[50]. Este combustible posee menos de un 0.02% de cenizas[53], por lo cual se supondrá que luego de su combustión no se emitirá tal residuo.

Se tomará como supuesto que la pirolisis genera syngas y no gas producto, a modo de simplificación, ya que el primer producto no se encuentra en la base de datos de GaBi y que además, luego de determinados procesos de limpieza, el gas producto se transforma en syngas.[50]

Dado que el 5,48% de la energía total generada en este proceso productivo se utiliza en dar inicio la pirolisis[56], se supondrá que en tal etapa hay un consumo de electricidad correspondiente al 5,48% del total de energía eléctrica producida.

Para modelar el proceso de generación de energía eléctrica con syngas, se considerará el poder calorífico inferior de este combustible disponible en la base de datos de GaBi 17,5 [MJ/kg].[41]

5.9.1 Modelamiento de generación de energía eléctrica para cada producto

Para modelar la generación de electricidad con cada uno de los productos se tomaron diversos supuestos.

5.9.1.1 Syngas

En primer lugar, el requerimiento de aire para la combustión de syngas es de 1,58 [kg] por [kg] de combustible[64]. Además, se tomará como supuesto el exceso requerido para el gas natural, correspondiente en promedio a 7%.[65]

El uso de syngas producido por pirolisis permite generar una conversión a electricidad entre un 35 y 40%[62]. Se supondrá el valor mínimo, dado que no se considerará el uso de un ciclo combinado, por lo tanto la eficiencia es menor.

Para crear el inventario de emisiones de la generación de energía, se utilizaron los datos de la combustión de syngas producido por gasificación de pellets de aserrín[64] y luego se realizó el balance de masa global del proceso, para poder completar con las emisiones no declaradas en el estudio utilizado.

Por otro lado, requerimiento eléctrico del compresor varía entre 40 y 80% de la potencia de salida de la turbina, se considerará el valor promedio correspondiente a 60%[66], que será una entrada de tal etapa.

Se considerará que luego de la pirolisis, la masa total de cenizas (1,1% de la masa de las virutas) pasa a formar parte de la corriente gaseosa. Luego a la masa producida de syngas producido, 35% de la biomasa original, se resta la masa correspondiente a cenizas.

5.9.1.2 Carbón

El aire estequiométrico requerido para charcoal se de 8,4 [m³/kg][67] .Se tomará como supuesto el exceso de aire requerido por coal stoker, correspondiente en promedio a 25% [65]. Además, se considerará una eficiencia de combustión del carbón de un 30% [68] . Por otro lado, como fue explicado anteriormente, la combustión de carbón no tendría emisiones de cenizas.

Para crear el inventario de emisiones de carbón se utilizó bibliografía respecto a las emisiones asociadas a la combustión estacionario de charcoal en industrias de energía.[69]

5.9.1.3 Bio-oil

Para determinar la cantidad de aire que ingresa a la caldera a bio-oil se utilizó el requerimiento estequiométrico de aire para bio-oil, siendo este 7 [kg] por cada [kg] de combustible[70] Se tomará como supuesto el exceso de aire requerido por fuel oil N°2 y N°6, que en promedio es un 15%.[65]

La eficiencia térmica de la generación de energía eléctrica con biooil alcanza hasta un 44,9%.[71]

Las emisiones de bio-oil, se tomaron de un estudio del análisis de ciclo de vida de la pirólisis[72].

Adicionalmente, se supondrá que el agua presente en la biomasa de origen permanece en su totalidad en el bio-oil, por lo tanto, en la salida de la combustión de bio-oil habría vapor de agua correspondiente al 9,1% de la masa original de virutas (Ver Anexo B).

Para modelar la condensación, se consideró el uso de un *wet scrubber* de tipo *spray-chamber*.

Considerando los supuestos generales explicados anteriormente, se determinaron las emisiones asociadas a la combustión de syngas, carbón y bio-oil para incluir en la base de datos, el detalle se puede apreciar en Anexo F.

Con todos los datos determinados previamente se construye el modelo en GaBi para el proceso de combustión directa de virutas, mostrado en la Figura 9.

Ciclo de vida de pirólisis de virutas
 Diagrama proceso GaBi: Mass [kg]
 Se muestran los nombres de los procesos básicos.

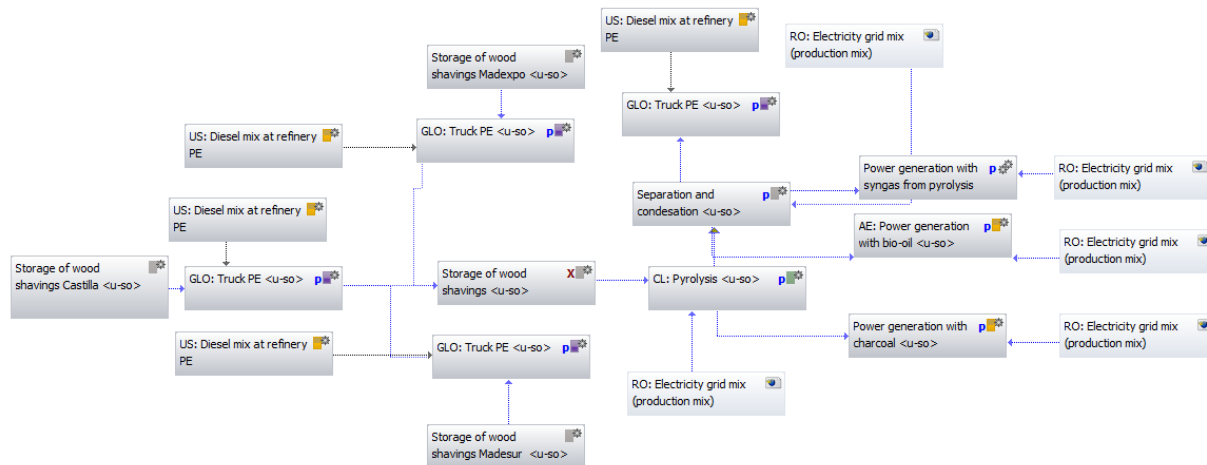


Figura 9: Modelo de proceso productivo de pirólisis en GaBi

5.10 Base de datos de gasificación

Para una gasificación con vapor, el rendimiento de cada producto es 40% de H₂, 35% de CO, 8% de CH₄, 25% de CO₂ y 2% de N₂. [52] GaBi posee en su base de datos gas de síntesis en proporciones CO:H de 1:1 y 1:3, y dado que la proporción más cercana a los resultados para gasificación con vapor es 1:1 se trabajó con este producto y para efectos de la generación de energía eléctrica se considerará el poder calorífico inferior de este combustible disponible en el tal base de datos, 17,5 [MJ/kg] [41].

El uso de syngas producido por gasificación permite generar una conversión a electricidad entre un 35 y 40%[62]. Se supondrá el valor mínimo, dado que no se considerará el uso de un ciclo combinado, por lo tanto la eficiencia es menor. Tal dato es de conversión directamente a electricidad, por lo que no se considerará por separado la eficiencia de la combustión y la eficiencia de la turbina.

El requerimiento eléctrico del compresor varía entre 40 y 80% de la potencia de salida de la turbina, por lo que se añade una entrada de electricidad al proceso de generación con el valor promedio, 60%. [66]

El rango de fracción vapor/biomasa que permite reducir la producción de alquitranes está en el rango [0,5-2,5][53], por lo cual se considerará el valor promedio 1,5 para el modelo, correspondiente a un ingreso de 40.500 [kg] al reactor de gasificación.

El requerimiento de aire para la combustión de syngas es de 1,58 [kg] por [kg] de combustible[64]. Además, se tomará como supuesto el exceso requerido para el gas natural, correspondiente en promedio a 7%. [65]

Para las emisiones debido a la combustión de syngas se utilizaron los datos de la combustión de syngas producido por gasificación de pellets de aserrín [64]. Esta corriente no tendría salida de cenizas, ya que el syngas fue previamente limpiado como se explicó anteriormente.

Considerando los supuestos generales explicados anteriormente, se determinaron las emisiones asociadas a la combustión de syngas para incluir en la base de datos, el detalle se puede apreciar en Anexo G.

Con todos los datos determinados previamente se construye el modelo en GaBi para el proceso de combustión directa de virutas, mostrado en la Figura 10.

Ciclo de vida de gasificación de virutas

Diagrama proceso GaBi: Mass [kg]
Se muestran los nombres de los procesos básicos.

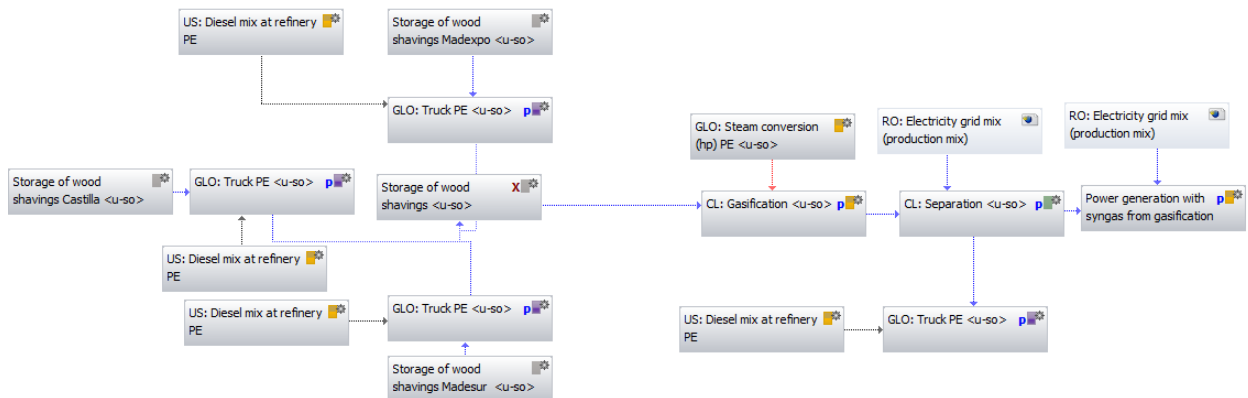


Figura 10: Modelo de proceso productivo de gasificación en GaBi

6. Análisis técnico

6.1 Análisis energético

Como se mencionó previamente, para los combustibles gaseosos se utilizará un ciclo de Brayton y para los combustibles sólidos y líquidos ciclo de Rankine.

En la Tabla 14 se aprecia un resumen de la potencia generada con cada alternativa tecnológica para un flujo de 27 [ton/mes] de virutas, basada en los cálculos y supuestos explicados en Anexo H.

Tabla 14: Potencia generada con cada tecnología

Tecnología	Potencia generada [kW]
Combustión directa	53
Pelletización	168
Pirólisis	73
Gasificación	53

Se puede apreciar que mediante la pelletización de los residuos se genera mayor potencia, lo cual se debe a que el producto que es combustionado tiene un mayor poder calorífico en comparación a los otros del listado.

Con estos resultados, surge la necesidad de conocer el consumo de los equipos de cada tecnología, para determinar cuál es la mejor alternativa técnicamente hablando. Se determinó la potencia consumida por las bombas del sistema de generación y de cada uno de los equipos del proceso productivo de cada alternativa.

Para el cálculo de la potencia de las bombas se utilizó el flujo de agua requerido por el ciclo de Rankine, determinados en Anexo I, y se tomaron supuestos respecto a la geometría para el balance de energía. Tales supuestos fueron escogidos sin ningún criterio específico, mas debían ser exactamente los mismos para todas las tecnologías. Las consideraciones alejan la potencia consumida de su valor real para cada tecnología. Sin embargo, es la mejor aproximación que se puede hacer, dado que no se han dimensionado los equipos, ni se ha terminado su disposición o el *piping* de la planta, puesto que no forma parte del objetivo de este trabajo.

Considerando todos los consumos asociados al proceso productivo de cada alternativa se puede determinar la potencia real generada por cada tecnología tecnológica para un flujo de 27 [ton/mes] de virutas. Un resumen de los valores más importantes se aprecia en la Tabla 15 :

Tabla 15: Resumen de potencia generada y consumida por cada alternativa

	Potencia generada [kW]	Total consumo [kW]	Potencia neta generada [kW]
Combustión directa	5,33E+01	8,62E-01	5,24E+01
Pelletización	1,68E+02	3,47E+00	1,64E+02
Pirólisis	7,35E+01	5,03E+00	6,85E+01
Gasificación	5,31E+01	2,99E-01	5,28E+01

6.2 Análisis de Ciclo de Vida

6.2.1 Uso de software GaBi

Inicialmente, se deben crear proyectos asociados al estudio de cada una de las alternativas, luego se crean los procesos productivos.

En la mayoría de los casos, el software no contaba con una etapa u operación, por lo cual se debieron confeccionar en base a la información proveniente de la base de datos elaborada. Para crear una operación se deben explicitar las entradas, salidas y parámetros requeridos por la etapa específica.

Es posible que no existan en la base de datos ciertos flujos de los compuestos específicos del proceso, por lo cual se deben crear nuevos elementos. Para ello, se define el compuesto en base a algún dato conocido sobre este. Por ejemplo, se puede utilizar su poder calorífico, ya que exhibe una relación entre la energía contenida en un compuesto y su masa.

Luego de confeccionado el proceso productivo, se deben enlazar las operaciones y verificar que los balances de masa tengan sentido. Finalmente, se utiliza una función de GaBi que permite determinar los distintos impactos del ciclo de vida del proceso estudiado. Para este estudio se extrajeron los datos a una herramienta de cálculo para poder trabajar con ellos y confeccionar gráficos.

6.2.2 Análisis de ciclo de vida en Escenarios 1 y 2

Tal como se mencionó anteriormente, se evaluará el impacto ambiental de cada tecnología de acuerdo al Potencial de Calentamiento Global. A continuación, se muestran gráficos comparativos de las distintas alternativas en base a tal indicador.

Gráfico 1: Comparación de las alternativas tecnológicas de acuerdo a su Potencial de Calentamiento Global en Escenario 1

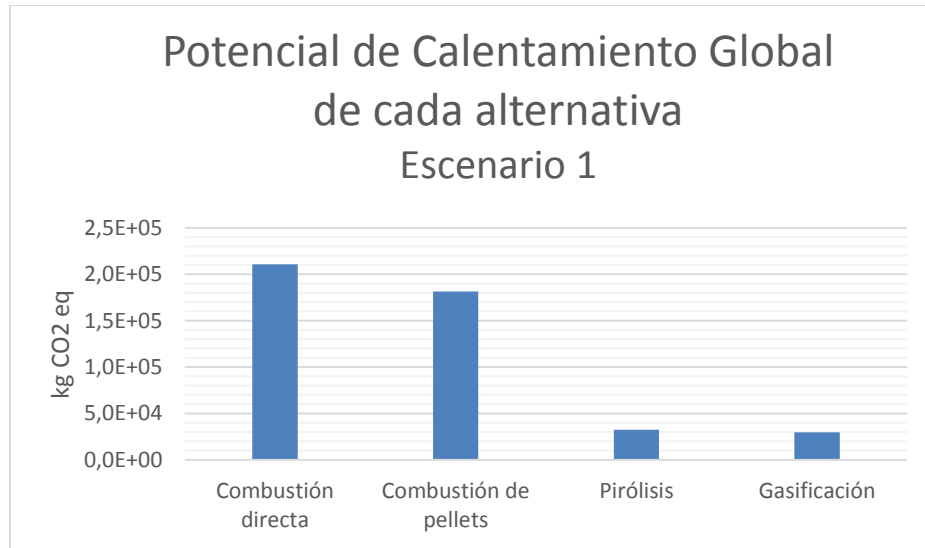
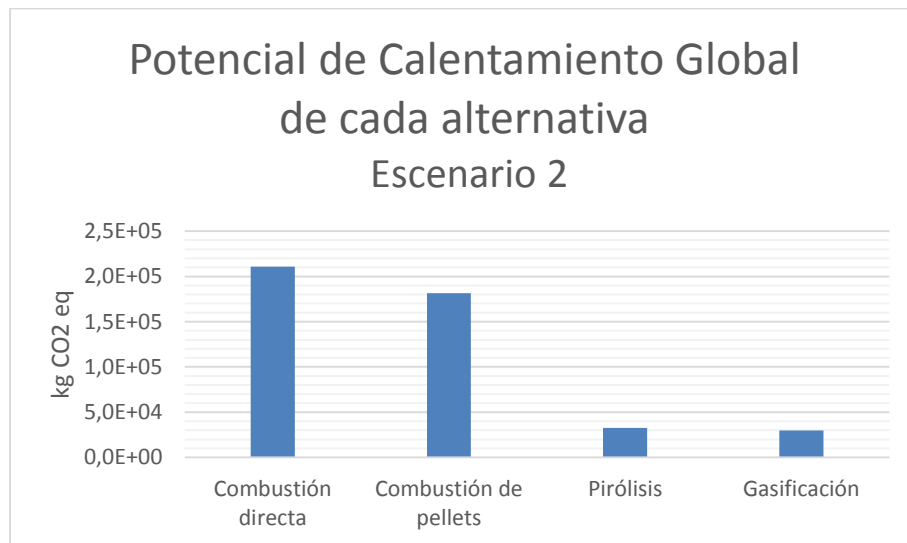


Gráfico 2: Comparación de las alternativas tecnológicas de acuerdo a su Potencial de Calentamiento Global en Escenario 2



De acuerdo con los resultados de Potencial de Calentamiento Global, la tecnología más intensiva en emisiones de CO₂ equivalente es la combustión directa, seguida por la pelletización, la pirolisis de virutas y la gasificación de virutas.

En ambos escenarios, se puede apreciar que la alternativa más atractiva desde un punto de vista ambiental es la gasificación, seguida por la pirolisis. Debido a que las emisiones para estas dos tecnologías son similares, aproximadamente 32.700 [kg CO₂eq] para la pirolisis y 29.600 [kg CO₂eq] para la gasificación, se considerará que ambas son igualmente atractivas ambientalmente. Por lo tanto, para escoger la alternativa más atractiva, luego del análisis económico, se considerará aquella que presente menores gastos entre estas dos tecnologías.

Cabe destacar, que la base datos para modelar la generación con pirolisis y gasificación no es tan detallada como la de los dos primeros, de modo que se debieron tomar mayor cantidad de supuestos para realizar un correcto balance de masa, pudiendo no ser ajustados a la realidad del proceso. Por otro lado, la combustión directa y pelletización no incluían en su base de datos emisiones de CO₂, por lo cual debieron ser estimadas como la masa restante para cumplir el balance. Se obtuvo flujos de CO₂ equivalente de un orden de magnitud mayor que los de pirolisis y gasificación, pero como son procesos combustión directa, tiene sentido que la mayoría de la masa sea CO₂. Aun así, hay que tener precaución, dado que el supuesto puede estar sobreestimando las emisiones, alejando el resultado de la realidad.

Es importante recalcar que para todas las alternativas tecnológicas, se tuvo que construir completo el proceso productivo, ya que las etapas necesarias para modelarlas no estaban incluidas en la base de datos de GaBi. Para ello se recurrió a diversas fuentes bibliográficas, por ende los resultados obtenidos están sujetos a los supuestos o experimentos de los autores y los considerados en este trabajo. Pese a ello, como es una situación común a todos los procesos, la comparación se considera válida, dado que tendrían aproximadamente el mismo error.

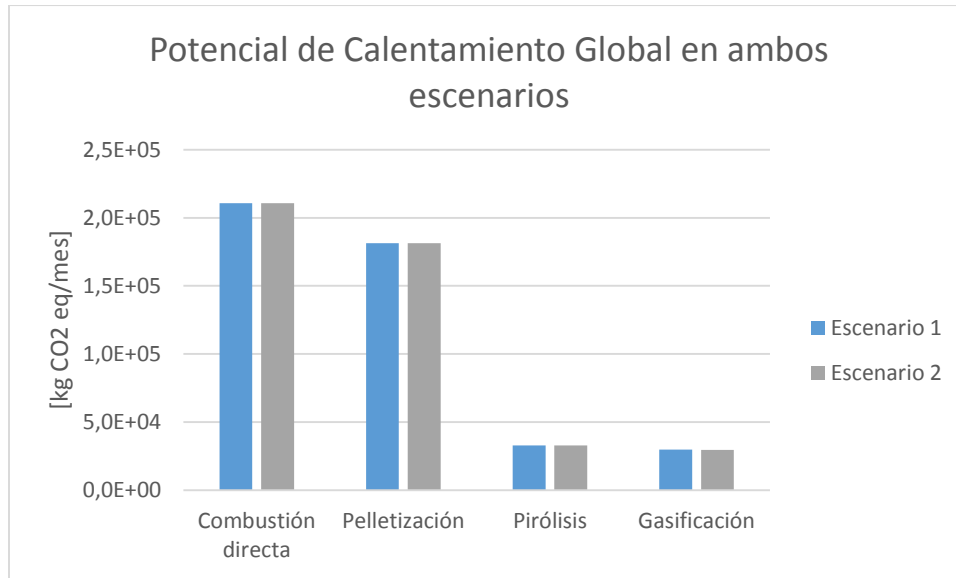
Tal como se mencionó previamente, el único combustible que no estaba incluido en la base de datos de GaBi es el bio-oil, por lo cual fue creado en base a su capacidad calorífica. Esto podría implicar que la etapa de generación con este combustible no sea tan intensiva en detalles en comparación a otros procesos.

Debido a que GaBi no contaba con información en su base datos respecto a procesos en Chile, se utilizó información de países con matriz energética y mezcla de diésel similar a la local. Esto puede proporcionar un desajuste con la realidad chilena o de la Región, sin embargo la comparación realizada es válida, ya que para todas las alternativas se utilizó dicha información.

6.2.3 Comparación escenarios

Se desea evaluar la pertinencia de instalar una planta de aprovechamiento para cada aserradero o una única planta, para ello se realizó una comparación de los escenarios a través del Potencial de Calentamiento Global de cada uno. En el Gráfico 3 se muestra este indicador para cada alternativa en ambos escenarios.

Gráfico 3: Comparación de las alternativas tecnológicas de acuerdo a su Potencial de Calentamiento Global en ambos escenarios



Del Gráfico 3 se deduce que no existen diferencias notables en las emisiones de CO₂ equivalente entre ambos escenarios. Sin embargo, es de esperarse que en el Escenario 2 haya menores emisiones, debido a que al contar con una planta para cada empresa, las distancias recorridas para transportar las virutas son menores. Es por ello que se estudian los valores exactos de Potencial de Calentamiento Global de cada Escenario, presentados en la Tabla 16.

Tabla 16: Potencial de Calentamiento Global para cada alternativa en ambos escenarios

Tecnología	PCG Escenario 1 [kg CO ₂ eq]	PCG Escenario 2 [kg CO ₂ eq]	ΔPCG [kg CO ₂ eq]	Disminución Porcentual
Combustión directa	210.682	210.677	5,10	0,002%
Pelletización	181.424	181.417	6,15	0,003%
Pirólisis	32.701	32.696	5,27	0,016%
Gasificación	29.635	29.630	5,11	0,017%

De la Tabla 16 se verifica que en el Escenario 1 todas las tecnologías presentan un mayor Potencial de Calentamiento Global en comparación al Escenario 2. Sin embargo, como la diferencia porcentual entre ambos escenarios es muy baja para cada alternativa, se puede escoger tanto la instalación de una planta o de tres, si solo se considera el impacto ambiental asociado. Por otro lado, como en el Escenario 2 se requiere mayor inversión debido a la construcción de tres plantas distintas, esta opción es menos atractiva, de modo que en adelante no se evaluará el Escenario 2 en mayor detalle.

6.2.4 Puntos críticos de las alternativas tecnológicas

Un concepto importante para el análisis son los puntos críticos, correspondientes a aquellas etapas donde se concentran más del 10% de la suma total de CO₂ equivalente para un proceso productivo. En las Tabla 17, Tabla 18, Tabla 19 y Tabla 20 se muestra la masa de CO₂ equivalente emitido por cada factor influyente en el proceso, para el Escenario 1:

Tabla 17: Potencial de Calentamiento Global de combustión directa

Combustión directa Esc. 1	Generación	Electricidad	Transporte	Diesel	Total
[kg CO ₂ eq]	1,98E+05	4,22E+02	5,54E+01	1,23E+04	2,11E+05
%	93,92	0,20	0,03	5,85	100,00

Tabla 18: Potencial de Calentamiento Global de pelletización

Pelletización Esc. 1	Generación	Electricidad	Transporte	Diesel	Total
[kg CO ₂ eq]	1,80E+05	1,68E+03	5,54E+01	1,02E+01	1,81E+05
%	99,04	0,93	0,03	0,01	100,00

Tabla 19: Potencial de Calentamiento Global de pirólisis

Pirólisis Esc. 1	Generación	Electricidad	Transporte	Diesel	Total
[kg CO ₂ eq]	3,26E+04	4,14E+01	5,54E+01	9,99E-01	3,27E+04
%	99,62	0,13	0,17	0,00	100,00

Tabla 20: Potencial de Calentamiento Global de gasificación

Gasificación Esc. 1	Generación	Electricidad	Transporte	Diesel	Total
[kg CO ₂ eq]	2.46E+04	4.92E+03	5.54E+01	1.02E+01	2.96E+04
%	83.16	16.62	0.19	0.03	100.00

De las tablas se deduce que en todas las tecnologías, la generación de energía eléctrica es el punto crítico del ciclo de vida, dado que en esta ocurre una combustión, proceso intensivo en emisiones de CO₂ equivalente, independiente del combustible específico utilizado. Se puede apreciar que, durante la generación, se emite entre el 83,2% y un 99,6% del CO₂ equivalente del proceso. Por lo tanto, si se desean ejecutar mejoras ambientales, la mitigación debe estar enfocada en estas etapas. Como por ejemplo, utilizando tecnologías de captura de CO₂ o acoplar al proceso convertidores catalíticos para reducir las emisiones de compuestos nitrogenados.

Las tablas de Potencial de Calentamiento Global para el Escenario 2, ubicadas en Anexo J, permiten llegar a la misma conclusión que en el Escenario 1. Lo cual se debe a que solo varían la masa emitida debido al transporte y el uso de diésel, siendo un porcentaje bajo con respecto a las emisiones de

la generación de energía eléctrica. Por ende, en el Escenario 2 la alternativa más atractiva desde el punto de vista ambiental es también la gasificación.

6.2.3 Análisis de sensibilidad

6.2.3.1 Variación de distancias

Se desea estudiar la distancia máxima posible entre la empresa generadora de residuos y la planta de aprovechamiento energético, de modo que sea conveniente desde el punto de vista ambiental. Para esto, se consideró que la distancia pasa a ser un factor crítico cuando la suma entre las emisiones asociadas al uso de diésel y transporte es mayor al 10% de las emisiones totales. Se estableció este porcentaje considerando la definición de puntos débiles dada por el software GaBi[73].

Para evaluar la distancia máxima, se crearon dos escenarios, donde se variaba la distancia de Maderas Castilla a la planta. En el caso original se usaba 12 [km] y para el caso crítico se fue variando la distancia hasta encontrar aquella distancia que ocasione que las emisiones por diésel y transporte alcancen un 10% de las emisiones totales. Se consideró esa distancia para evaluar, dado que al ser Castilla la empresa más lejana proporciona el mayor impacto ambiental debido al transporte.

Se hizo el estudio para pelletización, a modo ejemplo, considerando el caso base de 12 [km]. En la Figura 11, se aprecian en azul los porcentajes de contribución al Potencial de Calentamiento Global de cada etapa del proceso. Se observa que la generación de energía contribuye al flujo total con un 99% de las emisiones de todo el proceso.

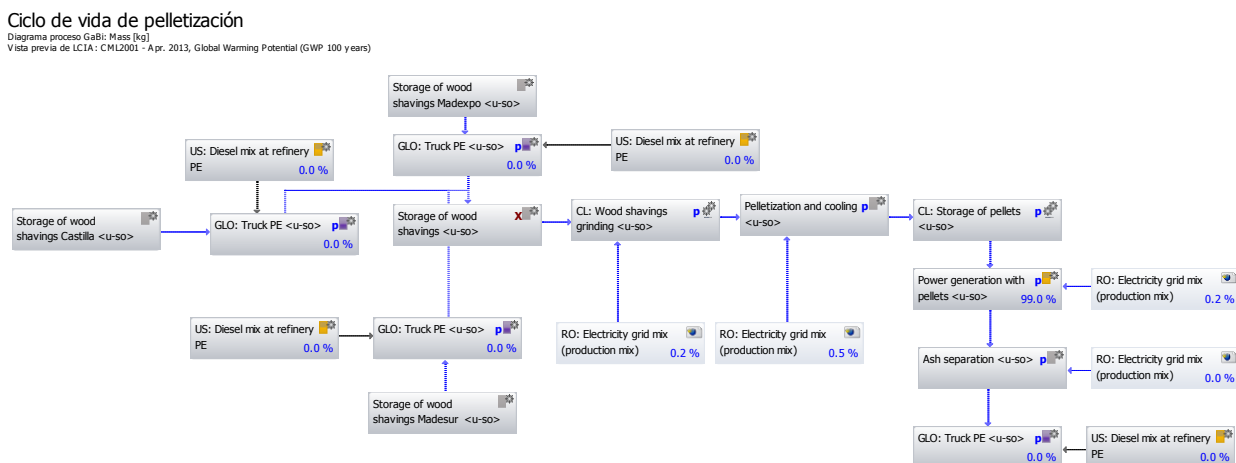


Figura 11: Ciclo de vida de pelletización con los porcentajes de contribución al Potencial de Calentamiento Global

Se construyeron nuevos escenarios modificando la distancia de Castilla. El último valor considerado para la evaluación fue 3.000 [km], dado que más allá de este valor el estudio no tiene sentido en Chile. Tal distancia máxima se escogió considerando que la distancia desde Osorno a Arica es de 2.685 [km] y de Osorno a Puerto Williams 2.962[km], luego si la distancia es mayor a 3.000 [km], el lugar no estarían dentro Chile. En la Figura 12 se aprecia el proceso para una distancia de 3.000 [km].

Ciclo de vida de pelletización

Diagrama proceso GaBi: Mass [kg]
Vista previa de LCIA: CML2001 - Apr. 2013, Global Warming Potential (GWP 100 years)

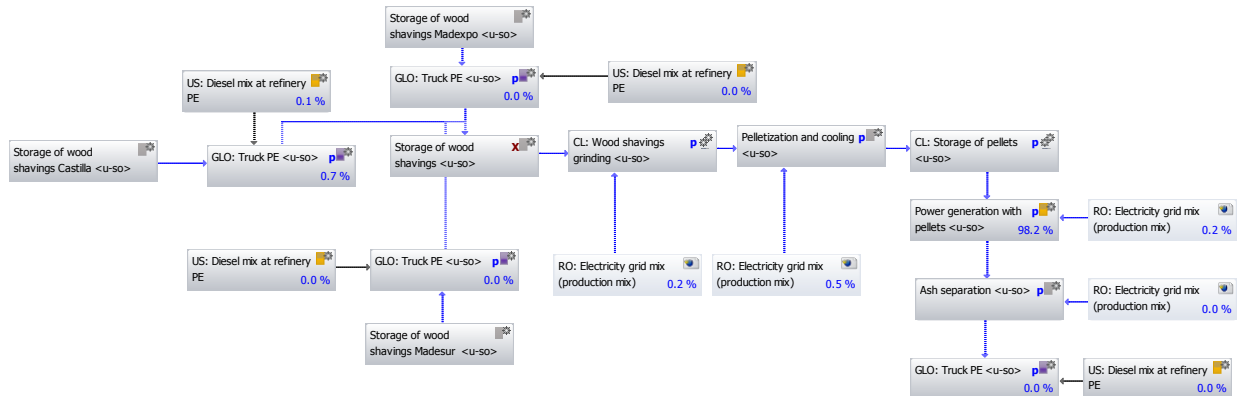


Figura 12: Ciclo de vida de pelletización con los porcentajes de contribución al Potencial de Calentamiento Global en caso crítico

De la figura se aprecia como aun en el caso más crítico, distancia de 3.000 [km], el transporte no afecta de manera considerable al Potencial de Calentamiento Global. La contribución de este aspecto es de un 0,8%, sin alcanzar a convertirse en un punto débil del proceso. Esto se debe a que la generación de electricidad es muy intensiva en emisiones de GEI, de modo que todos los otros procesos pasan a contribuir con flujos despreciables.

Finalmente, se concluye que no existe una distancia crítica ente la planta de aprovechamiento y la empresa aserradora, por lo tanto se podría crear una única planta que reciba todos residuos forestales de Chile.

Tal conclusión no formaba parte de los resultados esperados para este análisis, por lo que se decidió variar la masa a transportar, ya que en el caso anterior solo se trataba de 2 [ton/mes] y por lo tanto el gasto de diésel podría no ser considerable. Para el próximo análisis, se supuso que las 27 [ton/mes] de virutas provienen de una única planta.

Los diagramas de esta nueva situación, un único proveedor, se encuentran en Anexo K. Se consideró que las 27 [ton/mes] de virutas provienen de Castilla, ubicada a 12 [km] en el Escenario original y 3.000 [km] en el Escenario crítico. Se obtuvo que para el Escenario crítico, el transporte contribuye con un 10,2% de las emisiones de CO₂ equivalente, de modo que el transporte pasa a ser un punto débil del proceso. Para determinar la distancia crítica se comenzó a variar este parámetro en el programa hasta obtener que el transporte contribuya en un 9,5%. Luego, para un único proveedor, la distancia crítica sería de 2.750 [km]. Cabe mencionar que la distancia y la carga no son los únicos parámetros que influyen en el impacto del transporte, sino también el tipo de camino por el que circula el camión, la cantidad de azufre presente en el combustible, entre otros. Por ejemplo, solo al cambiar que el camino sea 100% rural respecto a la última situación, hace que el transporte contribuya con un 16,8%.

6.2.3.3 Inclusión de residuos de Castilla

Un análisis importante es evaluar la pertinencia de incluir o no el aserradero Maderas Castilla al estudio. Esto se debe a que surge la pregunta respecto a si vale la pena transportar los residuos a la planta de aprovechamiento ubicada a 12 [km], considerando que el flujo de este residuo es bajo con respecto al de las otras empresas.

Para el estudio se comparó el Potencial de Calentamiento Global considerando un flujo de 27 [ton/mes] de residuos, generadas entre Madexpo, Madesur y Castilla, y el mismo flujo pero generado entre las dos primeras empresa. Esta comparación se realizó para las cuatro alternativas tecnológicas, los resultados están resumidos en la Tabla 19:

Tabla 21: Emisiones de cada alternativa, en Escenario con Castilla y Escenario sin Castilla

Combustión	Escenario con Castilla [kg CO₂ eq]	Escenario sin Castilla [kg CO₂ eq]	Variación [%]
Emisiones totales	198.439	198.357	0,04
Emisiones por transporte	142	60	58,12
Pelletización	Escenario con Castilla	Escenario sin Castilla	Variación [%]
Emisiones totales	181.209	181.203	0,003
Emisiones por transporte	66	60	9,302
Pirólisis	Escenario con Castilla	Escenario sin Castilla	Variación [%]
Emisiones totales	32.701	32.695	0,02
Emisiones por transporte	56	50	10,81
Gasificación	Escenario con Castilla	Escenario sin Castilla	Variación [%]
Emisiones totales	29.635	29.629	0,02
Emisiones por transporte	66	60	9,30

Se puede apreciar que la combustión es la tecnología que presenta más variación porcentual en las emisiones totales y emisiones asociadas a transporte. Esto puede deberse a que como este proceso productivo posee menos etapas, el transporte influye en mayor medida a las emisiones de CO₂ equivalente. Luego, para este caso es más conveniente no incluir transporte desde Castilla, desde un punto de vista del impacto ambiental.

7. Análisis económico

7.1 Costos de inversión

El objetivo principal de realizar el análisis económico es poder comparar los distintos procesos de aprovechamiento energético, sin estar enfocado en obtener un estudio profundo para cada alternativa. Debido a tal consideración, es que no se incluirán en el análisis equipos comunes a todos los procesos como transformadores, líneas de transmisión, entre otros. Existirán otros equipos comunes como turbinas o compresores, pero como tratan distintos flujos o materiales tendrán distintos costos de inversión.

Para determinar los costos de inversión total de cada planta, se utilizó bibliografía con los porcentajes típicos de costos directos e indirectos para plantas multipropósito[74]. En primer lugar, se calculó el costo de los equipos principales de cada alternativa considerando la información obtenida de bibliografía y ajustando mediante la regla de los seis décimos [74], el detalle de estos cálculos se puede apreciar en Anexo L.

Se considerará que el terreno será prestado por los aserraderos en ambos escenarios, por lo tanto, no se incluirá en los costos. Cabe destacar que se tomaron los mismos supuestos para el ACV.

El costo total por equipos para cada tecnología y la inversión total se presentan en la Tabla 22.

Tabla 22: Costos de inversión total y de equipos para cada tecnología

Tecnología	Costo de equipos [Millones CLP]	Inversión total [Millones CLP]
Combustion directa	66	241
Pelletización	119	433
Pirólisis	136	494
Gasificación	183	665

Se puede notar que la tecnología que requiere mayor inversión es la gasificación, dado que la cámara de gasificación es bastante costosa, en comparación con los equipos utilizados en otros procesos, debido a que requiere condiciones de operación muy precisas.

La pelletización y pirolisis presentan un costo de inversión intermedio, asociado a que estas alternativas cuentan con muchos más equipos que las demás, puesto que el residuo original debe pasar por diversas operaciones para transformarse en un combustible aprovechable; en cambio la combustión directa posee un proceso productivo más sencillo.

Cabe destacar que estos valores no representan la inversión real de cada planta, debido a que no se añadieron equipos comunes a todas las tecnologías y además, al tratarse de un estudio de ingeniería conceptual podrían necesitarse otros equipos que no fueron contemplados debido al bajo nivel de detalle utilizado.

Haciendo una comparación respecto de las inversiones totales de cada tecnología, se concluye que aquella más atractiva, considerando solo el punto de vista económico, es la combustión directa.

7.2 Costos de operación

Para poder comparar las alternativas solo se consideraron los costos directos de producción, ya que otros gastos como cargos fijos, costos generales (salud, seguridad, recreación, etc.), gastos administrativos, de distribución, marketing e investigación y desarrollo [74], serían comunes para todas las tecnologías de aprovechamiento energético, de modo que no proporcionarían información adicional a la comparación.

Se utilizó el precio promedio del diésel específico de la ciudad de Osorno, siendo de \$433 [CLP/L][75]. Los litros de diésel consumido mensualmente para el transporte de las virutas y cenizas se obtuvo del mismo software[41], ya que calcula la masa de combustible requerida para transportar cierta masa por cierta distancia, obteniéndose un requerimiento de 20 [L/mes] y 19 [L/mes] para de diésel para el escenario 1 y 2 respectivamente. La pequeña diferencia en cuanto al combustible consumido, se debe a que la mayor distancia a recorrer por los camiones es la ruta hacia Cementos Melón, siendo de una distancia similar entre ambos escenarios, 114 y 116 [km] respectivamente, de modo que la variación de distancia entre la planta y el aserradero pasa a ser despreciable.

Se consideró además, gastos asociados al consumo específico de electricidad, agua de enfriamiento y vapor de cada tecnología. Para lo cual se utilizaron los cálculos de potencia consumida, flujo de agua para el ciclo de Rankine y flujo de vapor necesario para la gasificación, determinados previamente.

Se supuso que, para efectos de la mano de obra, todos los procesos productivos contarían con la misma cantidad de operadores y que además el proceso es continuo, en consecuencia, no se agregará la mano de obra a los costos de operación. Se determinó que el 2% de los costos de inversión de los equipos corresponden a gastos anuales por mantenimiento[51].

A modo de resumen, se presenta en la Tabla 23 los costos de operación de cada alternativa:

Tabla 23: Costos de operación mensual para cada tecnología

Tecnología	Costos de operación [Millones CLP/mes]
Combustion directa	1,81
Pelletización	2,25
Pirólisis	2,06
Gasificación	1,99

De la Tabla 23, se desprende que la alternativa más favorable desde el punto de vista económico, es la combustión directa, seguida por la gasificación. Esto se debe a la simplicidad de estos procesos de producción, en comparación con la pelletización y pirolisis, haciendo que se requiera menos materias primas o servicios para lograr el aprovechamiento energético. Por otro lado, la

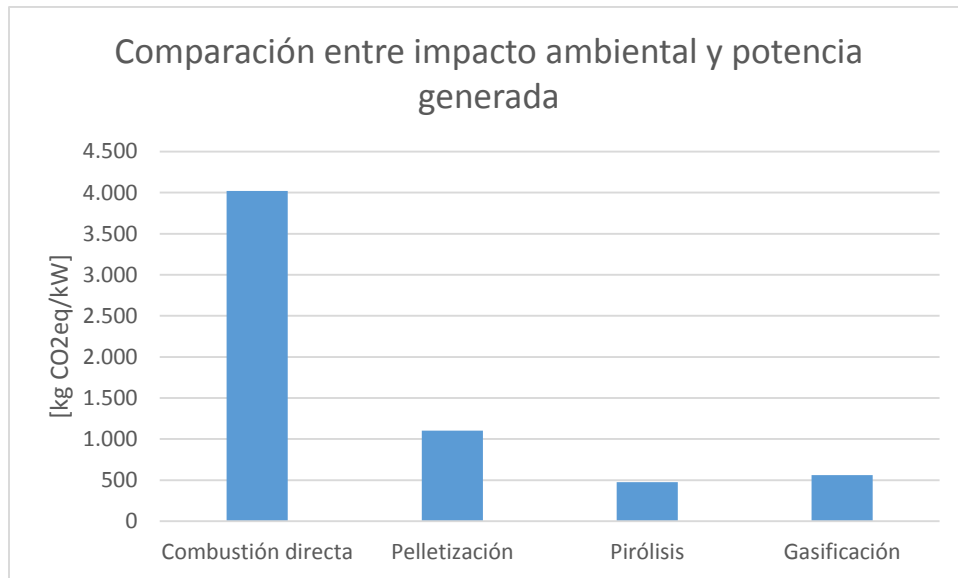
pelletización es aquella tecnología con mayores costos de operación, lo cual puede deberse a que las etapas del proceso son intensivas en consumo de energía eléctrica, encareciendo los costos de producción. El detalle de los cálculos se encuentra en Anexo M.

8. Análisis comparativo

Es necesario relacionar los distintos aspectos de evaluación de alternativas tecnológicas para poder compararlas entre sí y determinar cuál es la más atractiva. Idealmente se desea escoger aquella que posee alta generación de energía eléctrica y bajos impacto ambiental y costo económico.

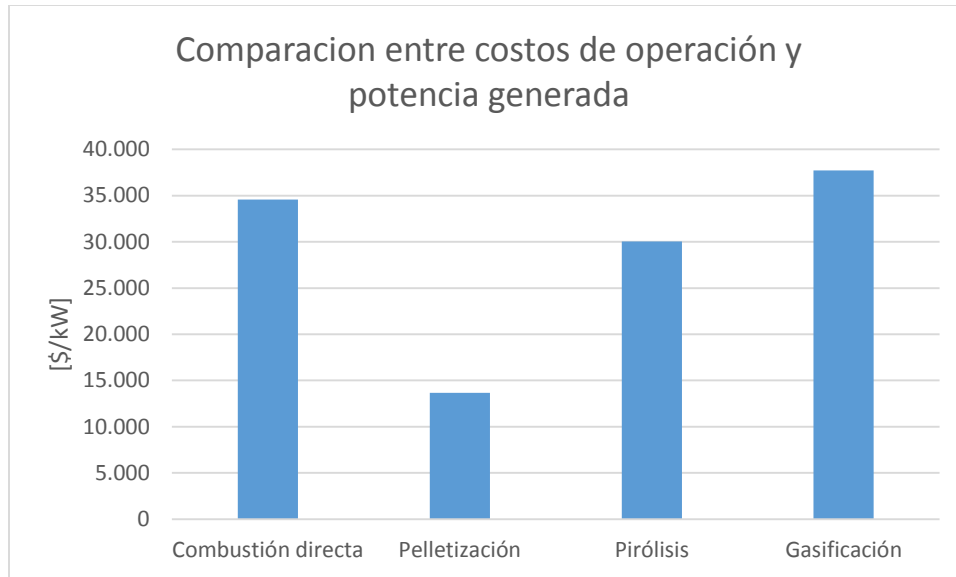
Para poder llevar a cabo tal relación establecieron indicadores de eficiencia ambiental y económica, determinados por el cociente entre el Potencial de Calentamiento Global y la potencia generada y el cociente entre los costos de operación y la potencia generada, respectivamente. Los resultados se presentan en Gráfico 4 y Gráfico 5.

Gráfico 4: Comparación impacto ambiental y potencia generada por cada alternativa



En el Gráfico 4 se puede apreciar que la combustión directa es la tecnología que más emisiones de CO₂ equivalente posee por kW de energía generada y que la alternativa más atractiva considerando su impacto ambiental es la pirólisis, dado que es aquella que genera menos emisiones por kW de electricidad. Se puede apreciar además, que la gasificación es también una alternativa interesante, debido a que posee bajo impacto ambiental por kW, en comparación a las otras tecnologías.

Gráfico 5: Comparación costos de operación y potencia generada por cada alternativa



Del Gráfico 5 se puede apreciar la gasificación es la alternativa más costosa por kW de electricidad y que la tecnología más atractiva desde el punto de vista económico es la combustión de pellets, ya que es la que presenta menores costos de operación por kW de electricidad generada. Éste resultado se debe a que la generación de energía mediante combustión de pellets es la que produce mayor potencia, de modo que los costos de operación por kW se aprecian menores en comparación con las otras alternativas.

Considerando los resultados de los indicadores anteriores, una alternativa interesante es la pirolisis, ya que es la que presenta el menor impacto ambiental por potencia y además, presenta el segundo costo de operación por potencia más bajo. Otra alternativa interesante es la pelletización, puesto que presenta los menores costos de operación por potencia generada y bajo impacto ambiental por kW de electricidad.

En el caso de la gasificación, pese a ser una alternativa atractiva desde el punto de vista ambiental, es desfavorable económicamente, por lo cual se descarta. Este resultado se debe en parte a que es una tecnología que no genera tanta potencia eléctrica en comparación a las otras estudiadas.

Las tablas con los resultados exactos para estos indicadores aparecen en Anexo N.

9. Conclusiones

El trabajo desarrollado buscaba identificar la tecnología más apropiada para el aprovechamiento energético de residuos forestales. Para poder hacer un análisis comparativo, se consideró para la unidad funcional las virtudes de madera provenientes de los principales aserraderos de la ciudad de Osorno, cuyo flujo estimado es de 27 [ton/mes]. Luego, considerando la disponibilidad y propiedades de este residuo, se determinó que las alternativas a evaluar eran combustión directa, pelletización, pirólisis y gasificación.

Es importante mencionar, que para poder elaborar el ciclo de vida de cada proceso hubo que recopilar información bibliográfica para elaborar la base de datos, sin embargo se recurrió a diversas fuentes bibliográficas, por ende los resultados obtenidos están sujetos a los supuestos o experimentos de los autores y los considerados en este trabajo.

Mediante la herramienta de Análisis de Ciclo de Vida, se determinó que la tecnología que genera el menor impacto ambiental, desde el punto de vista del Potencial de Calentamiento Global, es la gasificación. Además, se pudo determinar que el transporte es un parámetro de baja influencia al compararlo con el impacto asociado a la generación de energía eléctrica para todas las tecnologías, de modo que es más conveniente tener una planta única de aprovechamiento que varias pequeñas. Además, se concluyó que para la combustión directa es más conveniente no incluir los residuos de la planta más lejana, ya que en este caso, las emisiones generadas por transporte se vuelven significativas.

Del análisis energético se determinó, que la alternativa más interesante, considerando la potencia neta generada, es la pelletización.

Respecto a los resultados del análisis económico, se determinó que aquella alternativa que posee menores costos de inversión y operación es la combustión directa. En tanto, aquella que presenta mayores costos de inversión es la gasificación y la que posee mayores costos de operación es la pelletización.

Luego, considerando los resultados expuestos y las discusiones previas, se puede concluir que la alternativa de aprovechamiento energético más atractiva es la pirólisis, puesto que es la tecnología que presente menor impacto ambiental por potencia con 477 [kg CO₂ eq/kW] y un costo económico intermedio de 30.058 [CLP \$/kW].

Ahora bien, si lo que se decide priorizar es obtener es mayor aprovechamiento energético, la mejor alternativa sería la pelletización, dado que es la tecnología que genera mayor potencia energética y además, combina bajos costos de operación por kW generado 13.657 [CLP\$/kW], con un bajo impacto ambiental de 1.104 [kg CO₂ eq/kW].

10. Bibliografía

- [1] Ministerio de Energía. Agenda de Energía. Santiago, Chile, 2014. 132h.
- [2] Universidad de la Frontera. Evaluación del uso de biomasa forestal para generación de electricidad a través de procesos de co- combustión en Chile. Informe.2014. 148 h.
- [3] Ibarra, .V. Corte del gas argentino triplicó tarifas, restó crecimiento al país y ensució matriz energética [en línea]. Economía y negocios online. 20 de enero,2013.
<<http://www.economiaynegocios.cl/noticias/noticias.asp?id=105021>> [Consulta: 19 de junio 2015]
- [4] Oficina de Cambio Climático, Ministerio del Medio Ambiente. Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático. Santiago, Chile, 2014. 56h.
- [5] Ministerio del Medio Ambiente. Capitulo 11: Cambio Climático [en línea]
- [6] El Banco Mundial. PIB (US\$ a precios actuales). [En línea].
<<http://datos.bancomundial.org/indicador/NY.GDP.MKTP.CD/countries/1W-CL?display=default>> [En línea: 12de mayo 2016].
- [7] PrensaRE. Chile anuncia el primer impuesto al carbono en América Latina. [en línea] Revista Energia.3 de octubre ,2014.<<http://www.revistaenergia.cl/?p=2043>> [Consulta: 24 de junio 2015]
- [8] Departamento de Economía Ambiental, Ministerio del Medio Ambiente. Impuestos Verdes. [en línea] <http://www.chile21.cl/wp-content/uploads/2014/05/Presentacion_Rodrigo_Pizarro-Chile21.pdf> [Consulta: 29 de junio 2015]
- [9] Ministerio de Energía. Fomento a las energías limpias. [en línea]
<http://antiguo.minenergia.cl/minwww/opencms/16_energias_limpias/index.html> [Consulta: 26 de junio 2015]
- [10] Ministerio de Energía .Energías renovables no convencionales. [en línea]
<http://antiguo.minenergia.cl/minwww/opencms/14_portal_informacion/la_energia/ernc.html> [Consulta: 26 de junio 2015]
- [11] Ministerio de Energía.Gobierno promulga Ley 20/25 y anuncia entrada en vigencia de Ley de Concesiones. [en línea] <<http://www.minenergia.cl/ministerio/noticias/generales/gobierno-promulga-ley-20-25-y-anuncia.html>> [Consulta: 26 de junio 2015]
- [12] Ley N° 20.698 CHILE. Propicia la ampliación de la matriz energética, mediante fuentes renovables no convencionales. Ministerio de Energía, Santiago, Chile, 22 octubre de 2013.
- [13] Ley N° 20.257 CHILE. Introduce modificaciones a la ley general de servicios eléctricos respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes renovables no convencionales. Ministerio de Economía, Santiago, Chile, 1 abril de 2008.

- [14] Estado de proyectos ERNC en Chile. [en línea] <<http://cifes.gob.cl/wp-content/uploads/2015/06/Reporte-junio.pdf>> [Consulta: 26 de junio 2015]
- [15] Centro de Energías Renovables. Energía biomasa. 16 h.
- [16] Pontt, J.. Potencial de Biomasa en Chile. Universidad Técnica Federico Santa María, 2008.
- [17] Finnveden, G., Johansson, J., Lind, P. & Moberg, Å. Life cycle assessment of energy from solid waste—part 1: general methodology and results. *Journal of Cleaner Production*. (13): 213–229, 2005.
- [18] Centro Nacional para la Innovación y Fomento de las Energías Sustentables. Proyectos ERNC en Operación. [en línea] <<http://cifes.gob.cl/sobre-las-ernc/proyectos/>> [Consulta: 29 de junio 2015]
- [19] Centro Nacional para la Innovación y Fomento de las Energías Sustentables. Estado de Proyectos ERNC en SEIA [en línea] <<http://cifes.gob.cl/estado-de-proyectos-ernc-en-seia/>> [Consulta: 29 de junio 2015]
- [20] Union of Concerned Scientists. Environmental Impacts of Biomass for Electricity [en línea] <http://www.ucsusa.org/clean_energy/our-energy-choices/renewable-energy/environmental-impacts-biomass-for-electricity.html#bf-toc-2> [Consulta: 30 de junio 2015]
- [21] BIOMASS Energy Centre. [en línea] <http://www.biomassenergycentre.org.uk/portal/page?_pageid=73,1&_dad=portal&_schema=PORTAL> [Consulta: 19 de junio 2015]
- [22] Chile Ambiente Corporación. Estudio de Análisis del Potencial Estratégico de la Leña en la Matriz Energética Chilena. Estudio elaborado para el Centro Nacional de Energía. Santiago, Chile. 2008, 290 h.
- [23] Instituto Forestal. Anuario Forestal. Boletín Estadístico N°144. Santiago, Chile. 2014. 166 h.
- [24] Corporación Chilena de la Madera. Aporte al PIB. [en línea] <<http://www.corma.cl/perfil-del-sector/aportes-a-la-economia/aporte-al-pib>> [Consulta: 7 de mayo 2016].
- [25] Bertran, J. & Morales, E. Potencial de Biomasa Forestal. Estudio. Comisión Nacional de Energía y Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit, 2008. 56 h.
- [26] Food and Agriculture Organization of the United Nations. Aprovechamiento potencial de los residuos de madera para la producción de energía [en línea] <<http://www.fao.org/docrep/t0269s/t0269S10.htm>> [Consulta: 19 de junio 2015]
- [27] BioFuel Information. What is Syngas [en línea] <<http://biofuel.org.uk/what-is-syngas.html>> [Consulta: 03 de septiembre 2015].
- [28] United States Department of Agriculture. What Is Pyrolysis? [en línea] <<http://www.ars.usda.gov/Main/docs.htm?docid=19898>> [Consulta: 10 de agosto 2015].

- [29] Agrowaste. Pirólisis. Informe. España. Centro de Edafología y Biología Aplicada del Segura, 2013. 5 h.
- [30] Chamy, R. y Vivanco, E. Potencial de Biogás. Estudio. Santiago, Chile. Comisión Nacional de Energía y Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit, 2007. 82 h.
- [31] Röder, M., Whittaker, C., Thronley, P. How certain are greenhouse gas reductions from bioenergy? Life cycle assessment and uncertainty analysis of wood pellet-to-electricity supply chains from forest residues. *Biomass and Bioenergy*. 1(14), 2015.
- [32] Hoagland, K. The Importance of Capacity Factor. [en línea] <<http://biomassmagazine.com/articles/8368/the-importance-of-capacity-factor>> [Consulta: 14 de agosto 2015]
- [33] International Renewable Energy Agency. Biomass for Power Generation. Junio, 2012.
- [34] Intergovernmental Panel on Climate Change. Task Force on National Greenhouse Gas Inventories [En línea] < <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/faq/faq.html>>[Consulta: 25 de abril 2016].
- [35] Intergovernmental Panel on Climate Change .Direct Global Warming Potentials [En línea] <https://www.ipcc.ch/publications_and_data/ar4/wg1/en/ch2s2-10-2.html>[Consulta: 26 de abril 2016].
- [36] Ministerio de Medio Ambiente, *Segundo reporte del estado del medio ambiente*. 2015.
- [37] Oficina Catalana del Cambio Climático. Metodología de Inventario de Gases de Efecto Invernadero. [En línea] <http://canvclimatic.gencat.cat/web/.content/home/politiques/inventaris_demissions/mes_informacio_sobre_metodologies/metodologia_annex_es.pdf> [Consulta: 26 de abril 2016].
- [38] Rieznik, N. y Hernández, A. Análisis del ciclo de vida [en línea]. <<http://habitat.aq.upm.es/temas/a-analisis-ciclo-vida.html>> [Consulta: 03 de julio 2015]
- [39] Mac-Lean, C. et al. Aspectos Técnicos para un Análisis de Ciclo de Vida. Estudio. Santiago, Chile. Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, 2015. 89 h”
- [40] Rabl, A. et al. How to account for CO2 emissions from biomass in an LCA. *Int. J. Life Cycle Assess*, 12: 281-81, 2007.
- [41] Life Cycle Assessment LCA Software: GaBi Software. [En línea]<<http://www.gabi-software.com/south-america/index/>> [Consulta: 30 de marzo 2016].
- [42] E. Bash, *La industria del aserrío 2014*, vol. 1. 2015
- [43] Ávila, Ignacio. Solicitud de reunión: Memoria [en línea] En: <jignacioaf@gmail.com> [Consulta: 01 de Junio 2015].

- [44] N. L. Nemerow and A. Dasgupta, Tratamiento de vertidos industriales y peligrosos. Ediciones Díaz de Santos, 1998.
- [45] Fabricarán cemento con cenizas de termoeléctrica | Revista Técnicos Mineros. [en línea] <<http://www.revistatecnicosmineros.com/fabricaran-cemento-con-cenizas-de-termoelectrica/>>. [Consulta: 01 de diciembre 2015].
- [46] Cementos Bío Bío [en línea] <<http://www.mercantil.com/empresa/cementos-b%C3%ADo-b%C3%ADo/Providencia/300041553/esp>> [Consulta: 01 de diciembre 2015]
- [47] Chile Grupo Polpaico - Presencia Nacional. [en línea]. <<http://www.holcim.cl/nuestra-empresa/presencia-nacional.html>> [Consulta: 01 de diciembre 2015].
- [48] Programación y Entrega. [en línea]. <<http://www.melon.cl/servicio-de-programacion-y-entrega>> [Consulta: 01 de diciembre-2015].
- [49] G. Thek and I. Obernberger, The Pellet Handbook: The Production and Thermal Utilization of Biomass Pellets. Routledge, 2012.
- [50] Biomass Gasification and Pyrolysis Practical Design and Theory. [en línea]. <[http://197.14.51.10:81/pmb/ENERGETIQUE/energie renouvelables/Biomass Gasification and Pyrolysis Practical Design and Theory.pdf](http://197.14.51.10:81/pmb/ENERGETIQUE/energie%20renouvelables/Biomass%20Gasification%20and%20Pyrolysis%20Practical%20Design%20and%20Theory.pdf)> [Consulta: 12 de noviembre 2015].
- [51] R. M. Swanson, J. a Satrio, R. C. Brown, A. Platon, and D. D. Hsu, “Techno-Economic Analysis of Biofuels Production Based on Gasification,” no. November, p. 165, 2010.
- [52] P. Parthasarathy and K. S. Narayanan, Hydrogen production from steam gasification of biomass : Influence of process parameters on hydrogen yield e A review, Renew. Energy, vol. 66, pp. 570–579, 2014
- [53] P. Basu, Biomass Gasification and Pyrolysis. Practical Design.
- [54] The potential use of wood residues for energy generation. [en línea]. <[http://www.fao.org/docrep/t0269e/t0269e08.htm#6.7 cogeneration](http://www.fao.org/docrep/t0269e/t0269e08.htm#6.7%20cogeneration)> [Consulta: 18 de noviembre 2015]
- [55] Bioenergía Oportunidades y Riesgos. [en línea]. <http://www.ceid.edu.ar/biblioteca/biocombustibles/dynamotive_bioenergia_biooil.pdf> [Consulta: 23 de noviembre 2015]
- [56] M. Jahirul, M. Rasul, A. Chowdhury, and N. Ashwath, Biofuels Production through Biomass Pyrolysis —A Technological Review, Energies, vol. 5, no. 12, pp. 4952–5001, 2012.
- [57] Google Earth. [en línea]<<https://www.google.com/earth/>> [Consulta: 01 de abril 2016].
- [58] Petróleo Diesel Grado A1 - Inversionistas y Mercado - Enap. [en línea]. <http://www.enap.cl/pag/121/1006/petroleo_diesel_grado_a1> [Consulta: 23 de diciembre 2015]

- [59] International Energy Statistics - EIA. [En línea].
<<http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm?tid=2&pid=2&aid=7>> [Consulta: 02 de diciembre 2015]
- [60] W. Firing, Theory of Wood Firing, Wood Energy Prod., pp. 30–32.
- [61] F. Andre, Biomass Combustion, vol. 1, 2004.
- [62] P. Brownsort and O. Mašek, Biomass Pyrolysis Processes: Performance Parameters and their Influence on Biochar System Benefits, Sch. Geosci., vol. MSc., p. 84, 2009.
- [63] M. M. Roy, A. Dutta, and K. Corscadden, An experimental study of combustion and emissions of biomass pellets in a prototype pellet furnace, Appl. Energy, vol. 108, no. March 2016, pp. 298–307, 2013.
- [64] L. Dion, M. Lefsrud, V. Orsat, and C. Cimon, Biomass Gasification and Syngas Combustion for Greenhouse CO₂ Enrichment, BioResources, vol. 8, no. Basu 2010, pp. 1520–1538, 2013.
- [65] Engineering Toolbox .Optimal Combustion Processes - Fuels and Excess Air. [en línea].
<http://www.engineeringtoolbox.com/fuels-combustion-efficiency-d_167.html> [Consulta: 12 de enero 2016]
- [66] Open cycle gas turbine engines. [en línea].
<<http://www.mhtl.uwaterloo.ca/courses/me354/lectures/pdf/c8.pdf>> [Consulta: 19 de enero 2016]
- [67] Engineering Toolbox. Fuels - Combustion Air and Flue Gases. [en línea].
<http://www.engineeringtoolbox.com/fuels-air-flue-gas-d_170.html> [Consulta: 20 de enero 2016]
- [68] FAO. Using charcoal efficiently [en línea].
<<http://www.fao.org/docrep/X5328e/x5328e0b.htm>> [Consulta: 18 de enero 2016].
- [69] D. R. Gómez, J. D. Watterson, B. B. Americanohia, C. Ha, G. Marland, E. Matsika, L. N. Namayanga, B. Osman-Elasha, J. D. K. Saka, and K. Treanton, Chapter 2 Stationary Combustion, 2006 IPCC Guidel. Natl. Greenh. Gas Invent., p. 47, 2006.
- [70] Royal Society of Chemistry. Thermochemical Conversion of Biomass to Liquid Fuels and Chemicals. 2010.
- [71] D. Chiamonti, A. Oasmaa, and Y. Solantausta, Power generation using fast pyrolysis liquids from biomass, Renew. Sustain. Energy Rev., vol. 11, no. 6, pp. 1056–1086, 2007.
- [72] P. Steele, M. E. Puettmann, V. K. Penmetsa, and J. E. Cooper, Life-Cycle Assessment of Pyrolysis Bio-Oil Production*, For. Prod. J., vol. 62, no. 4, pp. 326–334, 2012.

- [73] Part 2 | Scenario Modelling: GaBi Software. [en línea]. <<http://www.gabi-software.com/support/gabi-learning-center/gabi-6-learning-center/part-2-scenario-modelling>> [Consulta: 04 de abril 2016]
- [74] M.Peters y K. Timmerhaus. Engineering, Plant design and economics for chemical engineers.
- [75] Buscador de servicentros CNE. [en línea]. <<http://www.bencinaenlinea.cl/web2/buscador.php?region=14>> [Consulta: 03 de abril 2016]
- [76] X. Shen, R. Kommalapati, y Z. Huque, The Comparative Life Cycle Assessment of Power Generation from Lignocellulosic Biomass, Sustainability, vol. 7, no. 10, pp. 12974–12987, 2015.
- [77] Fallis, et al. Fundamentals of fluids mechanics, J. Chem. Inf. Model., vol. 53, no. 9, pp. 1689–1699, 2013.
- [78] Air Scrubbers, Wet Scrubbers, and Gas Scrubbers Information | IHS Engineering360. [en línea]. <http://www.globalspec.com/learnmore/manufacturing_process_equipment/air_quality/scrubbers> [Consulta: 26 de marzo 2016].
- [79] A. Berg, Transformación termoquímica de biomasa y su impacto en la matriz energética nacional. 2009.
- [80] D. López-González, M. Puig-Gamero, F. G. Ación, F. García-Cuadra, J. L. Valverde, and L. Sanchez-Silva. Energetic, economic and environmental assessment of the pyrolysis and combustion of microalgae and their oils, Renew. Sustain. Energy Rev., vol. 51, pp. 1752–1770, 2015.
- [81] J. S. Maulbetsch and M. N. DiFilip., Cost and value of water use at combined-cycle power plants, Calif. Energy Comm. Abril, 2006.
- [82] Equipo central: Caldera con quemador de Fuel Oil - MIEM - DNE Cálculo de consumo. [en línea].<<http://calculodeconsumo.dne.gub.uy/tecnologias/ver/1/Equipo-central-Caldera-con-quemador-de-Fuel-Oil>> [Consulta: 04 de abril 2016]
- [83] “Tarifas de suministro de energía eléctrica.” [En línea] <http://elmostrador.cl/c_avisos/imagenes/tarifas_gv_acon_dic_2007.pdf> [Consultta: 05 de Abril 2016].

11. Anexos

Anexo A: Cálculo de unidad funcional

La producción de residuos en Madexpo es de 2.100 [m³/mes], donde el 90% corresponde a aserrín y el 10% a virutas. De bibliografía se tiene que la densidad aparente seca en *bulk* de las virutas de maderas es de 103[kg/m³] y la densidad aparente seca en *ground* [kg/m³]. Para los cálculos se considerará la densidad promedio, 100 [kg/m³]. Además, se sabe que Madesur produce el 17% del total de Madexpo y Maderas Castilla un 9%. Con toda esta información se puede estimar los flujos de virutas para cada empresa.

$$F_{Madexpo} = 2.100 \left[\frac{m^3}{mes} \right] * 0,1 * 100 \left[\frac{kg}{m^3} \right] * \frac{1 [ton]}{1000[kg]} = 21 \left[\frac{ton}{mes} \right] \quad (2)$$

$$F_{Madesur} = 2.100 \left[\frac{m^3}{mes} \right] * 0,1 * 0,17 * 100 \left[\frac{kg}{m^3} \right] * \frac{1 [ton]}{1000[kg]} = 3,57 \left[\frac{ton}{mes} \right] \\ \approx 4 \left[\frac{ton}{mes} \right] \quad (3)$$

$$F_{Castilla} = 2.100 \left[\frac{m^3}{mes} \right] * 0,1 * 0,09 * 100 \left[\frac{kg}{m^3} \right] * \frac{1 [ton]}{1000[kg]} = 1,89 \left[\frac{ton}{mes} \right] \\ \approx 2 \left[\frac{ton}{mes} \right] \quad (4)$$

Luego, se considerará como unidad funcional un flujo de 27 [ton/mes] de virutas.

Anexo B: Cálculo de humedad de virutas

Para algunos cálculos posteriores fue necesario determinar la humedad en base húmeda de las virutas, dado que la información entregada indica que se tiene un 10% de humedad en base seca.

$$\%H_{bh} = \frac{\%H_{bs}}{100 + \%H_{bs}} * 100 = \frac{10}{100 + 10} * 100 = 9,1\% \quad (5)$$

Anexo C: Estimación de emisiones para completar los balances de masa de todos los procesos

Dado que se utilizó distintas bibliografías para caracterizar las emisiones por combustión de los distintos productos estudiados, algunos listados son menos completos que otros y no permiten modelar correctamente el balance entre la entrada y salida de ciertos elementos. Para hacer los balances de masa del proceso de generación para cada alternativa tecnológica hubo que tomar ciertos supuestos:

- Como la masa debe conservarse, entonces la masa de nitrógeno del aire sumada a la presente en el combustible debe ser igual a de los óxidos de nitrógeno (NO_x), óxido nitroso (N_2O) y nitrógeno molecular (N_2).
- Dado que en la bibliografía de ciertos productos (virutas, pellets, biooil, charcoal y syngas) se incluyen emisiones de NO_x y/o N_2O , se consideró el porcentaje másico promedio de estos compuestos en las emisiones respectivas. Luego, con ese valor promedio se completará el balance cuando alguno de los gases no esté presente en el listado de emisiones para algún producto. El detalle se aprecia en la Tabla 24, del cual se obtiene que las emisiones promedio de NO_x o N_2O son el 0.003% y 0.098% respectivamente
- La masa faltante de nitrógeno del balance se añadirá en la salida del proceso de generación como nitrógeno molecular.

Tabla 24: Porcentaje de emisiones de N_2O y NO_x de algunos combustibles

	Virutas	Pellets	Syngas	Biooil	Charcoal	Promedio [%]
% N_2O	6.99E-03	4.85E-04			2.50E-06	2.49E-03
% NO_x	1.38E-01	1.44E-01	8.80E-02	2.19E-02		9.80E-02

- Por otro lado, si en el listado de emisiones no aparecía el flujo de cenizas, se agregaban a la corriente, considerando el supuesto explicitado previamente de que 1,1% de la masa de virutas corresponde a cenizas. Cabe destacar que para la pirolisis este supuesto no aplica, dado que la separación de cenizas ocurre previo a la etapa de generación.
- En algunos listados no se incluía la presencia de vapor de agua, por lo tanto se agregó de acuerdo a la humedad presente en las virutas, es decir, se añadió en la salida un flujo de vapor correspondiente al 9,1% de la masa de virutas original.
- Finalmente, se realizó un balance de masa del carbono para así poder completar el listado de emisiones con compuestos orgánicos volátiles (VOC), dado que en el listado de emisiones por combustión de pellets y virutas estaban presentes. En este caso se utilizó la información respecto a cada combustible identificando los principales compuestos con carbono (CO_2 , CO , CH_4 y C).

Anexo D: Datos de emisiones de combustión directa

Se tomará como supuesto que las emisiones por combustión de virutas son similares a la de combustión de chips de madera. Considerando esto, en la segunda columna de la Tabla 25 se muestran los datos de la combustión de chips de madera [76] y en la tercera columna se muestra el flujo calculado para la corriente específica de virutas de madera estudiado (27.000 [kg/mes]):

Tabla 25 : Emisiones de combustión de chips de madera [76] y emisiones específicas para combustión de virutas

	Flujo [kg gas/ton biomasa]	Flujo [kg/mes]
CH₄	1.13E-01	3.05E+00
N₂O	6.99E-02	1.89E+00
CO	3.23E+00	8.72E+01
VOC	1.13E-03	3.05E-02
NO_x	1.38E+00	3.73E+01
SO₂	1.34E-01	3.62E+00
Total		

Realizando el balance de masa global del proceso, ver Tabla 26, se puede ver como la masa de entrada es mayor que la de salida, por lo cual hubo que tomar los supuestos, explicados en Anexo C, para ajustar los resultados de modo que tuviesen sentido. Dado que el estudio utilizado, considera que las emisiones de CO₂ son nulas, por tratarse de una biomasa, por lo que para efectos del balance de masa se considerará que la masa restante de las emisiones de los gases generados por combustión de los chips y el vapor generado corresponderá a CO₂.

Tabla 26: Balance de masa preliminar

Entrada	[kg/mes]
Virutas	2.7E+04
Aire	1.734E+05
Total	7.21E+04
Salida	[kg/mes]
Total	2.89E+03

Para poder modelar el proceso de generación en GaBi se tuvo que ingresar el lista final de emisiones. El listado se presenta en la Tabla 27, en negrita se encuentran los flujos que fueron determinados por los balances y supuestos explicados.

Tabla 27: Emisiones de combustión de virutas

Gases de combustión	Flujo [kg/mes]
CH ₄	3.05E+00
N ₂ O	1.89E+00
CO	8.72E+01
VOC	3.05E-02
NO _x	3.73E+01
SO ₂	3.62E+00
H ₂ O	2.46E+03
Cenizas	2.97E+02
CO ₂	1.97E+05
Total	2.00E+05

Anexo E: Datos de emisiones de combustión de pellets

En la segunda columna de la Tabla 28 se muestran los datos de la combustión de pellets de madera [76] y en la tercera columna se muestra el flujo calculado para la corriente específica de pellets de madera estudiado (27.000 [kg/mes]):

Tabla 28 : Emisiones de combustión de pellets de madera [76] y emisiones específicas para este estudio

	Flujo [kg gas/ton biomasa]	Flujo [kg/mes]
CH₄	5.82E-03	1.57E-01
N₂O	4.85E-03	1.31E-01
CO	1.26E+00	3.40E+01
VOC	2.91E-02	7.86E-01
NO_x	1.44E+00	3.89E+01
SO₂	4.85E-02	1.31E+00
Total		7.53E+01

Realizando el balance de masa global del proceso, ver Tabla 29, se puede ver como la masa de entrada es mayor que la de salida, por lo cual hubo que tomar los supuestos, explicados en Anexo C, para ajustar los resultados de modo que tuviesen sentido. En particular, se añadió el flujo asociado a cenizas (1,1% de la materia prima original) y se supuso que toda el agua presente en los pellets se evaporaba en la combustión, en este caso como el modelo utilizará un pellet con 5,8% de humedad, se consideró tal porcentaje de flujo de vapor respecto de la masa original de virutas. Tal como con la combustión de virutas, se completó el balance de masa con CO₂, dado que el estudio no explicitaba el flujo de este gas emitido.

Tabla 29: Balance de masa preliminar

Entrada	[kg/mes]
Pellets	2.7E+04
Aire	1.55E+05
Total	1.82E+05
Salida	[kg/mes]
Total	7.53E+01

Para poder modelar el proceso de generación en GaBi se tuvo que ingresar el lista final de emisiones. El listado se presenta en la Tabla 30, en negrita se encuentran los flujos que fueron determinados por los balances y supuestos explicados.

Tabla 30: Emisiones de combustión de pellets

Gases de combustión	Flujo [kg/mes]
CH ₄	1.57E-01
N ₂ O	1.31E-01
CO	3.40E+01
VOC	7.86E-01
NO _x	3.89E+01
SO ₂	2.97E+02
H ₂ O	1.57E+03
Cenizas	1.31E+00
CO ₂	1.80E+05
Total	1.82E+05

Anexo F: Datos de emisiones de pirolisis

Emisiones de combustión de syngas

En la segunda columna de la Tabla 31 se muestran los datos de la combustión de syngas producido por gasificación de pellets de aserrín [64] y en la tercera columna se muestra el flujo calculado para la corriente específica de syngas del proceso estudiado (9.440 [kg/mes]):

Tabla 31 : Emisiones de combustión de syngas producido por gasificación de pellets de aserrín [64] y emisiones específicas para este estudio

	Proporción [%]	Flujo [kg/mes]
CO₂	8.90E-02	8.41E+02
CO	2.36E-03	2.23E+01
NO_x	8.80E-04	8.31E+00
O₂	2.00E-03	1.89E+01
Total		8.9E+02

Realizando el balance de masa global del proceso, ver Tabla 32, se puede ver como la masa de entrada es mayor que la de salida, por lo cual hubo que tomar los supuestos, explicados en Anexo C, para ajustar los resultados de modo que tuviesen sentido.

Tabla 32: Balance de masa preliminar

Entrada	[kg/mes]
Syngas	9.44E+03
Aire	1.60E+04
Total	2.55E+04
Salida	[kg/mes]
Total	8.9E+02

Para poder modelar el proceso de generación en GaBi se tuvo que ingresar el lista final de emisiones. El listado se presenta en la Tabla 33, en negrita se encuentran los flujos que fueron determinados por los balances y supuestos explicados.

Tabla 33: Emisiones de combustión de syngas

Gases de combustión	Flujo [kg/mes]
CO ₂	8.41E+02
CO	2.23E+01
NO _x	8.31E+00
O ₂	1.89E+01
N ₂ O	2.35E+01
VOC	4.66E+03
N ₂	1.99E+04
Total	2.55E+04

Emisiones de combustión de charcoal

Utilizando la energía contenida en el charcoal que de acuerdo con la base de datos de GaBi son 32 [MJ/kg] [41] se determina el flujo másico de emisiones presentadas en el listado encontrado en bibliografía sobre la combustión estacionaria de charcoal en industrias de energía [69]. Tales datos se encuentran en la Tabla 34.

Tabla 34: Emisiones de combustión estacionaria de charcoal en industrias de energía [69] y emisiones específicas para este estudio

Gases de combustion	Factor [%]	Flujo [kg /mes]
CO ₂	8.90E-02	2.38E+03
CO	2.36E-03	6.30E+01
NO _x	8.80E-04	2.35E+01
O ₂	2.00E-03	5.34E+01
		2.52E+03

Realizando el balance de masa global del proceso, ver Tabla 35, se puede ver como la masa de entrada es mayor que la de salida, por lo cual hubo que considerar supuestos, explicados en Anexo C, para ajustar los resultados de modo que tuviesen sentido.

Tabla 35: Balance de masa preliminar

Entrada	[kg/mes]
Charcoal	9.45E+03
Aire	1.22E+05
Total	1.31E+05
Salida	[kg/mes]
Total	9.18E+03

Para poder modelar el proceso de generación en GaBi se tuvo que ingresar el lista final de emisiones. El listado se presenta en la Tabla 36, en negrita se encuentran los flujos que fueron determinados por los balances y supuestos explicados.

Tabla 36: Emisiones de combustión de charcoal

Gases de combustión	Flujo [kg/mes]
CH ₄	1.64E+01
N ₂ O	3.27E-01
CO ₂	9.16E+03
VOC	6.93E+03
NO _x	9.26E+02
N ₂	1.14E+05
Total	1.31E+05

Emisiones de combustión de biooil

Utilizando la energía contenida en el biooil 15.5 [MJ/kg] [53], se determina el flujo másico de emisiones presentadas en el listado encontrado en bibliografía sobre la combustión de biooil [72]. Tales datos se encuentran en la Tabla 37.

Tabla 37: Emisiones de combustión de biooil [72] y emisiones específicas para este estudio

Gases de combustión	Factor [kg/MJ]	Flujo [kg /mes]
CO ₂	1.46E-01	7.42E+03
CO	2.87E-05	1.46E+00
HCl	3.76E-06	1.91E-01
CH ₄	5.74E-06	2.92E-01
NO _x	3.16E-04	1.61E+01
SO _x	2.30E-04	1.17E+01
VOC	1.61E-06	8.19E-02

Realizando el balance de masa global del proceso, ver Tabla 38, se puede apreciar como la masa de entrada es mayor que la de salida, por lo cual hubo que considerar supuestos, explicados en Anexo C, para ajustar los resultados de modo que tuviesen sentido.

Tabla 38: Balance de masa preliminar

Entrada	[kg/mes]
Biooil	8.1E+03
Aire	6.52E+04
Total	7.33E+04
Salida	[kg/mes]
Total	7.45E+03

Para poder modelar el proceso de generación en GaBi se tuvo que ingresar el lista final de emisiones. El listado se presenta en la Tabla 39, en negrita se encuentran los flujos que fueron determinados por los balances y supuestos explicados.

Tabla 39: Emisiones de combustión de biooil

Gases de combustión	Flujo [kg/mes]
CO₂	7.42E+03
CO	1.46E+00
HCl	1.91E-01
CH₄	2.92E-01
NO_x	1.61E+01
SO_x	1.17E+01
VOC	8.19E-02
H ₂ O	2.46E+03
N ₂ O	0.00E+00
N ₂	6.34E+04
Total	7.33E+04

Anexo G: Datos de emisiones de gasificación

En la segunda columna de la Tabla 40 se muestran los datos de la combustión de syngas producido por gasificación de pellets de aserrín [64] y en la tercera columna se muestra el flujo calculado para la corriente específica de syngas del proceso estudiado (26.700 [kg/mes]):

Tabla 40 : Emisiones de combustión de syngas producido por gasificación de pellets de aserrín [64] y emisiones específicas para este estudio

	Proporción	Flujo [kg/mes]
CO₂	8.90E-02	2.38E+03
CO	2.36E-03	6.30E+01
NO_x	8.80E-04	2.35E+01
O₂	2.00E-03	5.34E+01
Total		2.52E+03

Realizando el balance de masa global del proceso, ver Tabla 41, se puede ver como la masa de entrada es mayor que la de salida, por lo cual hubo que tomar los supuestos, explicados en Anexo C, para ajustar los resultados de modo que tuviesen sentido.

Tabla 41: Balance de masa preliminar

Entrada	[kg/mes]
Syngas	2.67E+04
Aire	4.54E+04
Total	7.21E+04
Salida	[kg/mes]
Total	2.52E+03

Para poder modelar el proceso de generación en GaBi se tuvo que ingresar el lista final de emisiones. El listado se presenta en la Tabla 42, en negrita se encuentran los flujos que fueron determinados por los balances y supuestos explicados.

Tabla 42: Emisiones de combustión de syngas

Gases de combustión	Flujo [kg/mes]
CO₂	2.38E+03
CO	6.30E+01
NO_x	2.35E+01
O₂	5.34E+01
N₂O	6.66E+01
VOC	1.32E+04
N₂	5.63E+04
Total	7.21E+04

Anexo H: Potencia generada por cada tecnología

Para cada combustible se determinó la potencia generada de acuerdo al flujo de éste y su capacidad calorífica, mediante la siguiente ecuación:

$$Potencia = \dot{m}_{comb} * C_{p\ comb} * \eta_{elect\ total} \quad (6)$$

Donde la eficiencia eléctrica total se supondrá como la multiplicación entre la eficiencia de combustión, la eficiencia de la turbina y la eficiencia de transferencia de calor. Luego, la ecuación queda como:

$$Potencia = \dot{m}_{comb} * C_{p\ comb} * \eta_{combust} * \eta_{transf} * \eta_{turb} \quad (7)$$

Para los combustibles sólidos y líquidos, es el vapor de agua del ciclo el que moviliza la turbina para la generación de energía eléctrica, por lo cual se debe suponer una eficiencia de transferencia de calor desde la cámara de combustión hacia el agua del ciclo. La ecuación que representa la transferencia de calor debido a la combustión en la caldera hacia el agua del ciclo de Rankine es:

$$\dot{m}_{comb} * C_{p\ comb} * \eta_{combust} = \frac{\dot{m}_{agua} * \lambda_{agua}}{\eta_{transf}} \quad (8)$$

A modo de simplificar el cálculo se supuso que la transferencia es 100% efectiva, luego todo el calor generado en la combustión se utiliza para la generación. Para estimar el requerimiento de agua para el ciclo de Rankine, se utilizará la siguiente ecuación:

$$\dot{m}_{agua} = \frac{\dot{m}_{comb} * C_{p\ comb} * \eta_{combust}}{\lambda_{agua}} \quad (9)$$

Para el cálculo de la potencia generada con syngas no se contemplará la transferencia de calor, dado que se utilizará directamente una turbina de gas.

En la Tabla 43 se muestran los valores de eficiencia de combustión y/o de conversión a electricidad obtenidos de bibliografía para calcular la potencia generada por cada alternativa.

Tabla 43: Datos de eficiencia de combustión y de conversión a electricidad para cada producto

Combustible	Eficiencia de combustión	Eficiencia de conversión a electricidad
Virutas		27,5%
Pellets	72%	
Biooil	44,9%	
Syngas de pirolisis		35%
Charcoal	30%	
Syngas de gasificación		35%

Haciendo uso de las ecuaciones anteriores y las eficiencias de conversión o combustión se obtienen las potencias generadas por cada producto, resumidos en la Tabla 44.

Tabla 44: Potencia generada con cada producto

Combustible	Potencia generada [kW]
Virutas	53
Pellets	168
Charcoal	32
Syngas de pirolisis	22
Biooil	20
Syngas de gasificación	53

En la Tabla 45 se lista los flujos de agua requeridos para la generación de energía para cada producto combustionado:

Tabla 45: Flujo de agua del ciclo de Rankine para cada combustible

Combustible	Flujo de agua [kg/mes]
Virutas	67.830
Pellets	213.703
Charcoal	40.195
Biooil	24.976

Cabe destacar que en condiciones ideales el flujo de agua del ciclo se mantiene constante. Por lo cual, no se contemplará este gasto en el análisis económico ni en el modelo en GaBi. Sin embargo, es importante determinar el flujo de agua proveniente de las torres de enfriamiento utilizado en el condensador, para lo cual se supuso que como ambos fluidos son agua, el flujo del mismo que el determinado previamente.

Anexo I: Potencia consumida por equipos

Bombas de agua para generación de energía eléctrica

Para poder evaluar la potencia consumida por las bombas de agua del sistema de generación eléctrica de aquellas tecnologías con ciclo de Rankine, se tomó como supuesto la geometría, siendo idéntica para los distintos casos. En consecuencia, se considerará la misma cantidad y tipos de singularidades, dos codos *flanged* de 90°[77], tubería de 5 [m] de largo y 2 pulgadas de diámetro, una diferencia de altura de 5 [m] y se supondrá además, que no hay cambio de presión, ni de velocidad.

Además, se considerará que el factor de fricción no variará considerablemente al cambiar el flujo, por ende la potencia consumida por las bombas solo será una función del flujo de agua, como se muestra en la siguiente ecuación:

$$P = \rho \cdot g \cdot Q \cdot \left[h_1 - h_2 - \frac{\left(\sum k_i + \frac{f \cdot L}{D} \cdot Q \right) \cdot v^2}{2 \cdot g} \right] \quad (10)$$

Molienda de virutas

El consumo energético del molino de martillos [49] para molienda de virutas es de 18,7 [kWh/ton biomasa] [49], haciendo la analogía para el flujo de virutas , 27 [ton/mes], se obtiene un consumo de 505 [kWh/mes].

Pelletización y enfriamiento

El consumo energético de los equipos de pelletización y del posterior enfriamiento de estos productos entre estas dos etapas es de 53 [kWh/ton biomasa] [49], que para el caso base utilizado de 27 [ton/mes], se obtiene un consumo de 1432 [kWh/mes].

Cámara de pirolisis

El 5,48% de la energía total generada con los combustibles de la pirolisis se utiliza en dar inicio la a esta etapa en la cámara de pirolisis[56]. Luego, de determinado la electricidad total generada, se calculó el 5,48%, correspondiente a 10440 [kJ/mes].

Wet Scrubber para condensación en pirólisis

El *wet scrubber* de tipo *spray-chamber* requiere una potencia entre 0,5-2 [hp/1.000 cfm][78]. Para los cálculos, se utilizó el valor promedio de potencia y el flujo de bio-oil, correspondiente a 8.100 [kg/mes]. Considerando la densidad del biooil de 1,2 [kg/m³][79]:

$$F_{biooil} = 8.100 \left[\frac{kg}{mes} \right] * \frac{1}{2.592.000} \left[\frac{mes}{s} \right] = 0,003125 \left[\frac{kg}{s} \right] \quad (11)$$

$$F_{biooil} = \frac{0,003125 \left[\frac{kg}{s} \right]}{1,2 \left[\frac{kg}{m^3} \right]} = 0,0026 \left[\frac{m^3}{s} \right] \quad (12)$$

$$Pot = 1,25 \left[\frac{hp}{1.000 \text{ cfm}} \right] * 0,7457 \left[\frac{kW}{hp} \right] * \frac{1 \text{ [cfm]} }{0,000472 \left[\frac{m^3}{s} \right]} = 1,975 \left[\frac{kW}{\frac{m^3}{s}} \right] \quad (13)$$

$$P_{cond} = 1,975 \left[\frac{kW}{\frac{m^3}{s}} \right] * 0,0026 \left[\frac{m^3}{s} \right] = 0,00514 \text{ [kW]} = 13.330 \left[\frac{kJ}{mes} \right] \quad (14)$$

Ciclones

Para calcular la potencia consumida por el equipo de separación de cenizas, se utilizó un estudio de combustión de microalgas, cuyo efluente de cenizas es de 13,4 [ton/año] y la potencia consumida por el ciclón usado para la limpieza de los gases de combustión es de 1,35 [MJ/h][80]. Haciendo una analogía con el flujo de cenizas, se obtiene un consumo de 259.000 [kJ/mes] para todas las alternativas tecnológicas, dado que por los supuestos tomados anteriormente el flujo de cenizas es el mismo para los distintos procesos.

Energía eléctrica final generada

A la potencia generada por cada alternativa tecnológica se le restó la potencia consumida por sus principales equipos, para evaluar su pertinencia técnica, los resultados se muestra en la Tabla 46.

Tabla 46: Resumen de generación y consumo de potencia por cada tecnología

	Potencia generada [kW]	Compresores [kW]	Bombas [kW]	Separación de cenizas [kW]	Otros consumos [kW]	Total consumo	Potencia real generada
Combustión directa	5.33E+01	7.61E-01	1.28E-03	9.97E-02	0.00E+00	8.62E-01	5.24E+00
Pelletización	1.68E+02	6.80E-01	4.04E-03	9.97E-02	2.69E+00	3.47E+00	1.64E+02
Pirólisis	7.35E+01	8.92E-01	1.23E-03	9.97E-02	4.03E+00	5.03E+00	6.85E+01
Gasificación	5.31E+01	1.99E-01		9.97E-02	0.00E+00	2.99E-01	5.28E+00

Anexo J: Potencial de Calentamiento Global en Escenario 2

Tabla 47: Potencial de Calentamiento Global de combustión directa

Combustión Esc. 2	Generación	Electricidad	Transporte	Diesel	Total
[kg CO ₂ eq]	1,98E+05	4,22E+02	5,11E+01	1,23E+04	2,11E+05
%	93,92	0,20	0,02	5,85	100,00

Tabla 48: Potencial de Calentamiento Global de pelletización

Pelletización Esc. 2	Generación	Electricidad	Transporte	Diesel	Total
[kg CO ₂ eq]	1,80E+05	1,68E+03	5,03E+01	9,23E+00	1,81E+05
%	99,04	0,93	0,03	0,01	100,00

Tabla 49: Potencial de Calentamiento Global de pirólisis

Pirólisis Esc. 2	Generación	Electricidad	Transporte	Diesel	Total
[kg CO ₂ eq]	3,26E+04	6,64E+01	5,11E+01	4.59E-02	3,27E+04
%	99,64	0,20	0,16	0.00	100,00

Tabla 50: Potencial de Calentamiento Global de gasificación

Gasificación Esc. 2	Generación	Electricidad	Transporte	Diesel	Total
[kg CO ₂ eq]	2,46E+04	4,92E+03	5,11E+01	9,39E+00	2,96E+04
%	83,17	16,62	0,17	0,03	100,00

Anexo K: Análisis de sensibilidad de la distancia con proveedor único

A continuación se muestran los diagramas para sensibilizar la distancia:

Ciclo de vida de pelletización. Proveedor único

Diagrama proceso GaBi: Mass [kg]
Vista previa de LCIA: CML2001 - Apr. 2013, Global Warming Potential (GWP 100 years)

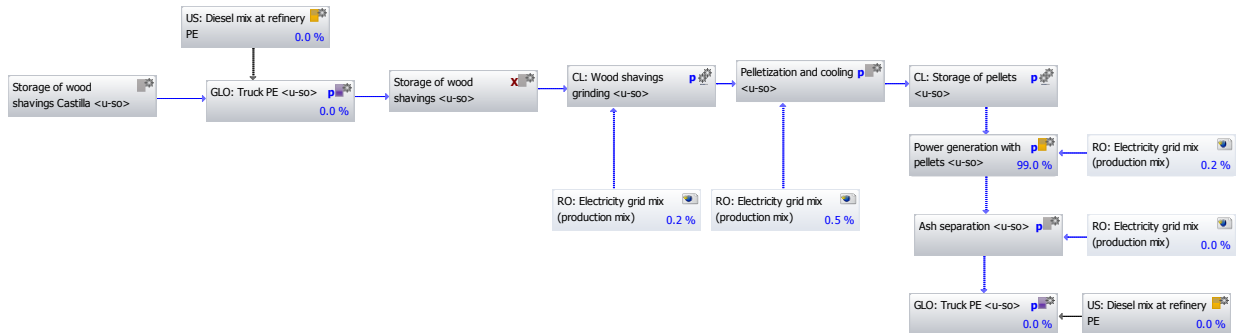


Figura 13: Ciclo de vida de pelletización considerando proveedor único a 12 [km]

Ciclo de vida de pelletización. Proveedor único

Diagrama proceso GaBi: Mass [kg]
Vista previa de LCIA: CML2001 - Apr. 2013, Global Warming Potential (GWP 100 years)

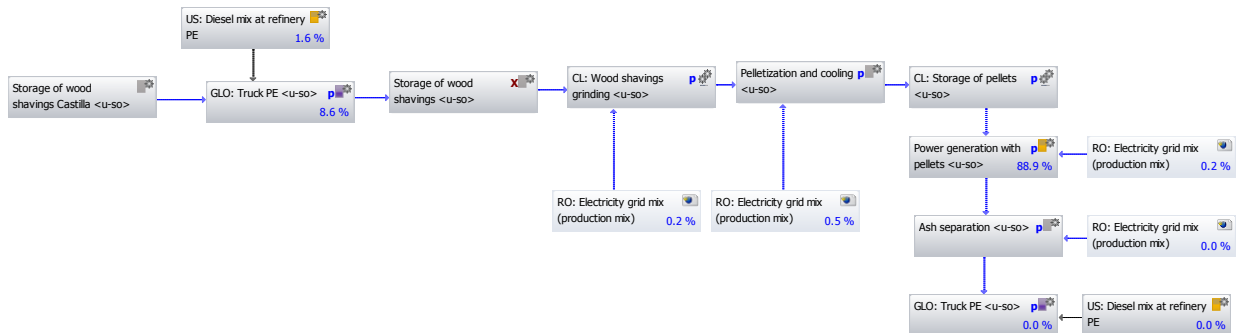


Figura 14: Ciclo de vida de pelletización considerando proveedor único a 3.000 [km]

Ciclo de vida de pelletización. Proveedor único

Diagrama proceso GaBi: Mass [kg]
Vista previa de LCIA: CML2001 - Apr. 2013, Global Warming Potential (GWP 100 years)

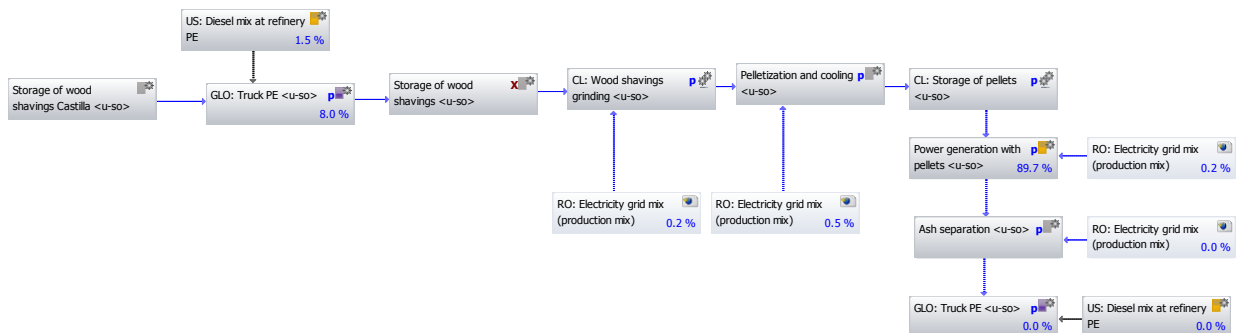


Figura 15: Ciclo de vida de pelletización considerando proveedor único a 2.750 [km]

Ciclo de vida de pelletización. Proveedor único
 Diagrama proceso GaBi: Mass [kg]
 Vista previa de LCIA: CML2001 - Apr. 2013, Global Warming Potential (GWP 100 years)



Figura 16: Ciclo de vida de pelletización considerando proveedor único a 2.750 [km] y carretera 100% rural

Anexo L: Detalle de Costos de Inversión

Para poder determinar los costos de inversión de la planta, se debe calcular primero la inversión de los equipos de cada alternativa. Para ello se estima el valor de cada equipo ajustado por la capacidad, en base a lo encontrado en bibliografía. Algunos datos de costos hacen relación a la potencia generada, flujo de productos, combustible o cenizas.

Tabla 51: Costo de equipos de combustión directa

Equipos	Valor	Unidad	Valor real [CLP]	Supuestos
Caldera [16]	4.44E+02	[USD/kW]	1.58E+07	Ajuste por potencia generada.
Condensador[81]	1.93E+03	[kUSD]	5.62E+06	Ajuste por potencia generada.
Bomba[81]	1.44E+03	[kUSD]	4.19E+06	Ajuste por potencia generada.
Torres de enfriamiento[81]	1.86E+03	[kUSD]	5.43E+06	Ajuste por potencia generada.
Turbina a vapor[81]	1.17E+04	[kUSD]	3.41E+07	Ajuste por potencia generada.
Ciclón [80]	2.66E+03	[Euro]	9.07E+05	Ajuste por flujo cenizas
Compresor de aire[81]	8.60E+01	[kUSD]	2.51E+05	Ajuste por potencia generada.
Total equipos			6.63E+07	

Tabla 52: Costo de equipos de pelletización

Equipos	Valor	Unidad	Valor real [CLP]	Supuesto
Caldera de pellets	4.70E+04	[USD]	1.73E+07	Ajuste por producción de pellets.
Condensador[81]	1.93E+03	[kUSD]	1.12E+07	Ajuste por potencia generada.
Bomba[81]	1.44E+03	[kUSD]	8.34E+06	Ajuste por potencia generada.
Torres de enfriamiento[81]	1.86E+03	[kUSD]	1.08E+07	Ajuste por potencia generada.
Turbina de vapor[81]	1.17E+04	[kUSD]	6.78E+07	Ajuste por potencia generada.
Ciclón [80]	2.66E+03	[Euro] 2014	2.07E+05	Ajuste por flujo de cenizas
Compresor de aire[81]	8.60E+01	[kUSD]	4.99E+05	Ajuste por potencia generada.
Molino de martillos[49]	2.06E+02	[Euro]	5.51E+05	Ajuste por producción de pellets.
Pelletizadora[49]	4.67E+02	[Euro]	1.25E+06	Ajuste por producción de pellets.
Enfriador[49]	3.20E+01	[Euro]	8.57E+04	Ajuste por producción de pellets.
Silo de pellets[49]	3.90E+02	[Euro]	1.04E+06	Ajuste por producción de pellets.
Total			1.19E+08	

Tabla 53: Costo de equipos de pirólisis

Equipos	Valor	Unidad	Valor real [CLP]	Supuestos
Caldera para charcoal[80]	6.63E+03	[Euro]	5.15E+05	Ajuste por flujo de cenizas
Condensador de charcoal[81]	1.93E+03	[kUSD]	4.11E+06	Ajuste por potencia generada
Bomba de charcoal[81]	1.44E+03	[kUSD]	3.06E+06	Ajuste por potencia generada
Torres de enfriamiento de charcoal[81]	1.86E+03	[kUSD]	3.96E+06	Ajuste por potencia generada
Turbina a vapor para charcoal[81]	1.17E+04	[kUSD]	2.49E+07	Ajuste por potencia generada
Compresor de aire para charcoal[81]	8.60E+01	[kUSD]	1.83E+05	Ajuste por potencia generada
Caldera para biooil[82]			1.12E+05	Capacidad igual a la referencia
Condensador para bio oil[81]	1.93E+03	[kUSD]	3.09E+06	Ajuste por potencia generada
Bomba para biooil[81]	1.44E+03	[kUSD]	2.30E+06	Ajuste por potencia generada
Torres de enfriamiento para biooil[81]	1.86E+03	[kUSD]	2.98E+06	Ajuste por potencia generada
Turbina a vapor para bio oil[81]	1.17E+04	[kUSD]	1.87E+07	Ajuste por potencia generada
Compresor de aire para bio oil[81]	8.60E+01	[kUSD]	1.38E+05	Ajuste por potencia generada
Compresor de aire para syngas[81]	8.60E+01	[kUSD]	1.38E+05	Ajuste por potencia generada
Turbina para syngas[16]	2.16E+02	[USD /kW]	3.22E+06	Ajuste por potencia generada
Quemador syngas[51]	7.34E+04	[USD]	4.91E+07	Capacidad igual a la referencia
Cámara de pirolisis[80]	1.31E+03	[Euro]	8.79E+05	Ajuste por flujo de biooil
Wet scrubber[51]	2.71E+04	[USD]	1.81E+07	Capacidad igual a la referencia
Ciclón [80]	2.66E+03	[Euro]	2.07E+05	Ajuste por flujo de cenizas
Total equipos			1.36E+08	

Tabla 54: Costo de equipos de gasificación

Gasificación	Valor	Unidad	Valor real [CLP]	Supuesto
Gasificador[16]	5.19E+02	[USD/kW]	2.55E+07	Ajuste por potencia generada
Compresor[81]	8.60E+01	[kUSD]	3.04E+05	Ajuste por potencia generada
Turbina a syngas[16]	2.16E+02	[USD /kW]	1.06E+07	Ajuste por potencia generada
Quemador syngas[51]	7.34E+04	[USD]	8.81E+06	Capacidad igual a la referencia
Wet scrubber[51]	2.71E+04	[USD]	3.25E+06	Capacidad igual a la referencia
Ciclón [80]	2.66E+03	[Euro]	2.07E+05	Flujo de esa y de microalgas
Suma equipos			4.87E+07	

En la Tabla 55, se puede observar los porcentajes típicos de cada aspecto de la inversión.

Tabla 55: Porcentajes típicos para los costos de inversión para una planta multipropósito[74]

Costos Directos	Rangos de porcentaje	Porcentaje promedio
Equipos	15-40%	27,5
Instalación de equipos	6-14%	10
Instrumentación y control	2-8%	5
Piping	3-20%	11,5
Electricidad	2-10%	6
Construcciones (incluyendo servicios)	3-18%	10,5
Mejoras de terreno	2-5%	3,5
Instalación de servicios	8-20%	14
Terreno	1-2%	0
Costos Indirectos	Rango de porcentaje	Porcentaje promedio
Ingeniería y Supervisión	4-21%	12,5
Costos de construcción	4-16%	10
Honorarios de contratistas	2-6%	4
Contingencia	5-15%	10

Luego, para cada tecnología se considerará que el 27,5% de la inversión corresponde a equipos. De este modo se puede determinar la inversión total de las distintas plantas, tales resultados se muestran en la Tabla 56.

Tabla 56: Costo de equipos e inversión total de las plantas de aprovechamiento energético

Tecnología	Costo de equipos [Millones CLP]	Inversión total [Millones CLP]
Combustion directa	66	241
Pelletización	119	433
Pirólisis	136	494
Gasificación	183	665

Anexo M: Detalle de Costos de Operación

Tabla 57: Costos de operación de combustión directa

Ítem	Descripción	Unidad	Cantidad	P.U.	Total[CLP]
Compra de virutas[49]	Promedio del rango	[Euro /ton virutas seca]	2.70E+01	9.15E+01	1.65E+06
Electricidad[83]		[kWh/mes]	6.21E+02	4.34E+01	2.69E+04
Combustibles[41], [75]	Diesel camiones	[L/mes]	2.00E+01	4.33E+02	8.66E+03
Agua[51]	Agua de enfriamiento	[USD/ton]	6.78E+01	3.10E-01	1.41E+04
Mantenimiento y reparación[51]	2% de inversión de equipos			1.10E+05	1.10E+05
Total Mensual					1.81E+06

Tabla 58: Costos de operación de pelletización

Ítem	Descripción	Unidad	Cantidad	P.U.	Total[CLP]
Compra de virutas[49]	Promedio del rango	[Euro /ton virutas seca]	2.70E+01	9.15E+01	1.88E+06
Electricidad[83]		[kWh/mes]	2.50E+03	4.34E+01	1.09E+05
Combustibles[41], [75]	Diesel camiones	[L/mes]	2.00E+01	4.33E+02	8.66E+03
Agua[51]	Agua de enfriamiento	[USD/ton]	2.14E+02	3.10E-01	4.43E+04
Mantenimiento y reparación[51]	2% de inversión de equipos			1.99E+05	1.99E+05
Total Mensual					2.25E+06

Tabla 59: Costos de operación de pirólisis

Ítem	Descripción	Unidad	Cantidad	P.U.	Total[CLP]
Compra de virutas[49]	Promedio del rango	[Euro /ton virutas seca]	2.70E+01	9.15E+01	1.65E+06
Electricidad[83]		[kWh/mes]	3.62E+03	4.34E+01	1.57E+05
Combustibles[41], [75]	Diesel camiones	[L/mes]	2.00E+01	4.33E+02	8.66E+03
Agua[51]	Agua de enfriamiento	[USD/ton]	6.52E+01	3.10E-01	1.35E+04
Mantenimiento y reparación[51]	2% de inversión de equipos				2.26E+05
Total Mensual					

Tabla 60: Costos de operación de gasificación

Ítem	Descripción	Unidad	Cantidad	P.U.	Total[CLP]
Compra de virutas [49]	Promedio del rango	[Euro /ton virutas seca]	2.70E+01	9.15E+01	1.65E+06
Vapor [51]			4.05E+01	8.20E+00	1.76E+04
Electricidad [83]		[kWh/mes]	2.15E+02	4.34E+01	9.35E+03
Combustibles [41], [75]	Diesel camiones	[L/mes]	2.00E+01	4.33E+02	8.66E+03
Mantenimiento y reparación [51]	2% de inversión de equipos				8.12E+04
Total Mensual					1.77E+06

Anexo N: Indicadores comparativos

Para determinar estos indicadores, se utilizó la información obtenida del Análisis de Ciclo de Vida, los costos de operación y la potencia generada de cada tecnología en el Escenario 1, los resultados se aprecian en la siguiente tabla:

Tabla 61: Indicadores comparativos de impacto ambiental y costos de operación

	Impacto ambiental por potencia generada[kg CO₂eq/kW]	Costos de operación por potencia generada[CLP \$/kW]
Combustión directa	4.019	34.585
Pelletización	1.104	13.657
Pirólisis	477	30.058
Gasificación	561	37.731