PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERIA

ANÁLISIS ECONÓMICO-ENERGÉTICO DE LA BIOMASA LIGNOCELULÓSICA EN CHILE

SEBASTIÁN MARCOS SAS BRUNSER

Tesis para optar al grado de
Magíster en Ciencias de la Ingeniería

Profesor Supervisor:
CÉSAR ANTONIO SÁEZ NAVARRETE

Santiago de Chile, Octubre, 2012.

© 2012, Sebastián Marcos Sas Brunser

PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERIA

ANÁLISIS ECONÓMICO-ENERGÉTICO DE LA BIOMASA LIGNOCELULÓSICA EN CHILE

SEBASTIÁN MARCOS SAS BRUNSER

Tesis presentada a la Comisión integrada por los profesores:

CÉSAR ANTONIO SÁEZ NAVARRETE

FRANCISCO JAVIER PIZARRO ARTIGAS

KARIN VON OSTEN YAÑEZ

RODRIGO ESCOBAR MORAGAS

Para completar las exigencias del grado de
Magíster en Ciencias de la Ingeniería

Santiago de Chile, Octubre 2012.

A mis Padres y Hermana, que estuvieron siempre allí para apoyarme y prestarme consejo.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Karin Von Osten y Viviana Ávalos por el apoyo en la investigación, a Pamela Delgado por la información y ayuda prestada, y a Álvaro Urzúa por su ayuda e invitación al congreso Biomasa de la FAO. Un especial agradecimiento al Profesor César Sáez Navarrete por su guía, apoyo y consejo a lo largo de la elaboración de este trabajo.

INDICE GENERAL

DEDICATORIA i

AGRADECIMIENTOS iii

INDICE DE TABLAS vi

INDICE DE FIGURAS vii

RESUMEN viii

ABSTRACT ix

1 OBJETIVOS Y METODOLOGÍA 1

1.1 OBJETIVO GENERAL 2

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS 2

1.3 ALCANCE 3

1.4 METODOLOGÍA Y PLAN DE TRABAJO 3

1.4.1 Información Sobre Proyectos Aplicados a la VI Región 4

1.4.2 Costos 4

2 CUANTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LA BIOMASA 6

2.1 DISPONIBILIDAD DE BIOMASA LIGNOCELULÓSICA EN CHILE 6

2.1.1 Aserraderos y empresas madereras 6

2.1.2 Residuos agroindustriales y residuos sólidos urbanos 8

2.1.3 Manejo forestal 8

2.2 CUANTIFICACIÓN BIOMASA DISPONIBLE EN LA VI REGIÓN 9

2.3 CARACTERIZACIÓN DE LA BIOMASA 12

3 BIOCOMBUSTIBLES 14

3.1 BIOCOMBUSTIBLES LÍQUIDOS 16

3.1.1 Bioetanol 17

3.1.2 Biocrudo (bio-oil) 21

3.2 BIOCOMBUSTIBLES SÓLIDOS 22

3.2.1 Pellets 22

3.3 BIOCOMBUSTIBLES EN FASE GAS 25
3.3.1 Syngas *26*
3.3.2 Biogás *26*
4 TECNOLOGÍAS 28
4.1 PRODUCCIÓN DE ETANOL 28
4.1.1 Escalas en la Producción de etanol celulósico *30*
4.1.2 Potencial de Producción en la VI Región *32*
4.2 GENERACIÓN ELÉCTRICA 35
4.2.1 Combustión Directa *36*
4.3 GASIFICACIÓN 37
4.4 POTENCIALES DE GENERACIÓN 40
5 PROCESO BIOQUÍMICO DISEÑADO POR LA NREL 43
5.1 PLANTA TIPO: CASO APLICADO A LA VI REGIÓN 46
5.2 COSTOS TOTALES DE INVERSIÓN 46
5.3 COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO 47
5.4 ANÁLISIS FINANCIERO 48
6 PROCESO TERMOQUÍMICO DISEÑADO POR LA NREL 50
6.1 PLANTA TIPO: CASO APLICADO A LA VI REGIÓN 51
6.2 COSTOS TOTALES DE INVERSIÓN 53
6.3 ANÁLISIS FINANCIERO 54
7 COMBUSTIÓN DIRECTA 58
7.1 PLANTA TIPO: CASO APLICADO A LA VI REGIÓN 58
7.2 COSTOS TOTALES DE INVERSIÓN 60
7.3 COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO 62
7.4 ANÁLISIS FINANCIERO: ANÁLISIS DE FLUJOS DE CAJA DESCONTADOS 63
7.4.1 Escenario *64*
7.4.2 Análisis de Sensibilidad *67*
8 GASIFICACIÓN 71
8.1 PLANTA TIPO: CASO APLICADO A LA VI REGIÓN 71

8.2 COSTO TOTAL DE INVERSIÓN 72
8.3 COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO 74
8.4 ANÁLISIS FINANCIERO: ANÁLISIS DE FLUJOS DE CAJA DESCONTADOS 74
8.4.1 Escenarios 75
9 IMPACTOS AMBIENTALES 77
9.1 PROYECTOS DE COMBUSTIÓN Y GASIFICACIÓN DE BIOMASA 77
9.1.1 Balance de Energía 77
9.1.2 Gases de Efecto Invernadero 78
9.1.3 Emisiones Atmosféricas 80
9.1.4 Residuos Sólidos 82
9.2 PROYECTOS DE PRODUCCIÓN DE BIOETANOL 83
10 CONCLUSIONES 86
10.1 RECOMENDACIONES 87
10.2 TRABAJO FUTURO 88
BIBLIOGRAFÍA 89

ANEXO A: Tasa de Dependencia Energética en Chile 94

ANEXO B: Residuos del Manejo forestal en Chile 97

ANEXO C: Modelo de Costos de Caputo 104

ANEXO D: Flujos de Caja Operacional 108

INDICE DE TABLAS

Tabla 3-1: Composición obtenida para el Pino Radiata y Eucalipto 12
Tabla 4-1: Propiedades del etanol y la gasolina.. 20
Tabla 4-2: Estándar de combustibles sólidos en Estados Unidos, Pellets Fuel Institute (PFI). 23
Tabla 5-1: Compañías en Estados Unidos que poseen plantas de etanol celulósico. 31
Tabla 5-2: Información utilizada para los cálculos de producción de etanol y de poder. 33
Tabla 5-3: Desempeño típico de los gasificadores en condiciones de presión atmosférica 38
Tabla 5-4: Tabla comparativa Combustión Directa vs. Gasificación 39
Tabla 6-1: Costos totales de inversión 47
Tabla 8-1: Costos Totales de Inversión para los potenciales de generación de poder. 61
Tabla 8-2: Principales supuestos económicos en el análisis del valor presente neto del proyecto. 64
Tabla 9-1: Literatura consultada sobre precios de inversión en proyectos de gasificación y producción de electricidad integrados. 72
Tabla 10-1: Medición emisiones de Plantas en California 81
Tabla 10-2: Emisiones por tonelada de biomasa consumida. 82

INDICE DE FIGURAS

Figura 3-1: Destino de los RAE obtenido de las industrias del aserrío en Chile 7
Figura 3-2 Ejemplo de tabla entregada (Comisión Nacional de Energía, 2008). 10
Figura 3-3 : Ejemplo de las tablas obtenidas del procesamiento de los datos del informe del CNE. 11
Figura 4-1: Caminos estudiados de la biomasa lignocelulosa para, en última instancia, generar energía... 16
Figura 4-2: Proceso típico de peletizado 24
Figura 5-1: Comparación tecnologías de Combustión Directa y Gasificación 29
Figura 5-2: Costos Específicos por Escala de producción - Bioetanol. 35
Figura 6-1: Perspectiva general del proceso de ácido diluido diseñado por la NREL. 45
Figura 7-1: Diagrama de flujos simplificado del proceso termoquímico. 52
Figura 7-2: Describe los componentes totales del MESP (total 2,05 USD/galón). 55
Figura 7-3: Análisis de las sensibilidades frente al MESP 56
Figura 8-1: Estabilización del Costos totales de inversión específicos ($/kWh) en proyectos de combustión directa 59
Figura 8-2: Diagrama del proceso de generación eléctrica a partir de la combustión directa de biomasa. . 60
Figura 8-3: Perfil de proyecto, Combustión Directa, 20 años 67
Figura 8-4: Perfil de proyecto, Combustión Directa, 25 años. 67
Figura 8-5 Variación de la tasa interna de retorno con respecto a cambios porcentuales en el costo total de inversión. 69
Figura 8-6 Variación de la tasa interna de retorno con respecto a cambios porcentuales en el costo total de inversión 69
Figura 10-1 Ratios de Sostenibilidad Energética 78
Figura 10-2 Emisión de Gases de Efecto Invernadero. 79

RESUMEN

Las tecnologías hoy en día más desarrolladas para la producción energética a partir de biomasa son las tecnologías de combustión directa, producción de syngas y la producción de etanol a través del proceso de la NREL. Estas tecnologías ya se han puesto a prueba en plantas piloto (NREL, 2011b, 2011c) y por esto se eligen para el análisis económico, energético y ambiental realizado en este trabajo de Tesis.

Para el análisis de estas tecnologías, se consideran como materia prima los residuos forestales de la VI región. Se obtiene como resultado que las cantidades potenciales de etanol que se podría producir son importantes, alrededor de 45 mil m^3. Esto es, relativas al 1% del consumo nacional de gasolina 93, 95 y 97 octanos. Esta producción sería aprovechada de mejor manera al ser utilizada como combustible de transporte en mezcla E10. Sin embargo, los proyectos de biomasa a etanol-celulósico no son rentables en la actualidad. El alto costo de inversión y de producción del etanol celulósico siguen siendo una barrera para la realización de proyectos comerciales, y la situación mundial actual de esta tecnología así lo muestra. Sólo en un escenario donde el litro de etanol pudiese venderse en la puerta de la planta a aproximadamente CLP$570 estos proyectos serían de interés. Los cinco factores que más afectan al precio mínimo de venta del etanol son, en orden de importancia; la escala, el TIR, la biomasa (tipo y costo), los factores de instalación y el monto de la inversión.

Con respecto a la producción de energía por combustión directa, se llega de manera bastante consistente que un sistema de combustión directa produciría alrededor de 20-25MW_e (tomando en cuenta la biomasa fácilmente disponible en la VI región), con un costo de inversión de aproximadamente 70 millones de dólares. Esta planta es rentable cuando los costos de biomasa son cercanos a cero. La gasificación ofrece mejoras en la eficiencia permitiendo así una producción mayor, alrededor de 37MW_e, con costos totales de inversión rondando los MMUS$126.

ABSTRACT

Today's most advanced technologies for biomass based energy production are direct combustion, syngas production and ethanol production: mainly through the NREL's thermochemical or biochemical process. These technologies have been already proven in pilot plants and therefore are selected for further analysis.

For this purpose, the technologies are scaled and simulated using as feedstock the forest residues generated in the VI region of Chile. As result, the ethanol production could be up to 45 thousand m3, accounting approximately for 1% of the national consumption of gasoline. Although an important quantity of ethanol could be made, cellulosic-ethanol projects are not profitable today. The high total cost of investment and production, continues to be a barrier for the development of these projects. The actual situation of the pilot plants worldwide proves it so. In the actual analysis, it is found that in Chile only a plant gate price of CLP$570 could make cellulosic ethanol projects economically feasible. The five factors that affect the minimum ethanol-selling price, in order of significance are: (1) the production scale, (2) the project's IRR, (3) the cost and type of biomass (4) the installation factors, and (5) the total cost of investment.

Concerning the direct combustion, the results and the literature aims very consistently that a project on the VI region could produce between 20 and 25 MWe with a total investment cost of 70 million US dollars. This plant could be profitable when the cost of biomass is negligible. The gasification offers efficiency improvements allowing a higher energy production, up to 37 MWe, with a investment of MMUSD$ 126 and its economical feasibility is restricted to more than one factor.

1 OBJETIVOS Y METODOLOGÍA

Chile es un país rico en biomasa lignocelulósica, procedente directa e indirectamente (residuos) tanto de la industria forestal como de la industria agrícola. Su disponibilidad actual representa una importante oportunidad para el país a fin de potenciar su uso como fuente de energía renovable en distintas aplicaciones. Es así como este trabajo pretende informar a los tomadores de decisiones sobre el estado actual de las tecnologías de aprovechamiento, sus procesos, costos y potenciales productivos de su utilización aplicados a la VI región de Chile.

La biomasa lignocelulósica corresponde a todo residuo vegetal que no sea un contenedor de azúcares (frutos) ni de almidón (granos). Está formado básicamente por celulosa, hemicelulosa y lignina. El aprovechamiento de esta clase de biomasa permite pasar por alto polémicas como su carbono neutralidad y competencia por suelos agrícolas, puesto que se trata de un residuo que en su caso alternativo es desechado y no necesita cultivarse.

Este estudio se basa en tres catastros realizados por el ministerio de energía;

- Residuos de las compañías madereras y aserraderos cubriendo desde la IV Región hacia el Sur (Comisión Nacional de Energía & INFOR, 2007),
- Residuos del manejo forestal desde la VI Región hacia el Sur (Comisión Nacional de Energía, 2008) y
- Residuos agroindustriales (Comisión Nacional de Energía, 2007)

Estos catastros cuentan con información espacial y temporal de las fuentes y corresponden a los tipos de biomasa que incluiremos en el análisis.

1.1 Objetivo general

El objetivo general de este proyecto se centra en realizar un análisis económico – ambiental del uso energético de biomasa lignocelulósica disponible en Chile.

1.2 Objetivos específicos

1. Establecer el potencial uso energético de la biomasa lignocelulósica disponible, tanto en su forma directa (combustión directa) como de combustibles líquidos (bio-oil, bioetanol) y gaseosos, (biogás y syngas).

2. Compilar y caracterizar opciones tecnológicas factibles de transformación biológica y termoquímica de biomasa en biocombustibles líquidos y gaseosos, además de las tecnologías de combustión de biocombustibles sólidos. Se analizarán sus eficiencias y costos de conversión a distintas escalas conocidas, y sus requerimientos para una gestión adecuada previa utilización (por ejemplo, necesidad de sistemas de recolección y acopio centralizado, pretratamiento de la biomasa).

3. Realizar una recopilación bibliográfica de indicadores adecuados para estimar y/o cuantificar el impacto ambiental en la utilización de biomasa lignocelulósica como fuente energética en Chile para algunos escenarios relevantes.

4. Entregar recomendaciones con énfasis técnico respecto del uso preferible situacional de biomasa lignocelulósica disponible en Chile, basadas en el análisis económico-ambiental realizado.

5. Realizar una revisión de tecnologías emergentes de elevado potencial económico, ambiental y/o social de implementarse en el mediano plazo como opciones para el aprovechamiento energético de biomasa lignocelulósica en Chile.

1.3 Alcance

Este trabajo presenta información sobre las fuentes de biomasa lignocelulósica descritas en la literatura y su potencial uso energético; revisando las opciones de biocombustibles y las tecnológicas más utilizadas en el mundo. Se entregan sus escalas, sus costos e impactos ambientales. Consecuentemente, se entrega información necesaria para el análisis comparativo entre las distintas tecnologías - destacando sus costo-beneficios, eficiencias y cuellos de botella- y aclara cuál debiese ser el destino de estos residuos, a través del análisis de un caso aplicado a la producción de bioetanol y electricidad en la Región del Libertador General Bernardo O'Higgins (VI Región en adelante).

1.4 Metodología y Plan de trabajo

Se realizó una revisión bibliográfica e investigación de diversas fuentes de entes relacionados con la producción y uso de biomasa lignocelulósica, tanto privadas como públicas. Adicionalmente, se consultó con expertos en el tema a fin de ajustar información de costos y alcances de las tecnologías estudiadas. Sobre esta base, se estudiaron las tecnologías factibles y maduras (disponibles comercialmente) de aprovechamiento energético con potencial de implementación local. Para este fin, se compilan, estiman y/o calculan factores que permitan establecer el grado de aprovechamiento de esta biomasa en términos energéticos y económicos para las distintas tecnologías factibles previamente identificadas. Finalmente se analizó el impacto ambiental de las opciones tecnológicas factibles, asociando los estudios de ciclo de vida de estas tecnologías y la experiencia en otros países.

1.4.1 Información Sobre Proyectos Aplicados a la VI Región

Para cada una de las cuatro tecnologías mencionadas en este informe, se diseña una planta tipo, que, por ser un análisis general incluye un set de configuraciones específicas posibles. Para cada tecnología hay diferentes tipos de configuraciones, y por presentar cada una de ellas diferencias no sensibles en el ámbito de este informe, se presentan como una sola. Es así como por ejemplo, las tecnologías de combustión directa de lecho fluidizado burbujeante y tecnologías de lecho fluidizado con recirculación son incluidas en el término de "combustión en calderas de lecho fluidizado" y todas sus distintas configuraciones son abarcadas dentro del *cluster* "combustión en caldera de lecho fluidizado".

En general, en la literatura se consideran plantas de escalas mayores a la planta tipo que analizaremos, por lo que se requirió de un escalamiento. El escalamiento tiene como fin considerar economías de escala, y se realizó mediante la fórmula exponencial simple comúnmente usada en los estudios (He & Zhang, 2011; NREL, 2011c; Wright & Brown, 2007). De esta manera, se escaló el CTI según la capacidad de la planta en unidades de consumo de biomasa por día. Para la plataforma termoquímica se utilizó un factor de escalamiento de 0,7 y 0,63 para la plataforma bioquímica; basado en las recomendaciones de la literatura de referencia.

1.4.2 Costos

Siguiendo con la metodología, para la planta tipo descrita a partir de la literatura, expertos consultados y experiencia de plantas en funcionamiento, se determina el Costo Total de Inversión (CTI) junto con los costos de operación y mantenimiento (O&M). Para los costos de operación y mantenimiento manejaremos un "costo neto específico",

el cual es una función del costo del sistema, su desempeño, el costo de la biomasa, otros costos O&M no relacionados a la materia prima y el costo de capital. Este "costo neto específico" es clave para el análisis financiero de flujos descontados y la estimación de la rentabilidad de cada proyecto.

En la estimación de los CTI y O&M a partir de la literatura consultada, se encontró con el problema de que los estudios estaban realizados en distintos años, distintas monedas y a distintas escalas. Es por esto que para homogeneizar el criterio, se utilizó:

(i) Una calculadora de inflación de dólares (U.S. Bureau of Labor Statistics, 2012),
(ii) Tasas de cambio de USD – Euro (European Central Bank, 2012) y
(iii) Un escalamiento factorial simple, del cual nos referiremos más adelante.

De esta manera, se logra unificar los valores reportados en diversos estudios para llegar a un rango único de precios expresada en dólares del 2010 para el caso de los proyectos de combustión y valor de moneda del 2007 para los proyectos de etanol celulósico. Se eligen estas fechas debido a que los mayores estudios están con esta moneda, y de esta manera se introduce menos ruido en los datos del estudio. Esta técnica de reportar en valor de monedas anteriores es ampliamente usada en la literatura (Aden & Foust, 2009; Gnansounou & Dauriat, 2010; He & Zhang, 2011; NREL, 2011a, 2011c; Wright & Brown, 2007) y pone énfasis en que las consideraciones deben colocarse sobre las sensibilidades de los proyectos frente a los procesos, tecnologías y costos individuales, más que el valor absoluto del VAN del proyecto.

2 CUANTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LA BIOMASA

2.1 Disponibilidad de Biomasa Lignocelulósica en Chile

Como se indicó anteriormente para este trabajo se recopiló información sobre las fuentes de biomasa de los estudios de la Comisión de Energía:

- Residuos de las compañías madereras y aserraderos cubriendo desde la IV Región hacia el Sur (Comisión Nacional de Energía & INFOR, 2007),
- Residuos del manejo forestal desde la VI Región hacia el Sur (Comisión Nacional de Energía, 2008) y
- Residuos agroindustriales (Comisión Nacional de Energía, 2007).

2.1.1 Aserraderos y empresas madereras

En la actualidad existen unas 2,3 millones de hectáreas de bosque plantado. De ellas, un 63,4% corresponden a plantaciones de Pino Radiata y un 27,8%, de Eucalipto. El consumo industrial de madera en trozas de estas especies alcanza 29.652 M m^3ssc de Pino Radiata y 12.056 M m^3ssc[*] de Eucalipto (Instituto Forestal, 2009).

La Comisión Nacional de Energía junto con el Instituto Forestal en la publicación "Disponibilidad de Residuos Madereros" (2007) realizaron un catastro de las industrias del aserrío en Chile y su producción de residuos con potencial de utilización energética. En este trabajo se detallan las ubicaciones de las plantaciones, sus producciones de madera aserrada y los Residuos Energéticamente Aprovechables (RAE) provenientes de dicha industria. Se reporta un volumen anual de RAE de 5.542.649 m^3scc, con su equivalente en unidades de peso de 3.253.724 toneladas. Sin embargo, dicha cantidad no se encuentra disponible en su totalidad, debido a que gran parte de ella es, o bien

[*] ssc - sólidos sin corteza; scc - sólidos con corteza

autoconsumida para la producción de calor y energía por las mismas empresas, o comercializada a papeleras y otras empresas.

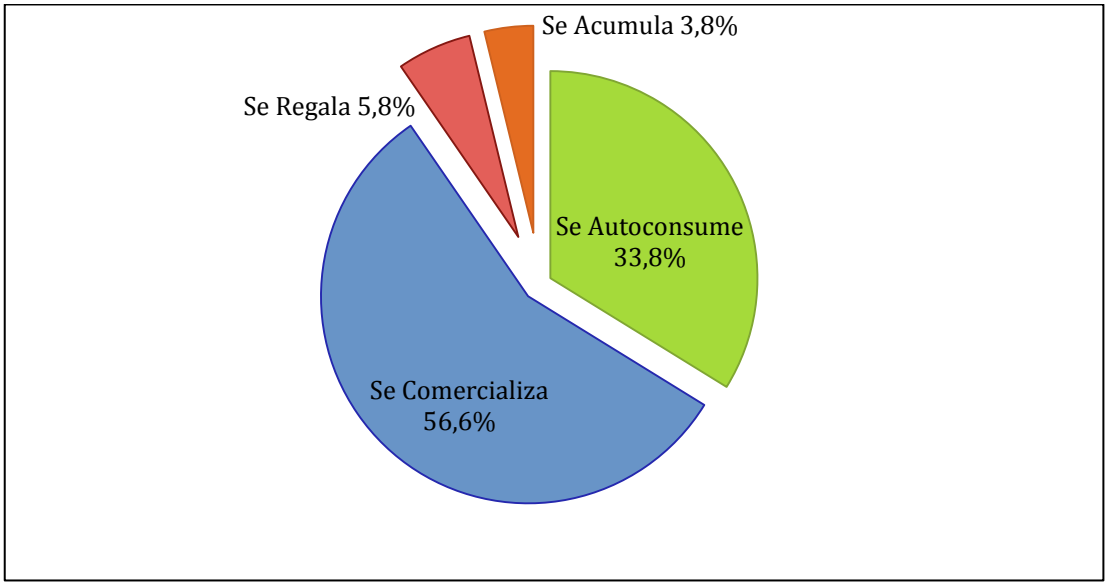


Figura 2-1: Destino de los RAE obtenido de las industrias del aserrío en Chile. La mayor proporción de los residuos aprovechables son vendidos o consumidos por las mismas industrias (Comisión Nacional de Energía & INFOR, 2007).

Debido a la planificación de otros proyectos que consumen esta biomasa, se cree que la disponibilidad del 10% del RAE reportado en el informe del 2007, hoy en día es o bien inexistente, o difícilmente disponible[1].

[1] Esta afirmación se basa en los proyectos de Bioenergía Lautaro COMASA (2011) el cual consume biomasa forestal no tratada; Central Energía Pacífico (2011) – cocombustión principalmente de residuos madereros; Constitución de Celulosa Arauco y Constitución (2007) quemando licor y/o biomasa LC. Otros proyectos en funcionamiento desde el reporte hasta la fecha son los de MASISA (2010) y Ex-FPC (2007). Adicionalmente, existen otros que aún no entran en operación.

2.1.2 Residuos agroindustriales y residuos sólidos urbanos

Se hace referencia a residuos agroindustriales a aquellos que produce la industria agrícola de naturaleza lignocelulósica, y que los descarta por ser inservibles o indeseables desde su contexto productivo. En Chile existen algunas industrias que producen este tipo de residuos; a saber, industrias de fermentación alcohólica – vino, pisco y cerveza - industria láctea, procesamiento de frutas y vegetales (procesos de deshidratación, congelación, concentración y elaboración de pulpas y concentrados). Otros residuos comprendidos en esta clasificación corresponden a aquellos provenientes del proceso de producción de bebidas de infusión tales como té y café.

2.1.3 Manejo forestal

Además de las 2,3 millones de hectáreas de bosque plantado ya mencionadas, existen 13,6 millones de hectáreas de bosque natural o nativo. Es posible desarrollar prácticas y métodos sustentables para obtener biomasa a partir de ambas clases de bosques. Esto se realiza de manera diferenciada en bosques plantados, cuyo fin es comercial, respecto de bosques naturales, cuyo fin es la preservación. Sin embargo, existe una fuerte barrera para obtener estos residuos debido a que la CONAF, ente fiscalizador de estos recursos, no ha establecido ni definido aún alguna política de obtención de los recursos. En contraste, para los bosques comerciales, los cuales se talan completamente finalizado su ciclo, es posible obtener biomasa entre periodos de forestación y tala (o cosecha) de los residuos de la corta final y de las maderas que no puedan comercializarse.

Existen algunas reglas generales sobre la obtención de residuos del manejo forestal, las cuales se han obtenido gracias a la experiencia de países como Finlandia y Suecia. Estas reglas cuidan de no explotar el bosque en el punto que denominan potencial máximo de biomasa. En Finlandia y Suecia las reglas “del pulgar” son aplicadas para calcular el

potencial de obtención de los residuos forestales (The World Bank, 2010). En ambos países se extrae el:

- 75% del máximo potencial de las cortas finales
- 45% de aclareos forestales
- 20% de los *stumps* (chongos) de las cortas finales
- 25% de cortas adicionales

2.2 Cuantificación Biomasa Disponible en la VI Región

Para la cuantificación de la biomasa disponible para uso energético, en el presente trabajo nos basamos en el estudio entregado por la Comisión Nacional de Energía: *Potencial de Biomasa Forestal* (2008). En este informe se entregan los residuos aprovechables del manejo de las plantaciones de Pino radiata y Eucalipto, clasificados en tres categorías, según las características de la zona:

(a) Influencia Industrial:

Corresponden a áreas en donde las industrias existentes obtienen su abastecimiento en troza y potencialmente pudieran ir a buscar residuos de manejo forestal para suplir sus requerimientos energéticos. Por esto, el aprovechamiento de los desechos provenientes de estas zonas podría generar una indeseable competencia por estos recursos.

(b) Baja Competencia

Zonas en las cuales debido a la situación (del 2008) se podría obtener material residual en forma expedita.

(c) Disperso

Zonas en las cuales difícilmente los residuos se pueden colectar en forma económica.

En dicho informe, la información se presenta en tablas agrupadas región, por comunas y zonas de alta, baja influencia industrial y disperso y por región. Un ejemplo de la tabla contenidas en el informe se muestra en la

Figura 2-2:

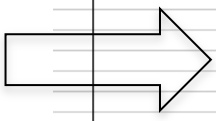
VI Región: Disponibilidad de residuos de pino radiata y eucalipto por región y comuna (miles de m³ s.s.c.)

Pino: Densidad 810 kg/m³, Energía calórica 2.150 kcal/kg, 1.741.500 kcal/m³ s.s.c.
Eucalipto: Densidad 1.180 kg/m³, Energía calórica 2.300 kcal/kg, 2.714.000 kcal/m³ s.s.c.

Año	Área: Influencia Industrial; Comunas: Paredones, Pumanque y Lolol										Potencia instalable teórica	0,5	0,75
	Residuos de Pino Radiata de:				Residuos Pino	Pino Gcal	Pino MWh_e	Residuos Eucalipto	Euca Gcal	Euca MWh_e	Total MWh_e	Potencia factible	
	Cosecha	Raleo Desech	Raleo Com	Poda								Mín.	Máx.
2006	137	5	32	14	*187*	326.248	67.301	11	29.447	6.075	73.375	8,7	4,4	6,6
2007	136	3	35	22	*197*	343.166	70.791	16	44.645	9.210	80.000	9,5	4,8	7,1
2008	136	3	18	19	*176*	307.240	63.380	26	71.243	14.696	78.076	9,3	4,6	7,0
2009	136	1	6	20	*164*	285.936	58.985	26	71.243	14.696	73.681	8,8	4,4	6,6
2010	137	1	27	14	*179*	312.217	64.406	27	74.092	15.284	79.691	9,5	4,7	7,1
2011	137		42	15	*194*	338.280	69.783	27	74.092	15.284	85.067	10,1	5,1	7,6
2012	137	1	32	6	*177*	307.722	63.479	27	74.092	15.284	78.763	9,4	4,7	7,0
2013	137		31	4	*172*	299.917	61.869	27	74.092	15.284	77.153	9,2	4,6	6,9
2014	137		20	3	*161*	279.842	57.728	27	74.092	15.284	73.012	8,7	4,3	6,5
2015	137		6	4	*147*	256.383	52.888	27	74.092	15.284	68.173	8,1	4,1	6,1
2016	134		11	0	*145*	253.216	52.235	27	74.092	15.284	67.519	8,0	4,0	6,0
2017	134		10	0	*144*	250.656	51.707	27	74.092	15.284	66.991	8,0	4,0	6,0

Figura 2-2 Ejemplo de tabla entregada (Comisión Nacional de Energía, 2008) con datos sobre los residuos de Pino Radiata y Eucalipto. La información se encuentra desagregada por comuna y por clasificación del área (Influencia industrial, Baja Competencia y Disperso).

Estas tablas se compilaron según región y zona de influencia y se presentan en el ANEXO B. A continuación se muestra un ejemplo las tablas dinámicas (Figura 2-3) capaces de entregar la información requerida.



Área	Baja Competencia					
Sum of Residuos Pino	Región					
Año	IX	VI	VII	VIII	X	Grand Total
2006	967	330	995	1300	642	4234
2007	908	336	987	1326	651	4208
2008	890	315	1089	1394	659	4347
2009	959	302	1096	1401	652	4410
2010	965	323	1225	1505	644	4662
2011	967	353	1204	1480	672	4676
2012	891	337	1236	1359	640	4463
2013	877	313	1288	1324	622	4424
2014	862	298	1285	1302	626	4373
2015	884	286	1243	1236	632	4281
2016	876	278	1229	1197	612	4192
2017	821	271	1205	1138	584	4019
Grand Total	10867	3742	14082	15962	7636	52289

Figura 2-3 : Ejemplo de las tablas obtenidas del procesamiento de los datos del informe del CNE.

Con la ayuda de dichas tablas, se cuantifican un total de 162,85 mil m^3 s.s.c.[2] al año de Pino Radiata, además de 27 mil m^3 s.s.c. al año de Eucalipto en el área de Influencia Industrial, lo que equivalen a un total de 61.400 toneladas de biomasa seca, considerando que el peso verde contiene un 50% de humedad (b.h.) (Comisión Nacional de Energía, 2008; Comisión Nacional de Energía & INFOR, 2007).

En la zona de Baja Competencia se tienen 305,14 mil m^3 s.s.c. al año de Pino Radiata + 94 mil m^3 s.s.c. al año de Eucalipto, equivalente a 134.000 toneladas de biomasa seca por año. No existe biomasa dispersa en la VI región, representando valores promedios de la proyección 2011-2017 entregada por dicho informe.

En cuanto a los costos para la obtención de esta biomasa, se establece que los gastos a incurrir corresponderían a los costos de *mulching*, transporte y acanche, los que estarían estimados entre US$ 30-50 por tonelada seca (Comisión Nacional de Energía, 2008), dependiendo de la distancia de transporte, considerando siempre viajes dentro de la región. La información sobre la generación de residuos y sus costos es clave a la hora de diseñar un proyecto, puesto que la recolección de biomasa es el principal costo.

[2] Sólidos Sin Corteza.

De esta manera, se ha establecido que la biomasa lignocelulósica que se encuentra disponible en la VI región corresponde a los residuos del manejo de plantaciones forestales, cuyos potenciales ascienden a 61.400 toneladas secas al año en zonas de influencia industrial y 134.000 toneladas secas al año en zonas de baja competencia.

2.3 Caracterización de la Biomasa

Obtenidas las cantidades de biomasa a utilizar, es necesario conseguir la composición de la biomasa a utilizar. Para esto, se utilizó la base de datos de el Departamento de Energía de los Estados Unidos (U.S. Department of Energy, 2004), que dispone la caracterización de la madera de *Pinus radiata* y *Eucaliptus saligna* con lo que es posible obtener las composiciones precisas de los residuos a utilizar. Esta caracterización es útil a la hora de calcular las potenciales producciones de biocombustibles líquidos y también para realizar los cálculos energéticos a partir de la combustión de dicha biomasa.

	Composición Porcentual (% peso)				
	C	H	O	N	S
Pinus radiata	4,1883	5,9800	2,6338	0,0021	0,0003
Eucalyptus saligna	49,7433	5,9467	42,5900	0,2033	0,0200

Tabla 2-1 Composición obtenida del promedio de; 2 ensayos aplicados a una única muestra para el Pino Radiata y 3 muestras de Eucalipto (U.S. Department of Energy, 2004).

Las ecuaciones equivalentes obtenidas corresponden a $\mathbf{CH_{1,435}O_{0,642}N_{0,004}}$ para el Eucalipto y $\mathbf{CH_{1,428}O_{0,629}N_{0,001}}$ para el Pino. El total de la información sobre la composición de estas especies se encuentra en la base de datos del U.S. D.O.E.

3 BIOCOMBUSTIBLES

Las formas en que la biomasa puede utilizarse para fines energéticos incluyen combustión, típicamente en calderas para la producción de calor, energía o ambos, bajo el nombre de cogeneración, y procesos de transformación para producir biocombustibles.

Un biocombustible, será producido si resulta económicamente competitivo, ambientalmente aceptable, técnicamente factible y actualmente disponible. De todos estos requerimientos, el limitante en el desarrollo de los biocombustibles, es el de obtener un producto con un precio económicamente competitivo, en relación a los combustibles convencionales (Sohel & Jack, 2011). Si bien, la eficiencia del proceso es un factor principal en su economía, el mayor costo asociado al procesamiento es el costo de la materia prima. Dentro del costo de la materia prima, el que corresponde al mayor ponderador es el precio del transporte de la biomasa, debido a la dispersión de las fuentes y su baja densidad energética. Es por esto que un sistema de logística-transporte que optimice la cadena de suministro, resulta crítico en cualquier proyecto de utilización de biomasa con fines energéticos.

Los Biocombustibles obtenidos a partir del procesamiento de la biomasa, se obtienen mediante tres rutas tecnológicas posibles: la vía termodinámica, la vía bioquímica o enzimática, y la pelletización u compactación de la biomasa.

Los biocombustibles pueden ser utilizados como combustibles alternativos presentando varias ventajas por sobre los combustibles fósiles (combustibles convencionales). Entre las ventajas se encuentran :

(i) la disponibilidad y variedad de fuentes de biomasa,

(ii) la emisión neta de CO_2 cero, o cercana a cero,

(iii) el potencial bajo impacto ambiental tanto en su producción como consumo, y

(iv) el aumento en la independencia energética, al producir con insumos locales combustibles y energía.

Los biocombustibles se consideran amigables ambientalmente debido a su bajo contenido de azufre, nitrógeno y menores emisiones de COV[3] que combustibles fósiles al ser utilizados en motores de combustión interna (Balat, 2011; Di Blasi, 2009).

Los biocombustibles pueden clasificarse en sólidos, líquidos y gaseosos. Aquellos actualmente más utilizados corresponden a pellets –sólidos, bio-oil, biodiesel y bioetanol -dentro de los biocombustibles líquidos-, y biogás y syngas, dentro de los biocombustibles gaseosos (ver Figura 4-1).

[3] Compuestos Orgánicos Volátiles

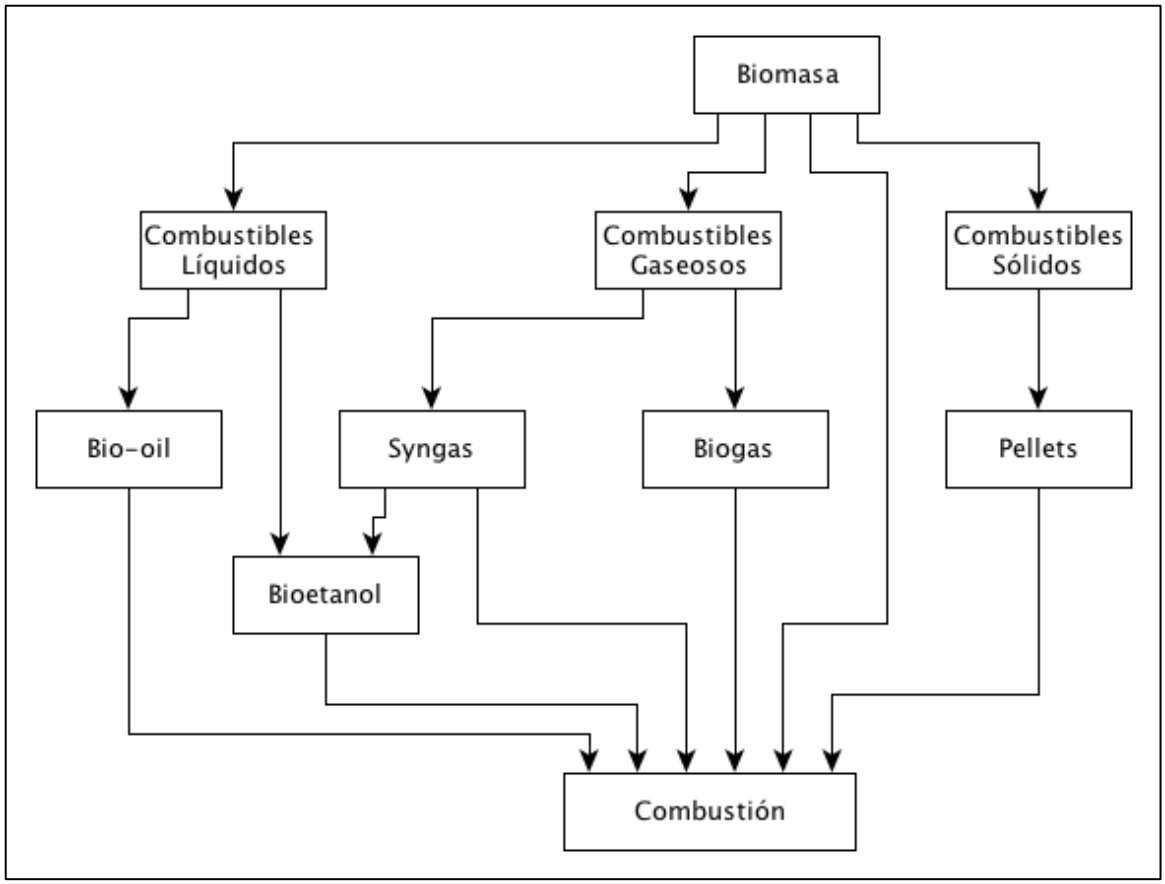


Figura 3-1: Caminos estudiados de la biomasa lignocelulosa para, en última instancia, generar energía.

3.1 Biocombustibles líquidos

En el proceso de condensar energía a partir de biomasa lignocelulósica, se pueden obtener combustibles en fase líquida, facilitando su transporte y almacenamiento, incrementando su versatilidad de uso.

Los biocombustibles líquidos existentes son fundamentalmente bioetanol, biodiesel y biocrudo (*bio-oil*). BioETBE (Etil ter-butil éter), BioMTBE (Metil ter-butil éter) y

Biodimetiléter (DME) y biometanol como biocombustibles o bioaditivos para la formulación de biocombustibles producidos a partir de biomasa.

3.1.1 Bioetanol

Existen globalmente dos biocombustibles líquidos de utilización extendida para el transporte; biodiesel y bioetanol. Ambos son compatibles con el petróleo diesel y gasolinas respectivamente. La mezcla de gasolina y etanol es llamada comúnmente "gasohol", y esta puede utilizarse en motores de combustión interna sin modificar en hasta un 15% volumen de etanol; E10. La mezcla E10, está establecida como cantidad máxima de etanol permitida para motores no modificados, básicamente por las garantías de los fabricantes de automóviles. Adicionalmente, ningún fabricante de automóviles convencionales da garantía de sus motores por el uso de mezclas con mayor porcentaje de etanol (Yacobucci, 2010). Por otra parte, el biodiesel es obtenido más económicamente a partir de compuestos ricos en grasas y aceites (Demirbas, 2011; Fatih Demirbas, Balat, & Balat, 2011), y su obtención a partir de biomasa lignocelulósica corresponde al uso de mayor costo de esta biomasa (Wright & Brown, 2007), por lo que será excluido de este análisis.

El etanol corresponde a un hidrocarburo de formula C_2H_5OH, incoloro e inflamable. El término bioetanol se refiere por tanto al etanol producido a partir de biomasa como materia prima, en la forma de azúcares fermentables. La biomasa lignocelulósica es la materia prima –no azucarada- de mayor potencial para la producción de bioetanol en Chile dada su alta disponibilidad y su posible obtención a bajo costo. Aún así, una planta a gran escala de bioetanol a partir de biomasa lignocelulósica aún no ha sido implementada a escala comercial en el mundo (Balat, 2011). En efecto, se debe resolver la problemática de producción de azúcares fermentables a partir de residuos lignocelulósicos de manera efectiva, eficiente y de bajo costo antes de escalar e implementar una tecnología comercialmente viable.

El etanol posee 4 ventajas sobre la gasolina:

(i) se utiliza menos gasolina en mezclas combustibles, lo que aminora la presión de demanda de petróleo,

(ii) aumenta el octanaje de la bencina permitiendo su mayor compresión en los motores de combustión interna,

(iii) el etanol provee oxígeno a la combustión logrando que se genere una combustión más completa, y

(iv) reduce las emisiones de gases de efecto invernadero en el uso en reemplazo de gasolinas convencionales (Center for Transportation Research Argonne National Laboratory, 1999; Turner, Xu, Cracknell, Natarajan, & Chen, 2011; Wyman, 1994).

Desventajas en la utilización de etanol que han sido mencionadas por Balat (2011) son las siguientes:

(i) menor densidad energética que la gasolina,

(ii) propiedades corrosivas,

(iii) baja luminosidad de la llama,

(iv) dependiendo de la mezcla puede tener una menor presión de vapor, la cual dificulta partidas en frío,

(v) solubilidad con el agua,

(vi) toxicidad para los ecosistemas,

(vii) potencial aumento en la emisión de acetaldehídos y

(viii) aumento en la presión de vapor al mezclarla con gasolina.

Debido a que el etanol tiene un menor poder calorífico que la gasolina, un automóvil alimentado con etanol recorrerá alrededor de un 80% de los kilómetros que un auto alimentado con un mismo volumen de gasolina tradicional (Balat, 2011).

Ahora bien, en el caso de las mezclas de etanol con gasolina, existe un estudio realizado por Niven (2005), indica que las emisiones de contaminantes atmosféricos, causadas por la combustión de E10, E20 y E85 no son necesariamente menores que en la combustión de combustibles fósiles no enriquecidos (E0). Niven realiza una síntesis de diversos estudios en la materia, mostrando que existe una gran variabilidad en los resultados, concluyendo la imposibilidad de afirmar que las emisiones de la combustión de mezclas tienen efectos positivos para el medio ambiente.

La

Tabla 3-1 muestra las principales características físico-químicas del etanol.

	Etanol C_2H_5OH	Gasolina C4-C12
Peso Molecular [g/mol]	46	~ 114
Gravedad Específica	0,788 (298K)	0,739 (288,5K)
Densidad de Vapor - relativa al aire	1,59	3,0-4,0
Densidad Líquida [Kg/m3 a 298K]	790	740
Punto de Ebullición [K]	351	300-518
Punto de Fusión [K]	129	-
calor de vaporización [Kcal/Kg]	227,78	75

	Etanol C_2H_5OH	Gasolina C4-C12
Poder Calorífico [Kcal/L]		
Inferior	4926,2	7389,3
Superior	5658,5	8121,6
Presión de diseño del tanque [atm]	1	1
Viscosidad [cp]	1,2	0,56
Punto de Inflamación (*flash point*) [K]	287	228
Límites de Inflamabilidad/Explosión		
(%) Inferior (LPL)	3,3	1,3
(%) Superior (UPL)	19	7,6
Temperatura de Auto ignición [K]	636	523-733
Solubilidad en Agua	100%	Despr. (~0,01)
Azeótropo en Agua	95% EtOH	Inmiscible
Temperatura máxima de Llama [K]	2193	2303
Energía mínima de ignición en Aire [mJ]	0,23	-

Tabla 3-1 La forma en que actualmente el etanol es más utilizado es en mezcla con la gasolina (mezcla "Gasohol"). La tabla muestra las propiedades del etanol y la gasolina. Adaptada de "Production of bioethanol from lignocellulosic materials via the biochemical pathway: A review", por M. Balat, 2011, Energy Conversion and Management.

Entre los contaminantes estudiados, el acetaldehído y el etanol siempre presentan un aumento, y, los estudios hechos sobre las emisiones de NO_x han mostrado generalmente un aumento en las emisiones (Niven, 2005). Se debe tener en consideración que, como las emisiones de NO_x están fuertemente relacionadas a la razón aire-combustible, esto supone que una pequeña modificación del motor sería necesaria, también para la utilización de E10. En adición a las emisiones de escape, las mezclas como E10 y E20

tienen mayor presión de vapor que E0 sobre los 16ºC (Niven, 2005), lo que aumenta las emisiones por evaporación.

Niven indica, que el E10 ofrecería algunas ventajas sobre E0, en reducir el material particulado y las emisiones de CO. Así bien, con un adecuado control de la volatilidad del combustible, se reducirían las emisiones totales de hidrocarburos y compuestos tóxicos como el benceno. No obstante, sin el debido control, las emisiones de estos compuestos serían mayor que en el uso de E0, dada las pérdidas por evaporación.

Finalmente, estudios de ciclo completo (*life-cycle*) y evidencias de casos muestran que al incluir E10 en el sistema de transporte, se podría incurrir en una degradación de la calidad del aire más que a una mejora (Niven, 2005). La recomendación es a aproximarse a la utilización de E10 con precaución y más estudio.

3.1.2 Biocrudo (*bio-oil*)

El *bio-oil* es un líquido obtenido de la pirólisis rápida (*fast pyrolysis*) de biomasa. El proceso consiste en calentar rápidamente hasta unos 500ºC la biomasa en un ambiente reducido en oxígeno, con un tiempo de residencia del gas de trabajo de ~1 segundo. (Bridgwater, 2011) Mediante este procedimiento, se obtienen combustibles en fases sólidas, líquidas y gaseosas. En este proceso se puede utilizar una amplia gama de tipos de biomasa, incluyendo lignocelulosa. Estos procesos producen normalmente entre un 15-20%p/p de productos sólidos (*char),* 10-20%p/p de gases no condensables y un 60-75%p/p de una fase acuosa o biocrudo.

El biocrudo se compone principalmente de hidrocarburos aromáticos y alifáticos, además de compuestos oxigenados, como hidroxiacetaldehido ($C_2H_4O_2$) y levoglucosan ($C_6H_{10}O_5$). Este último compuesto corresponde a un químico presente en la atmósfera, el cual proviene únicamente de la quema de biomasa (Silverstein, 2004).

Si bien la composición varía según la materia prima, los constituyentes generales son 20-25% agua, 25-30% lignina insoluble, 5-12% ácidos orgánicos, 5-10% hidrocarburos apolares, 5-10% azúcares anhídros y 10-25% de otros compuestos orgánicos (Demirbas, 2011; Fatih Demirbas, et al., 2011). Es importante notar que este biocombustible no es apto para su utilización como combustible de transporte dada su alta viscosidad, naturaleza ácida, bajo poder calorífico, alto contenido de agua y oxígeno e incompatibilidad con los combustibles convencionales. Adicionalmente requiere de condiciones especiales para el almacenamiento, transporte, utilización y mejoramiento.

3.2 Biocombustibles sólidos

Cuando se trabaja con biomasa lignocelulósica, esta se puede manejar en diferentes formatos distintos a la biomasa no tratada. Los formatos *pellets* y *briquetas* contienen mayores densidades energéticas (y menor humedad), permitiendo reducir los costos de transporte y almacenamiento de biomasa, a costa de tener que procesar biomasa en el lugar de origen. Las tecnologías para la combustión de los distintos formatos de biomasa sólida -caldera tipo *stoker*, de lecho fijo y fluidizado - se mantienen aproximadamente sin cambios. Esto se debe a que estas tecnologías son versátiles en cuánto al uso del combustible y solo requeriría una partida en frío especial por combustible, una alimentación específica y, especialmente, se modifica el tratamiento de los gases de escape. En los capítulos siguientes se revisará en mayor detalle la quema directa de biomasa como combustible sólido y sus tecnologías, dejando de lado su procesamiento para la obtención de un producto combustible sólido secundario.

3.2.1 Pellets

Los pellets son un biocombustible sólidos bastante estandarizado en todo el mundo (Europa, Estados Unidos, Gran Bretaña, Suiza, Suecia, Austria, Alemania), por lo que se habla de un producto con composición establecida y de características conocidas. La

Tabla 3-2 muestra las especificaciones de un pellet según su calificación como pellet estándar o *premium*.

Producidos por la compresión de restos madereros de distinta fuente, los pellets no necesitan la adición de un aglutinante ni de un pegamento. La razón de ello estriba en que al procesarse a presión, la temperatura aumenta hasta ~100ºC, solubilizando la lignina, la cual actúa como pegamento al enfriarse (Polagye, Hodgson, & Malte, 2007). Por ello, sólo se necesita como insumo restos de madera y vapor de agua.

La producción de pellets consta de la recepción de biomasa, secado, molido, peletizado y su final almacenamiento.

Pellet Standard (PFI)			
Característica	*Utility*	Estándar	Premium
Largos mayores a 38 mm [%]	≥ 1	≥ 1	≥ 1
Diámetro [mm]	5,84 - 7,25	5,84 - 7,25	5,84 - 7,25
Densidad Aparente [kg/m3]	612 - 737	612 - 737	640 - 737
Partículas [%]	≤ 1	≤ 1	≤ 0,5
Durabilidad [%]	≥ 95	≥ 95	≥ 96,5
Contenido de Cenizas [%]	6	2	1
Humedad [%b.h.]	10	10	8
Cloro [ppm]	≤ 300	≤ 300	≤ 300

Tabla 3-2 Especificaciones obligatorias dadas por el estándar de combustibles sólidos en Estados Unidos, Pellets Fuel Institute (PFI).

Con la peletización, la densidad aparente puede aumentar hasta diez veces, la humedad es disminuida, mejora las facilidades de transporte y almacenado, y permite una

combustión homogénea. (Turner, et al., 2011; UBC Biomass And Bioenergy Research Group, 2010).

Los costos en la peletización están asociados al transporte y al secado de la biomasa. El costo del molido y prensado son bastante inferiores a los mencionados anteriormente. Es por esto que es fundamental concentrarse en los principales dos puntos mencionados, para la reducción de costos en el proceso. La Figura 3-2 muestra el proceso estándar de peletización.

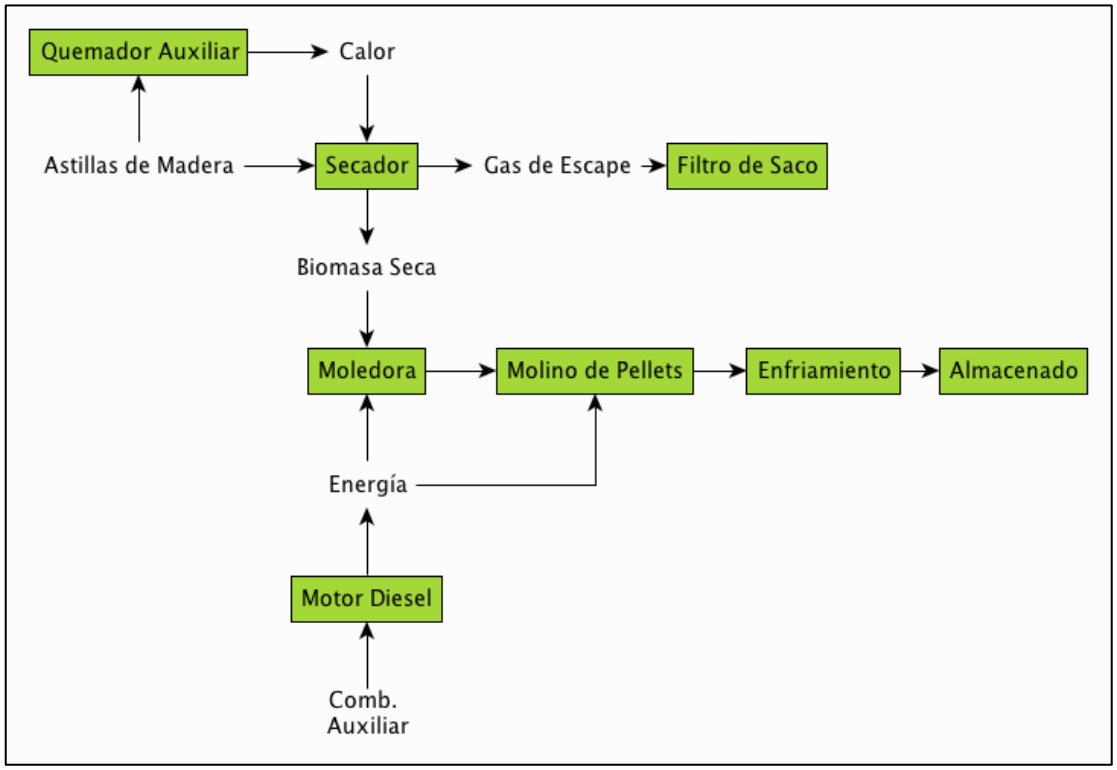


Figura 3-2 Proceso típico de peletizado. Para una planta transportable, se debe utilizar un combustible adicional para satisfacer las demandas energéticas del proceso. Adaptado de *Wood Pellet Optimization* (UBC Biomass And Bioenergy Research Group, 2010).

Actualmente las tecnologías de peletizado son ampliamente utilizadas. De hecho, durante el 2009, Estados Unidos produjo alrededor de tres millones y medio de toneladas de pellets, y el mercado continúa creciendo (UBC Biomass And Bioenergy Research Group, 2010).

3.3 Biocombustibles en fase Gas

La gasificación de la biomasa se puede obtener por medios termoquímicos o bioquímicos, pero la gasificación térmica es la única tecnología cercana a ser comercializada (U.S. EPA, 2007). La gasificación no está tan fuertemente establecida comercialmente como la combustión directa. Sin embargo, presenta diversas ventajas, lo que hace que se mantenga un interés creciente en el desarrollo e implementación de esta tecnología:

(i) el gas se puede limpiar previo a su combustión, disminuyendo la presencia de compuestos químicos perjudiciales[4],

(ii) un combustible gaseoso es más versátil.

(iii) se puede manejar una amplia gama de tipos de biomasa sin requerir mayores cambios en el proceso.

(iv) puede ser usado para el procesamiento de *waste fuels* y la remoción de metales pesados y compuestos peligrosos contenidos en ellos (U.S. EPA, 2007).

El principal producto generado a partir de gasificación de la biomasa es el gas de síntesis o *syngas*. Por su parte, el biogás se obtiene a partir de componentes biodegradables en

[4] Principalmente compuestos provenientes del Cloro como el Cloruro de Hidrógeno (HCl), oliclorodibenzofuranos (PCDF) y las policlorodibenzodioxinas (PCDD).

diversas rutas bioquímicas donde actúan diversos tipos de microorganismos degradadores. Cada uno de ellos posee características y composiciones diferentes.

3.3.1 Syngas

El gas de síntesis es obtenido por el procesamiento termoquímico de biomasa. El proceso -a grandes rasgos- consiste en calentar biomasa en un ambiente con bajas concentraciones de oxígeno (entre 1/5 y 1/3 de la cantidad estequiométrica), donde la biomasa se descompone en moléculas más simples con elevado contenido energético; *syngas*. El *syngas* está compuesto mayormente por hidrógeno, monóxido de carbono y metano. La composición precisa y sus propiedades son altamente dependientes de la materia prima utilizada y sus contaminantes, las condiciones del proceso y el gas de trabajo utilizado. Este gas puede ser utilizado en una caldera de ciclo simple o combinado, tal y como el biogás.

3.3.2 Biogás

El biogás es obtenido por el procesamiento bioquímico de la biomasa. El proceso se realiza industrialmente en un bioreactor o biodigestor en condiciones anaeróbico, que contiene una microflora bacteriana compleja capaz de degradar secuencialmente compuestos orgánicos complejos hasta compuestos más simples, y finalmente hasta CO_2 y CH_4 (metanogénesis reductiva y metanogénesis aceticlástica). El biogás está compuesto por metano 55-75%vol., dióxido de carbono 30-45%vol. y cantidades pequeñas de compuestos sulfurados y nitrógeno (Fatih Demirbas, et al., 2011).

Cabe destacar que existe un problema asociado a la producción de biogás a partir de residuos lignocelulósicos. El problema se origina en su alta proporción carbono /

nitrógeno. La biomasa lignocelulósica posee pequeñas cantidades de nitrógeno, lo que causa que éste sea consumido rápidamente por los microorganismos metanogénicos. En consecuencia, para la producción de biogás a partir de desechos lignocelulósicos es necesario la adición de nitrógeno inorgánico – en forma de amoníaco por ejemplo – o la mezcla con otro tipo de biomasa rica en nitrógeno. Si bien el nitrógeno agregado se puede reciclar, la necesidad de nitrógeno disminuye el costo-eficiencia del proceso. Adicionalmente, los contenidos de lignina en estos tipos de residuos impiden una buena metanización, obteniendo bajos rendimientos de biogás. Por esto, es reconocidamente más conveniente la recuperación térmica de energía a partir de estos residuos que su transformación a biogás (Comisión Nacional de Energía, 2007; Fatih Demirbas, et al., 2011).

4 TECNOLOGÍAS

Se propone como solución tecnológica para el aprovechamiento del material lignocelulósico los procesos de generación eléctrica y producción de bioetanol. Con respecto a las tecnologías analizadas, se ha elegido un sistema de combustión y gasificación en lecho fluidizado, ya que este sistema es el más nuevo, limpio, eficiente y versátil en su tipo. Además, se encuentra comprobado a nivel comercial y estudiado en numerosos estudios (Di Blasi, 2009; Nussbaumer, 2008; Nussbaumer & Oser, 2004; Tarelho, Neves, & Matos, 2011; U.S. EPA, 2007). Con respecto a la producción de biocombustibles, se considera la producción de etanol celulósico según los procesos específicos del Laboratorio Nacional de Energías Renovables de Estados Unidos (NREL). La NREL (http://www.nrel.gov/) se dedica a la investigación, desarrollo, comercialización y despliegue de tecnologías de energías renovables y de eficiencia energética. Es por esto que en el cumplimiento de su misión, la NREL publica avanzados métodos sin descuidar las economías de ellos. Esto se debe a que su interés está centrado en el desarrollo y posterior comercialización de las tecnologías. Sus diseños se han transformado en los procesos estándar de obtención de etanol celulósico (Huang, Ramaswamy, Al-Dajani, Tschirner, & Cairncross, 2009; Sohel & Jack, 2011). Es así que estas tecnologías son, en consideración, las formas más cercanas y costo-eficientes de aprovechamiento de la biomasa lignocelulósica proveniente de residuos forestales. Todas estas se encuentran ampliamente analizadas y reconocidas en la literatura (NREL, 2011b; Sohel & Jack, 2011; Wright & Brown, 2007; Wyman, 1994).

4.1 **Producción de** Etanol

Existen dos acercamientos a la producción de etanol. El primero corresponde a la plataforma de azúcar (sugar platform), y el segundo a la plataforma de syngas (syngas platform). El primero consiste en la producción de bioetanol a partir del rompimiento de la biomasa en azúcares individuales, para luego fermentar estas azúcares a etanol. En contraste, la plataforma de syngas consiste en gasificar la biomasa, cuyo producto

gaseoso es luego transformado catalíticamente a etanol, o bien, fermentado a etanol por microorganismos específicos. La

Figura 4-1 muestra los procesos necesarios para la obtención de etanol mediante las dos plataformas.

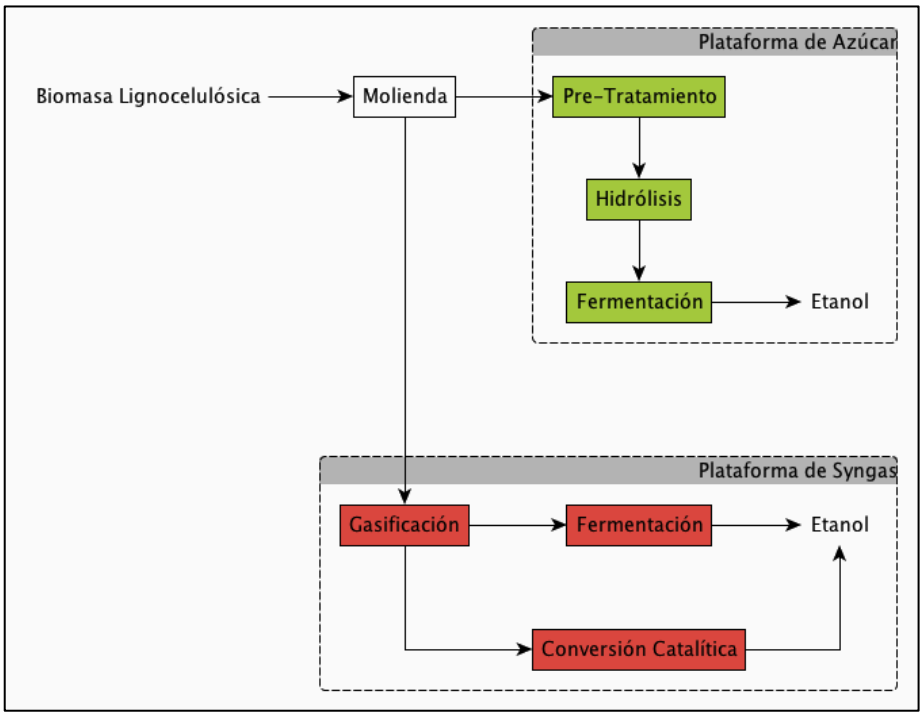


Figura 4-1 Procesos para la producción de etanol celulósico. Reproducida de *Biofuels Engineering Process Technology* (p.133), (Drapcho, Nghiem, & Walker, 2008).

Si bien existe un gran interés en el proceso de producción de etanol por la plataforma de azúcar, su alto costo es actualmente la principal barrera para la utilización de esta

tecnología: Actualmente el costo de producir bioetanol es mayor que el costo de la gasolina fósil (Balat, 2011; NREL, 2009, 2011a). El alto costo del proceso se debe a:

(i) la resistencia natural de la biomasa a descomponerse,

(ii) la variabilidad en los tipos de azúcares producidos en la hidrólisis de celulosa y hemicelulosa y

(iii) los costos de recolección y almacenamiento de biomasa de baja densidad energética (Balat, 2011; Demirbas, 2011; Fatih Demirbas, et al., 2011).

4.1.1 Escalas en la Producción de etanol celulósico

La producción de etanol celulósico en la actualidad es factible y se está realizando. La pregunta que surge de inmediato es si esta producción esta siendo rentable a escala comercial. Numerosas son las compañías que poseen proyectos para producciones comerciales de etanol celulósico (Abengoa Bioenergy, Bluefire Ethanol, POET, Range fuels, Verenium-BP), y están siendo apoyadas por el gobierno de Estados Unidos a través del departamento de energía (US. DoE). Aún así, hasta la fecha no se ha conocido información de ninguna planta funcionando en modo comercial y existe cierta incertidumbre sobre la tecnología más eficiente (Abengoa Bioenergy, 2010; Coskata, 2011; Spatari, Bagley, & MacLean, 2010). Alguna de estas compañías cuentan con plantas piloto actualmente funcionando:

	Lugar	Producción	Materia Prima
AE Biofuels	Montana	0,57	Paja de Maíz
KL Energía Corp.	Wyoming	5,7	Madera
POET	S. Dakota	0,08	Corontas de maíz
Verenium	Lousiana	5,3	Bagazo

Coskata	Pennsylvania	0,19	Flexible

Tabla 4-1 Compañías en Estados Unidos que poseen plantas en actual funcionamiento, y producen etanol celulósico. Información obtenida de Reuters y de información obtenida directamente de las páginas de las corporaciones.

Otro ejemplo de planta piloto que merece ser nombrada es la planta de Inbicon en Kalundborg, Dinamarca[5]. Consumiendo 30.000 toneladas de paja al año produce 5,4 mil m^3 de etanol al año, siendo una de las plantas más grandes que existen en operación, que se tenga información. Esta planta produce además pellets de lignina y melaza.

Es importante notar, que existe una gran diferencia en los tamaños de las producciones piloto, y las producciones proyectadas para una planta comercial. Las plantas en actual funcionamiento de prueba (plantas piloto o de demostración) producen entre 0.01 a 6 mil m^3 de etanol por año, como puede observarse en la

Tabla 4-1, mientras que otros proyectos en construcción anuncian producciones de hasta 56 mil m^3 de etanol por año.

En contraste, los proyectos actuales para la producción de etanol celulósico a escalas comerciales contienen plantas diseñadas para la producción de 100 – 400 miles de m^3 de etanol al año, para lo cual necesitan consumir entre 500.000 – 1.100.000 toneladas anuales de biomasa.

Debe notarse que la información de plantas en operación es escasa y la información entregada por las propias compañías destacan resultados positivos, poco objetivos. Por esto, la tarea de conseguir información sobre plantas de producción de etanol celulósico es complicada.

[5] http://www.inbicon.com/Projects/Kalundborg%20Demonstration%20plant/Pages/Kalundborg%20Demonstration%20plant.aspx

4.1.2 Potencial de Producción en la VI Región

Como se comentó en la Metodología (capítulo 1)se obtiene como fuente de biomasa los residuos obtenidos del manejo forestal de la sexta región. Estas cantidades son, un total de 162,85 mil m^3 s.s.c. al año de Pino Radiata más 27 mil m^3 s.s.c. al año de Eucalipto en el área de Influencia Industrial y en la zona de Baja Competencia se tienen 305,14 mil m^3 s.s.c. al año de Pino Radiata más 94 mil m^3 s.s.c. al año de Eucalipto (Comisión Nacional de Energía, 2008; Comisión Nacional de Energía & INFOR, 2007). Se consultó en la base de datos de biomasa de la NREL (NREL, 2006), obteniéndose así las cantidades de azúcares disponibles en estas maderas.

Parámetro	Fuente	Pino	Eucalipto (*)
Humedad base húmeda	(Comisión Nacional de Energía, 2008; Comisión Nacional de Energía & INFOR, 2007)	50%	
Factor de Aprovechamiento	(Comisión Nacional de Energía, 2008; The World Bank, 2010)	0,75	
Densidad [kg/m3]	(CNE, 2008)	810	1180
Poder Calorífico Superior [KJ/Kg] - base seca	(FAO, 1995; NREL, 2006)	19590	19573
Poder Calorífico Inferior resultante [KJ/Kg] - base seca	Ley de Hess, (NREL database)	19515	19500
Poder Calorífico Inferior resultante [KJ/Kg] – 50% Humedad	(Covacevich, 1979)	8518	8512
Rendimiento teórico de Etanol [L etOH/ ton seca] (**)	(NREL database)	408	410

Tabla 4-2 Información utilizada para los cálculos de producción de etanol y de poder. La información fue obtenida y validada de más de una fuente en cada caso. En el caso del PCS y el PCI fueron obtenidos de fuente y comparados por la ley de Hess, obteniéndose (como puede verse) valores bastante acordes.

(*) La especie de eucalipto encontrada en la literatura del NREL (globulus) no coincide con la utilizada en las plantaciones en Chile (nitens). Sin embargo, la literatura asegura valores similares por unidades de peso (FAO, 1995).

Con esta información y la calculadora de rendimiento teórico de la NREL[6], se obtienen así los rendimientos estimados de 408 y 410 litros de etanol por tonelada seca de Pino Radiata y Eucalipto, respectivamente. Las tecnologías disponibles y pruebas en plantas han permitido acotar la producción real a un 60-90% del teórico. Así, podemos tener una muy buena idea de las cantidades de etanol que se podrían fabricar:

Utilizando Biomasa de Zonas de Baja Competencia

- Producción Mínima (60% Teórica) 33 mil m^3 por año
- Producción Máxima (90% Teórica) 49 mil m^3 por año

Utilizando el Total de la Biomasa (Baja Comp. + Inf. Ind.)

- Producción Mínima (60% Teórica) 48 mil m^3 por año
- Producción Máxima (90% Teórica) 72 mil m^3 por año

El aparente Potencial de unos 30-70 mil m^3 de etanol al año, representan un 15-36% del inventario de la gasolina automotriz existente en zona centro de Chile ((Comisión Nacional de Energía, 2011)y un 0,9-2,0% del consumo nacional de gasolina - 93, 95 y 97 octanos – en el sector transporte (Comisión Nacional de Energía, 2009).

[6] http://www1.eere.energy.gov/biomass/ethanol_yield_calculator.html

Una primera intuición sobre las escalas obtenidas de los proyectos propuestos en Estados Unidos y el potencial aparente en la sexta región, hace suponer que nos encontramos por debajo de la escala necesaria para entrar en operaciones rentables – escala comercial (

Figura 4-2 (a)).

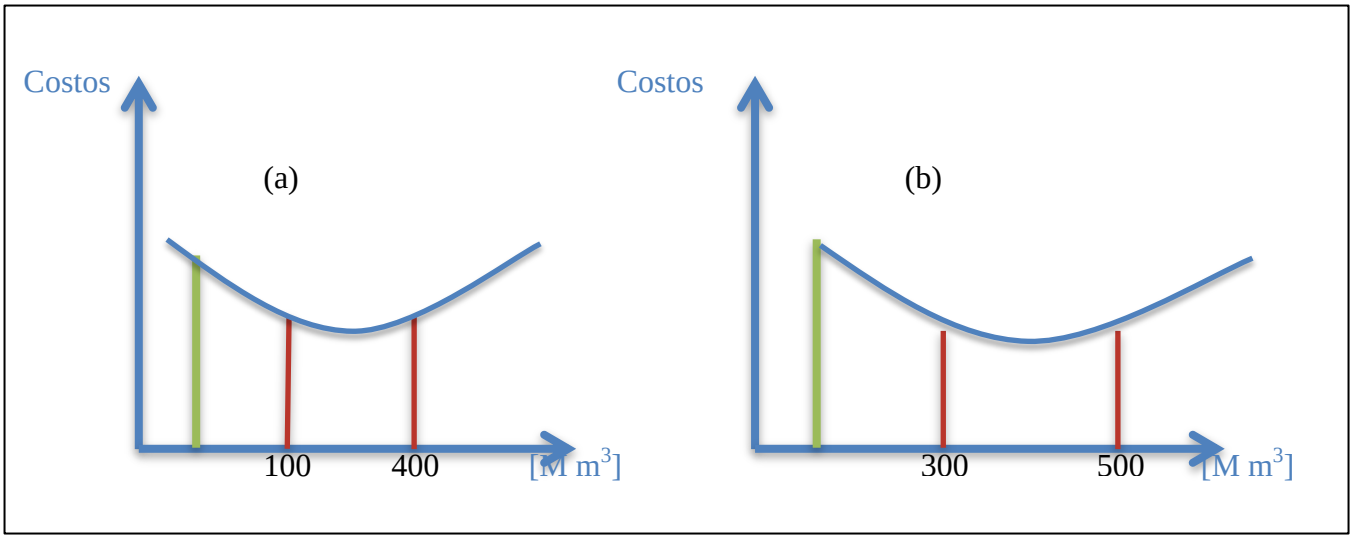


Figura 4-2: Costos específicos por escala. Muestra en una línea verde la potencial producción de bioetanol en la sexta región a partir de los residuos lignocelulósicos estudiados. Vemos como una primera intuición basada en la oferta publicitada de bioetanol (a) es confirmada por un estudio basado en un simulador de plantas químicas (b).

Esta intuición, es confirmada (

Figura 4-2 (b)) en un estudio que simula estas biorefinerías a través del *software* Aspen Plus en el que estiman que los niveles rentables de producción se encuentran entre los 300 y 500 millones de litros anuales (Huang, et al., 2009).

4.2 Generación Eléctrica

Para esta clase de proceso, se seleccionó la tecnología de lecho fluidizado. Las calderas de lecho fluidizado (CLF), tanto para la combustión como para la gasificación, consisten en la combustión de la biomasa en una base de material inerte e incombustible que se mantiene suspendido por una corriente de aire (deficiente en oxígeno para la gasificación). La corriente mantiene el lecho suspendido en el aire, lo que le entrega el nombre de lecho “fluidizado”. El lecho tiene el efecto de forzar la salida de los gases que

se acumulan alrededor de las partículas combustibles, mayormente CO_2, permitiendo al oxígeno alcanzar la partícula de mejor manera, incrementando las eficiencias de combustión. Otra ventaja de esta tecnología es su capacidad de mantener la combustión a temperaturas considerablemente más bajas que las temperaturas de combustión de una caldera tipo *stoker*; 760-870ºC comparado con los 1200ºC de una caldera tipo stoker. La menor temperatura ayuda a la menor formación de NO_x.

Este tipo de caldera es el más moderno utilizado a nivel comercial, funcionando con mayor eficiencia y menor emisión de contaminantes que las calderas convencionales tipo *stoker* (Tarelho, et al., 2011; U.S. EPA, 2007).

En un estudio realizado sobre la combustión de residuos madereros en una planta de lecho fluidizado, *Forest biomass waste combustion in a pilot-scale bubbling fluidised bed combustor* (Tarelho, et al., 2011) en condiciones de 750ºC-800ºC, 20%-60% de exceso de aire, se logra una conversión de biomasa (alimentada a distintas tasas) a CO_2 de un 97,2-99,3% con emisiones de VOC, CO y NO bajo los 200 mg como C/m3, 500 mg como C/m3 y 650 mg como NO2/m3, valores correspondientes a las normas de emisión portuguesas. La medición de CO totales y Hidrocarburos (medidos como CH_4) en los gases de escape dan una medición de la eficiencia de la combustión (Tarelho, et al., 2011), por lo que las altas tasas de conversión a CO_2 indican la gran eficiencia de la caldera. Así este estudio muestra que es posible operar una CLF sólo con residuos madereros, y mantenerse dentro de rangos aceptados de emisiones de contaminantes.

4.2.1 Combustión Directa

Para la combustión, la biomasa lignocelulósica es recopilada y enviada a una planta que, sin un mayor procesamiento, la quema para la producción de calor y/o electricidad. La mayor cantidad de plantas de biomasa en el mundo, al 2007, se basan en la combustión directa de ella (U.S. EPA, 2007). Para la consideración de una planta de combustión directa, no sólo debe considerarse la eficiencia de la planta, sino que las distancias de

transporte y el manejo que tendrá la biomasa son también factores claves. Para la producción dedicada de electricidad, eficiencias típicas de generación eléctrica son 10% para 0.5 MW_e[7], 20% para 5 MW_e y 30% para 25 MW_e , y dichas plantas no suelen superar los 50MW_e de producción (Nussbaumer & Oser, 2004). Con este tipo de generación, los tamaños se encuentran usualmente bajo los 50MW_e, aunque existen plantas de hasta 300MW_e y sus eficiencias rondan el 20-30%, dependiendo de su tamaño (The World Bank, 2010; U.S. EPA, 2007)

Un punto interesante sobre la eficiencia de la combustión directa centralizada, es el expuesto en el estudio de Thomas Nussbaumer y Michael Oser (2004), en el que aseguran que si se utiliza la biomasa para la generación eléctrica en una planta, y luego esa energía eléctrica se usa en bombas de calor para la calefacción de los hogares, entonces rendimientos similares o incluso mayores son obtenidos, en comparación con el uso de la biomasa para calentar directamente los hogares. Siguiendo con esta línea, en las zonas en que este recurso es comúnmente utilizado para la calefacción, se podría centralizar la quema del material para la producción eléctrica, aumentando la eficiencia del proceso completo.

4.3 Gasificación

Para la producción de syngas, se requiere una serie de pasos. El primero de ellos, llamado pirolisis, consiste en calentar la materia prima a altas temperaturas en ausencia de oxígeno, evitando así su combustión. Esto es realizado utilizando entre un quinto a un tercio del oxígeno requerido para la combustión completa. De esta forma sucede la descomposición térmica del material, produciendo una fracción gas (syngas), líquida (*alquitrán*) y sólida (*char*) (Fatih Demirbas, et al., 2011; U.S. EPA, 2007). Los siguientes pasos consisten en gasificaciones adicionales de las fracciones líquidas y sólidas. Los gases producidos cuentan con poderes caloríficos de un 60-80% el poder calorífico de la biomasa. Existen diferencias en los valores de eficiencia y poderes caloríficos de los distintos tipos de gasificadores, pero los valores de operación usuales se muestran en la

[7] MegaWatt de energía eléctrica.

Tabla 4-3:

Parámetro	Lecho Fijo	Lecho Fluidizado
Tamaño de Particulado [mm]	10 - 100	0 - 20
Material de Construcción	Acero al Carbono y materiales refractarios	Acero Resistente al Calor
Tiempo de Iniciación	Minutos	Horas
Suministro de Biomasa [tons/día]	100	260
Temperatura de Operación [ºC]	780 - 1400	730 - 950
Producción de Gas [Gcal/hora]	8	22,6
Poder Calorífico Superior resultante [Kcal/m^3]	980	980

Tabla 4-3 Desempeño típico de los gasificadores en condiciones de presión atmosférica. Adaptado de Biomass Combined Heat and Power Catalog of Technologies (2007), US. EPA.

Los gasificadores son una tecnología menos madura y menos utilizada en el mundo. Hasta el 2007, la EPA informa que los gasificadores comerciales son escasos, debido a su alto costo, y su comercialización para la producción dedicada de electricidad no se encuentra muy cercana (U.S. EPA, 2007).

Las plantas actuales son generalmente de hasta 25MW_e, rondando los 5MW_e en cuanto a la generación únicamente de electricidad. Sin embargo, existe un numero creciente de proyectos de cogeneración basados en la gasificación, puesto al aumento en la eficiencia global del sistema (gracias a la cogeneración) que permite rentabilizar de mejor manera estos proyectos.

Un gasificador que produce $12MW_e$ es uno considerado de gran tamaño. Un punto importante a favor de los gasificadores, es que ellos necesitan menor cantidad de biomasa para producir igual potencia, debido a su mayor eficiencia en la producción de energía (posibilidad de utilizar ciclo combinado).

La

Tabla 4-4 muestra las principales diferencias entre las dos tecnologías para la generación eléctrica vistas.

	Ventajas	Desventajas
Combustión Directa	• Probada, simple, de menor costo • Equipamiento ampliamente disponible, completo con garantías • Flexibilidad en tamaño y humedad de combustible • Fácil acceso a prestamos	• Mayores emisiones de NOx, CO y MP • Conversión ineficiente al producir solamente electricidad • Requiere agua en caso de generar electricidad con una turbina de vapor
Gasificación	• Menores emisiones de NOx, CO y MP • Potencial de mayor eficiencia en la producción de electricidad • Eliminación virtual de uso de agua	• La tecnología está en desarrollo • Necesita combustible de baja humedad y tamaño uniforme

Tabla 4-4 Tabla comparativa Combustión Directa vs. Gasificación. Adaptada de *Market Assessment of Biomass Gasification and Combustion Technology for Small- and Medium-Scale Applications* (NREL, 2009)

4.4 Potenciales de generación

En el informe *Potencial de Biomasa Forestal* (Comisión Nacional de Energía, 2008), se entrega una potencia instalable en la sexta región de:

- 19,3 MW_e (utilizando biomasa de zonas de Baja Competencia)
- 28 MW_e (Total generado en la sexta región)

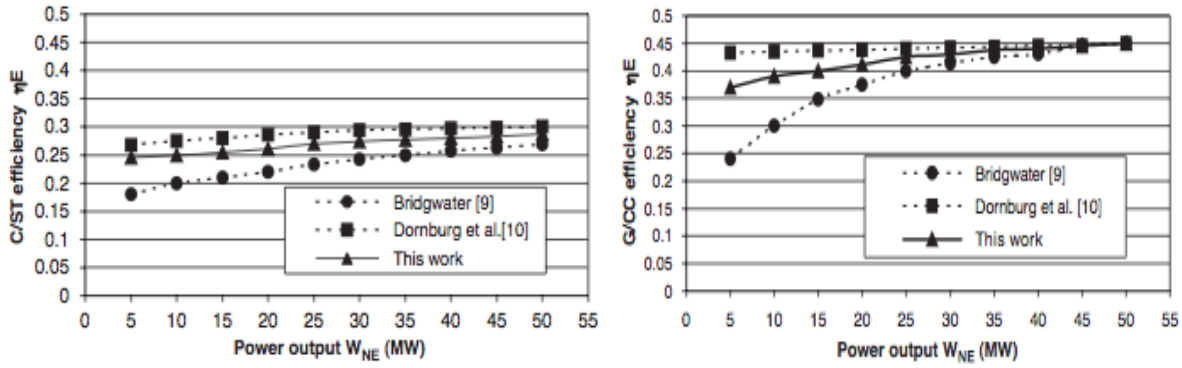


Figura 4-3 Función empírica, estimada en el estudio. Muestra la relación entre la eficiencia de los sistemas de combustión y generación por turbina de vapor (C/ST) con su escala – derecha- y, la eficiencia en función de la escala del sistema de gasificación y ciclo combinado (G/CC) – a la izquierda. Reproducido de "*Economics of biomass energy utilization in combustion and gasification plants: effects of logistic variables*" (2005), Biomass and Bioenergy

Ahora bien, en el modelo estudiado de Caputo (Caputo, Palumbo, Pelagagge, & Scacchia, 2005), se involucran una función algebraica simple y una función empírica (Figura 4-3), y es en esta última que se incluyen todas las complejidades. La obtención de esta función empírica se obtiene por una regresión a partir de datos de plantas en operación.

De esta información, somos capaces de obtener el rendimiento efectivo de la planta, conocidos el flujo de biomasa, utilizando la siguiente expresión algebraica:

Ecuación 4-1

$$W_{NE} = \frac{M \cdot h_e(W_{NE}) \cdot LHV}{3600 \cdot OH}$$

Como vemos, la eficiencia (η_e) en esta expresión se obtiene de las curvas mostradas en la ,el flujo de biomasa (M) de las tablas dinámicas obtenidas (Figura 2-3). El poder calorífico inferior (LHV) se encuentra definido para cada madera (Tabla 4-2), y las horas operacionales de la planta (OH) se consideran 8400 horas (factor de planta de ~0,95) a fin de realizar una comparación más directa con el resto de los estudios (Comisión Nacional de Energía, 2008; Comisión Nacional de Energía & INFOR, 2007). Tomada esta información, se realizan los cálculos, los que se realizan de manera iterativa, al tomar una eficiencia, ver la producción, y confirmar que la eficiencia de dicha producción sea la utilizada

Para el caso de la combustión de la biomasa con un 50% de humedad, las estimaciones realizadas con el modelo de Caputo utilizando un sistema de combustión en lecho fluidizado y generación por una turbina de vapor, los potenciales instalables serían de:

- 19,5 MWe (Baja Competencia)
- 31,2 MWe (Total Biomasa)

Como podemos observar, los potenciales calculados por a través del modelo coinciden con los expuestos en el estudio de la Comisión Nacional de Energía, en su informe del Potencial de Biomasa Forestal.

Ahora bien, utilizando un sistema de gasificación en lecho fluidizado y generación por una turbina de vapor los potenciales instalables serían:

- 37,2 MWe (Baja Competencia)
- 57,5 MWe (Total Biomasa)

5 PROCESO BIOQUÍMICO DISEÑADO POR LA NREL

El proceso que señalamos fue diseñado el año 2002 y consiste en el pre-tratamiento e hidrólisis en dos etapas, usando ácido sulfúrico diluido y calor[8]. Este ha sido mejorado en diversas oportunidades, siendo la más reciente la versión de 2011 de dicho proceso. Esta última es la que describiremos de modo general a continuación.

El diseño de 2011 de la NREL considera que la biomasa ya ha sido molida, teniendo un tamaño uniforme. Esta es mezclada con agua caliente, dejando los sólidos en una proporción de 30% peso. Luego, la mezcla es pasada por una máquina llamada *presteamer*, la cual inyecta vapor a la biomasa con un tiempo de residencia de 10 minutos a 100 ºC. Posteriormente la mezcla es vertida junto al ácido a un reactor de tornillo el cual controla la diferencia de temperatura y de presión entre el *presteamer* y el reactor de vasija donde ocurre el pretratamiento. Una vez en la vasija, ocurre el pre-tratamiento. Aquí la biomasa es mezclada con el ácido sulfúrico agregado en una proporción igual a 18 mg de ácido por gramo seco de biomasa, y se trabaja a una temperatura de 158 ºC, 5.5 atmósferas y tiempo de residencia de 5 minutos.

Transcurrido el tiempo de residencia, se pasa el fluido por un tanque de venteo (*flash tank*) hacia otro tanque dónde se agregan 4.1 mg de ácido por gramo de biomasa seca adicionales (llegando a 22.1 mg de ácido por gramo de biomasa seca), manteniendo la presión y disminuyendo la temperatura a 130 ºC, dejándose la mezcla un tiempo de residencia de 20 a 30 minutos. En este tanque se realiza la "conversión de oligómeros", en donde la mayoría de los oligómeros de xilosa son convertidos a monómeros de xilosa. Esto último es realizado en un segundo reactor, ya que la conversión de los oligómeros de xilosa en condiciones más drásticas favorece la producción de compuestos no deseados.

[8] Este proceso se encuentra patentado bajo la *U.S. Patent* 6,660,506.

Luego de la conversión de oligómeros el fluido pasa por otro tanque de venteo en donde el vapor extraído se utiliza para satisfacer los requerimientos térmicos de otras calderas y luego ir al área de tratamiento. Este vapor contiene volátiles y compuestos potencialmente inhibitorios.

Antes de pasar el líquido a la etapa de hidrólisis, el pH es regulado con amoníaco, pasando de pH ~1 a ~5-6 y es diluido con agua nuevamente, hasta un ~20% sólidos totales.

Terminado el pre-tratamiento, el fluido descrito se mezcla en un reactor continuo junto con una preparación enzimática. Esta preparación contiene enzimas capaces de romper la celulosa hasta la glucosa. En este proceso se lleva la hidrólisis y la fermentación por separado (SHF [9]), en donde el reactor continuo funciona a una alta temperatura remanente del pretratamiento. La alta temperatura favorece la actividad enzimática. Luego, el líquido se enfría hasta una temperatura apta para la fermentación, y se inyecta a una serie de bioreactores en paralelo donde se inocula la especie *Zymomonas mobilis*, capaz de realizar la co-fermentación de glucosa y xilosa a etanol. Este último corresponde a un proceso batch, con tiempo de residencia de 5 días. Finalmente se separa el flujo en agua, etanol y residuos sólidos.

La planta esta diseñada para ser "eléctricamente neutra" lo que significa que no requiere la compra de energía (electricidad, carbón, diesel) para su funcionamiento. De hecho, la producción eléctrica en esta clase de biorefinerías produce excesos que pueden ser vendidos a la red.

La

[9] Separate Hydrolysis and Fermentation.

Figura 5-1 muestra el proceso descrito. Adicionalmente, la página de la NREL cuenta con una animación que muestra simplificadamente los pasos del proceso bioquímico (NREL, 2011ahttp://www.nrel.gov/biomass/biochemical_conversion.html).

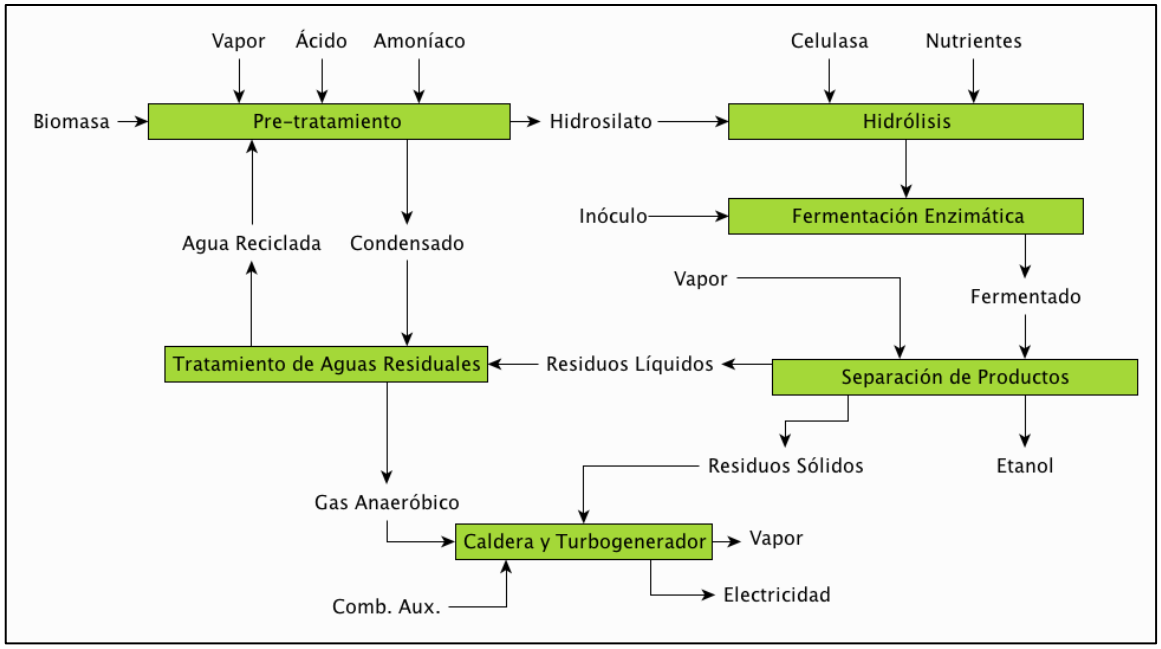


Figura 5-1 Perspectiva general del proceso de ácido diluido diseñado por la NREL. Figura adaptada de *Process Design and Economics for Biochemical Conversion of Lignocellulosic Biomass to Ethanol* (2011), NREL.

El proceso analizado corresponde al último proceso diseñado por la NREL (NREL, 2011b) y se encuentra escalado para trabajar con 2.000 toneladas secas de materia prima por día. A partir de este consumo de biomasa, el presente diseño posee un rendimiento de 79 galones por tonelada seca de biomasa, resultando en 173.000 galones por día de etanol. Como resultado de este diseño, se obtiene un costo de US$2,19/gal en moneda del 2007 (*plant-gate price*). Si bien, este costo representa un aumento considerable con respecto al reportado en el último diseño del 2002 (US$1,49/gal en moneda del 2007) se cree que este diseño es más preciso, escalable e incluye avances tecnológicos en el tratamiento de los residuos.

5.1 Planta tipo: Caso aplicado a la VI Región

La planta ha sido considerada para procesar el potencial de biomasa estimado para la VI región; 380 toneladas de biomasa seca por día, produciendo 11,5 millones de galones (43,7 mil m^3) de etanol al año. Equivalente 326 litros por tonelada seca (80% del teórico), bajo una operación 8400 horas al año (95% factor de planta).

Las secciones de esta planta son:

- Manejo de biomasa
- Pretratamiento y Acondicionamiento
- Sacarificación y Fermentación
- Producción de Enzimas Celulasas
- Recuperación de Sólidos, Aguas y del Producto
- Tratamiento de Aguas Residuales
- Almacén de Productos Químicos
- Caldera y Turbogenerador
- Controles

El co-producto de una planta bioquímica es la generación de exceso de electricidad que puede ser vendida a la red.

5.2 Costos Totales de Inversión

En los últimos años se ha publicado muchos análisis tecno-económicos de producción bioquímica de etanol celulósico, los cuales están basados en gran medida en los reportes de la NREL (NREL, 2011a). Por esto, y por el detalle en que el análisis es realizado, que el CTI estimado es el presente en este estudio. Los costos han sido escalados utilizando el mismo escalamiento simple que para la planta termoquímica. De esta manera, el CTI para una planta de estas características es de 146 millones de dólares.

	Biomasa Utilizada	Producción de etanol	MMGPY	(NREL, 2011)	(Wright & Brown, 2007)	(Foust, Aden, Dutta, & Phillips, 2009)	(He & Zhang, 2011)
Bioquímico	Baja Comp.	80% teórico	11,6	**145,2**	**117,1**	75,6	-
	Total		16,8	**184,2**	**147,9**	95,9	-
Termoquímico	Baja Comp.	90% teórico	13	**157,5**	**170**	64	48,3
	Total		19	**205**	**222,4**	83,5	62,9

Tabla 5-1 Costos totales de inversión. Todos los costos están en millones de dólares estadounidenses al 2007 (MMUSD$2007)

5.3 Costos de Operación y Mantenimiento

Es posible, dada la información, revisar cuales son los costos operacionales, tanto fijos como variables.

Los costos variables incluyen los costos de la biomasa, químicos, agua, manejo de desechos y créditos de co-producto. Llevados a una base de $/galón, en la escala del estudio, y han sido tomados del análisis de la NREL. El costo variable específico es de ¢107,76/galón. El costo por biomasa tomado para este análisis es de US$ 64 por tonelada seca (¢74,1/galón) siendo este el costo variable más importante. Dado que este valor difiere a lo esperado en cuanto al costo de biomasa en la VI Región, se realizará una sensibilidad sobre este precio viendo como impacta en el precio mínimo de venta.

Los costos fijos se incurren totalmente tanto la planta produzca o no, y estos corresponden prácticamente a costos administrativos. El costo fijo específico es ¢17,46/galón. Dado que la planta está diseñada para producir 11,5 millones de galones al año (43,7 mil m^3), el costo fijo anual es de 248.000 dólares anuales.

Esta planta produce excedentes por $2MW_e$ los cuales son contabilizados en el precio mínimo de venta del etanol (MESP). El precio de venta de la electricidad en el análisis es de ¢5.72 /kWh - CLP$32/kWh (NREL, 2011b).

El costo de mantención anual está estimado como el 3% del costo de capital del equipo instalado (costo equipo + instalación) (NREL, 2011a), sumando así alrededor de dos millones de dólares al año.

5.4 Análisis Financiero

El análisis en el estudio del NREL es realizado iterando el valor de venta del etanol hasta que el valor actualizado neto del proyecto (VAN) es cero, con una tasa interna de retorno del 10%. Dicho valor de venta es el ya nombrado MESP. Gracias a un estudio de sensibilidad con respecto a la escala de la planta, realizado también por la NREL, es posible estimar un precio mínimo de venta para una planta tipo como la descrita; esta planta sólo será rentable en un mercado en que el precio del litro de etanol sea mayor o igual a 0,8 dólares (2007), $438 (hoy).

Si los costos de la biomasa se adecuaran a los rangos calculados para la sexta región (US$30-50 /ton seca), obtendríamos precios mínimos de venta de $380 - 413/ Litro. Este cálculo se realiza contabilizando la contribución del precio de la biomasa en el costo por galón.

Ahora bien, una rentabilidad del 10% para un proyecto de estas características (riesgo) es bastante bajo. Por eso, la sensibilidad del precio también se realiza en cuanto a la

rentabilidad, obteniendo que si se exigiera una rentabilidad del 20% al proyecto, el MESP final sería de ~$597/ Litro.

La variabilidad reportada de este estudio comprende un ±25%. Si esta incertidumbre se traduce al MESP, este variaría entonces (±100 CLP/litro).

6 PROCESO TERMOQUÍMICO DISEÑADO POR LA NREL

Un sistema de gasificación, como el recientemente visto, puede ser acoplado a un sistema de producción de etanol. De esta forma, luego de la gasificación, el gas puede ser convertido a etanol por la fermentación con microorganismos específicos, o bien, mediante una catálisis de Fischer-Tropsch (Drapcho, et al., 2008). Nuevamente, la NREL posee un proceso diseñado para la producción de etanol en esta plataforma. El proceso de la NREL consiste en la gasificación indirecta [10] de la biomasa en un gasificador de lecho fluidizado. El proceso descrito se encuentra en el informe *Thermochemical Pathway by Indirect Gasification and Mixed Alcohol Synthesis* (NREL, 2011c).

En la primera etapa, la biomasa es secada a un 10% peso de humedad. Para el secado se utilizan los gases de combustión de la caldera de residuos sólidos (*char*) y los provenientes del regenerador del catalizador. Luego, la biomasa pasa por el gasificador, donde el calor es suministrado por una corriente de arena precalentada, en la caldera de residuos, y vapor. A la salida del gasificador, ciclones separan el syngas de la arena y cenizas. Los sólidos remanentes pasan a la caldera de residuos sólidos donde son quemados en un lecho fluidizado, obteniendo una temperatura en la arena de 982ºC. La arena, las cenizas y los gases de combustión son pasados por dos ciclones que separan estos tres componentes. La arena fluye nuevamente al gasificador, cerrando su ciclo. Los gases de combustión se utilizan para la recuperación de calor y secado de la biomasa. Las cenizas y las partículas finas de arena son enfriadas, humectadas y desechadas.

Por otra parte, el syngas extraído del gasificador es limpiado para su conversión a alcohol. Para su conversión, el syngas debe ser comprimido a 3000 psi y calentado a

[10] La gasificación indirecta posee una fuente externa de calor. En contraste, la gasificación directa incluye un oxidante (oxígeno típicamente) para oxidar parte del material y así abastecer el calor necesario para la operación.

300ºC en donde las reacciones convierten el syngas en una mezcla de alcoholes, CO2, H2S y metano. La corriente gaseosa luego es despresurizada en un tanque de venteo y deshidratada, produciendo así una corriente de alcohol sin agua. El alcohol sigue procesándose para obtener una corriente única de etanol, y el resto del producto gaseoso sigue un procesamiento para remover los contaminantes, como el H2S, y el CO2 y volver a procesar el syngas remanente.

6.1 Planta tipo: Caso aplicado a la VI Región

Corresponde a una planta de gasificación indirecta por vapor de la biomasa lignocelulósica, con la conversión posterior del gas de síntesis (syngas) a etanol. La planta ha sido considerada para procesar el potencial de biomasa de los residuos forestales de la VI región (Comisión Nacional de Energía, 2008); 380 toneladas de biomasa seca por día, produciendo 49 mil m^3 de etanol al año. Equivalente 367 litros por tonelada seca (90% del teórico). En cuanto a la eficiencia del combustible (PCS etanol obtenido / PCS [11] biomasa procesado) obtenido en nuestra planta escalada con los residuos forestales disponibles en chile, corresponde a un 38,6%, obteniendo una eficiencia inferior que la planta diseñada y analizada por la NREL (46,5%).

La planta esta diseñada para ser "eléctricamente neutra" lo que significa que no requiere la compra de energía (electricidad, carbón, diesel) para su funcionamiento. Por esto, la eficiencia total disminuye, pero el proceso es auto-sustentado.

Las secciones de la planta correspondientes son:

- Manejo y secado de la biomasa
- Gasificación

[11] Poder Calorífico Superior

- Limpieza del Syngas
- Síntesis de alcoholes
- Separación de alcoholes
- Sistema de vapor y generación de poder
- Enfriamiento del agua

La Figura 6-1 muestra una descripción gráfica de las operaciones de la planta.

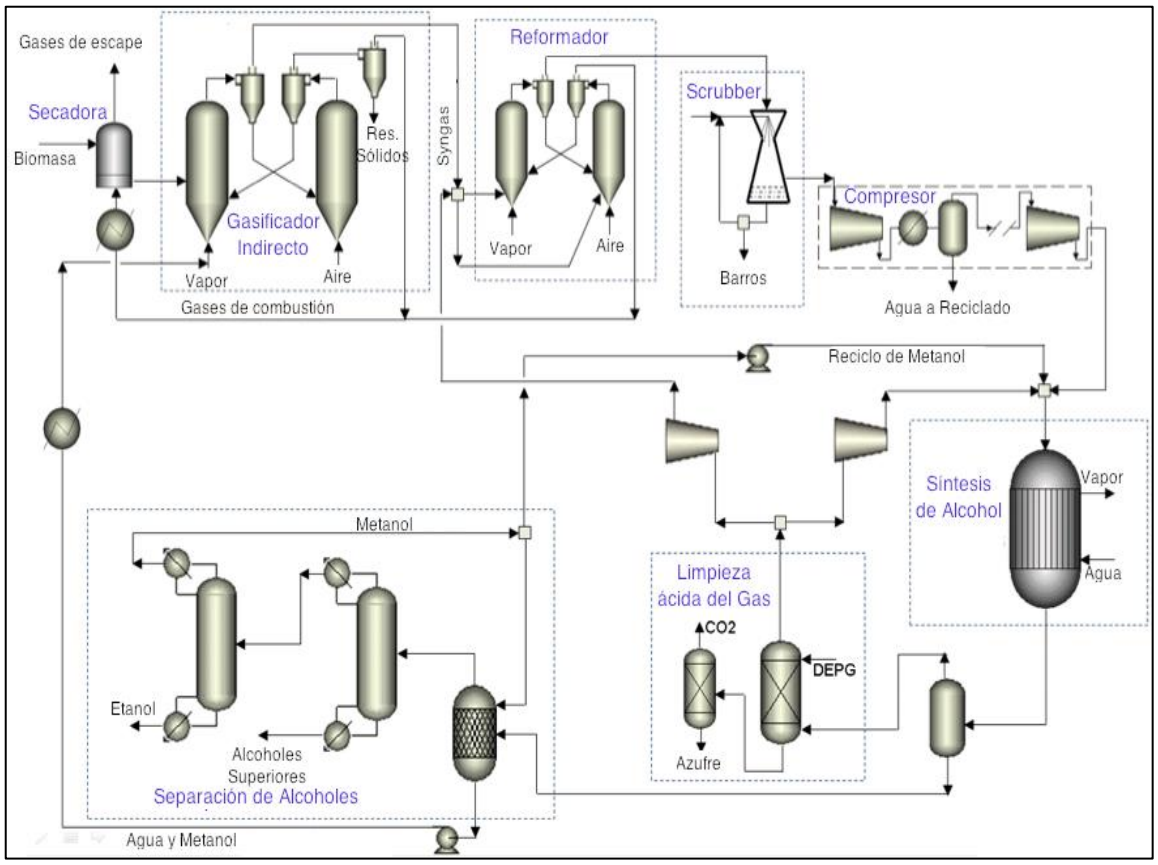


Figura 6-1 Diagrama de flujos simplificado del proceso termoquímico. Obtenida de *"Process Design and Economics for Conversion of Lignocellulosic Biomass to Ethanol – Thermochemical pathway"* (2011) NREL.

El co-producto de una planta termoquímica es la obtención de alcoholes de más de 2 carbonos, los cuales tienen menor presión de vapor, mejor solubilidad en aceite, mayor

tolerancia al agua y mayor poder calorífico que el etanol, y por esto, se podrían concebir también como buenos aditivos para la gasolina.

6.2 Costos Totales de Inversión

En cuanto a los costos totales de inversión, se encontró un valor que coincidía dentro de los estudios más acabados para una planta de este tipo (Wright & Brown, 2007) . Sin embargo, existe una serie de otros estudios que entregan CTI estimados bastante menores que este tipo de estudios. De entre estos estudios, algunos entregan CTI de menores al 50% en comparación con el estudio realizado por NREL en conjunto con Harris Group en el 2011, pero todos ellos faltan en el detalle suficiente para poder definir en qué se radica la diferencia. Las secciones son las mismas, pero subestimadas en valor y, por ejemplo, engloban en "*Utilities*" costos adicionales del proyecto que no se especifican. Es por esto que en el presente se ha considerado como CTI al entregado por los estudios de la NREL, no por conservacionismo, sino porque se cree que estos representan más fielmente los costos reales de la ejecución del proyecto en el corto plazo, incluyendo los costos de activos, costo de capital y capital de trabajo en el análisis. Además, gran parte de la literatura de referencia se encuentra basada en estos estudios. Adicionalmente, los bajos costos reportados por los otros estudios se acercan de mayor grado al CTI de una planta de etanol de primera generación, lo que contradice la literatura que habla de que una planta de etanol 2G puede llegar a ser 5 veces más cara (NREL, 2011c; Wright & Brown, 2007).

Finalmente, se debe tener en consideración que la publicación en distintos años de estos informes puede hacer difícil la comparación debido a la inflación y a los cambios en los precios reales de los equipos. La inflación fue manejada al ajustar los precios al mismo año, sin embargo los costos de los equipos no fueron estandarizados. Para su estandarización, los *"Chemical Engineering Plant Cost Index"* (CEPCI) debiesen ser

utilizados, pero ellos no presentaban variaciones mayores a un 4% en el periodo pertinente (CEPCI 2005;2007).

Conforme la Tabla 5-1 una planta como la descrita tendría un CTI de 157,5 millones de dólares (2007).

Los costos de cada equipo necesario –en el estudio de la NREL- provienen de diversas fuentes como; vendedores de dichas tecnologías, proveedores, estimados de Harris Group Inc. (consultora contratada por NREL), publicaciones en la literatura y estimados del software *Aspen Icarus Process Evaluator*. Estos costos más factores usados para estimar el costo del equipo instalado fueron usados para cada sección de la planta, para llegar así a un costo total de instalación de equipos. Se incluyen los costos de todos los equipos y su instalación pertenecientes a cada una de las secciones (mencionadas más arriba), los costos de terreno y su preparación, costos indirectos y contingencia, y adicionalmente, un capital de trabajo para llegar así finalmente al costo total de inversión (CTI).

6.3 Análisis Financiero

En el estudio de la NREL, se desarrolla el diseño del proceso completo junto a sus economías. El reporte recapitula las mejoras en el diseño hasta la fecha (2011), costos y precios actualizados, y precisa en el costo de ciertas tecnologías y procesos de control que se adicionan a los nuevos diseños. El análisis les permite el cálculo de un precio mínimo de venta del etanol MESP (*Mínimun Ethanol Selling Price*), también conocido como "*plant-gate Price"*. Este valor se logra al realizar un análisis de flujos de caja descontados y exigir un rendimiento de un 10% sobre la inversión. El estudio entrega un MESP de US$2,05 por galón, para la escala diseñada por ellos. Se considera que el proyecto ha sido financiado en un 60% con deuda a 10 años con un 8% de interés.

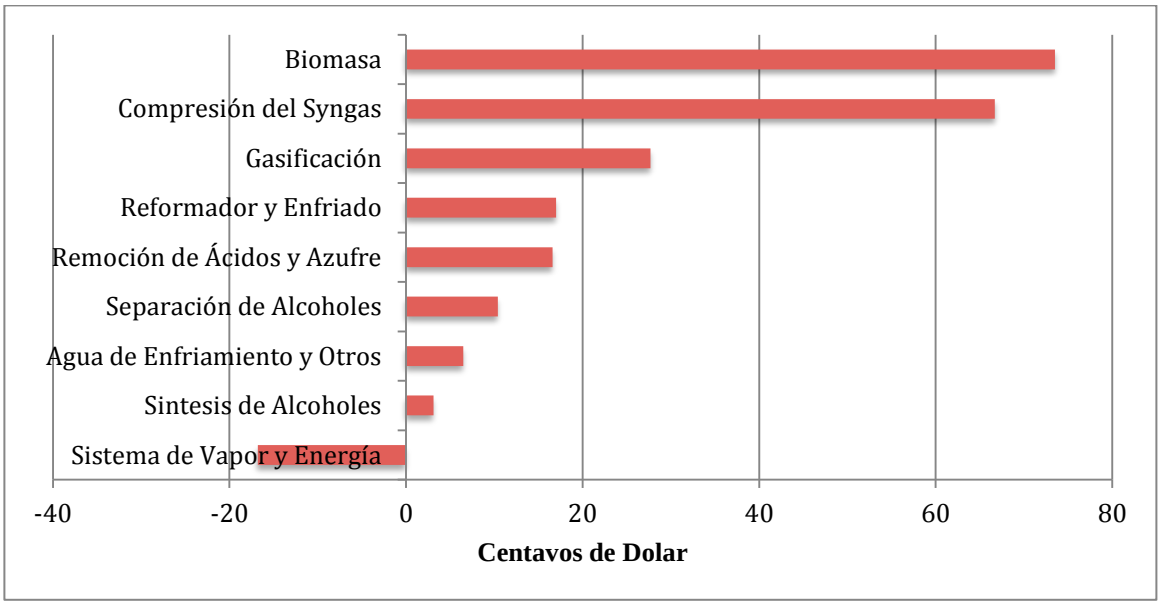


Figura 6-2 Describe los componentes totales del MESP (total 2,05 USD/galón). Los créditos en energía son balanceados con costos por electricidad en las otras áreas, por lo que netamente no existen ganancias por la generación de electricidad.

Tomando el caso de nuestra planta tipo, esta sólo sería rentable en un mercado en que el precio del litro de etanol sea mayor o igual a 0,76 dólares (2007) - $417 hoy.

Ahora bien, a la hora de hablar sobre las sensibilidades del análisis financiero, este se podría realizar sobre la variación del VAN del proyecto, de la tasa interna de retorno o bien, del MESP. Sin embargo, dado que el mercado de etanol es casi inexistente en nuestro país y a que el precio del etanol a en los mercados internacionales está actualmente por debajo del MESP, es más adecuado ver la sensibilidad frente al mínimo precio de venta del etanol. De esta manera, veremos las sensibilidades del MESP a fin de ver qué parámetros podrían influenciar de mayor manera la rentabilización de este en un mercado donde el precio del etanol está fijo.

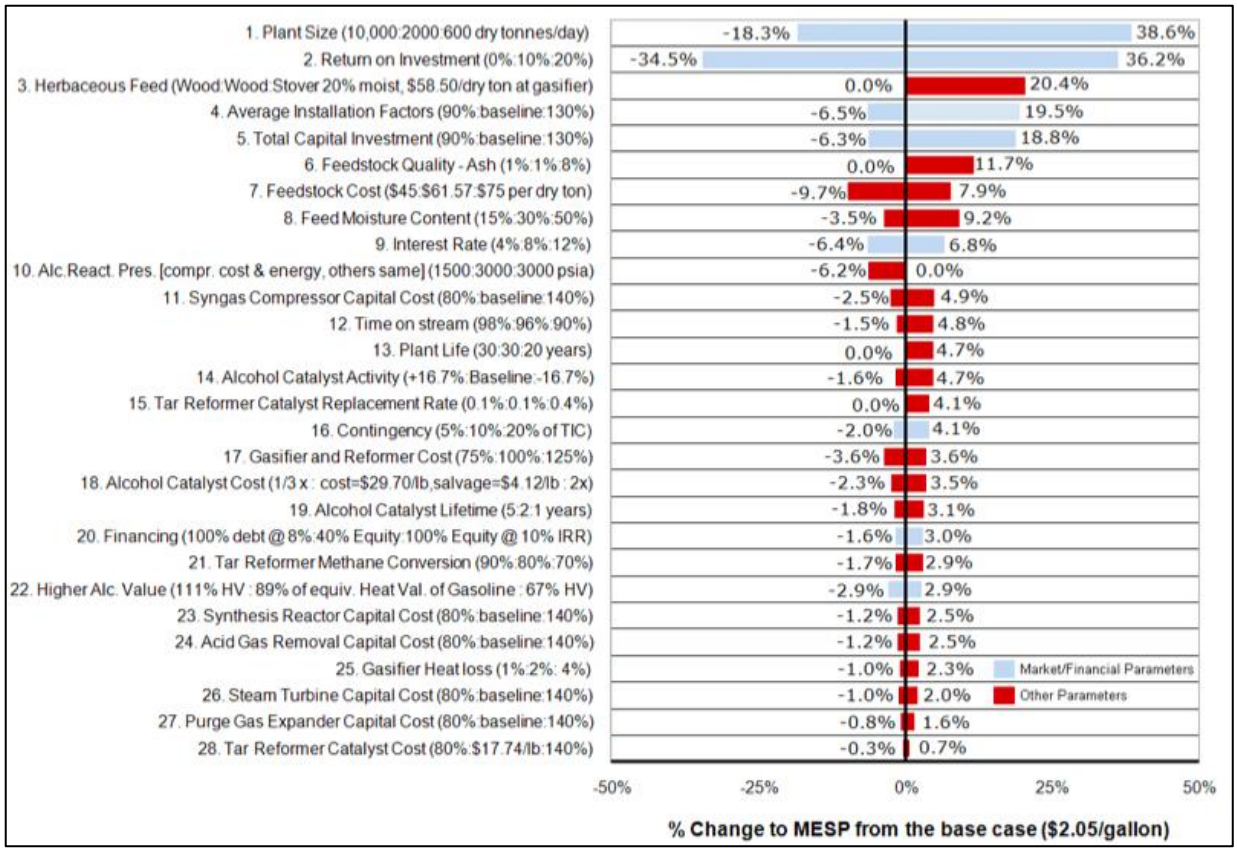


Figura 6-3 Análisis de las sensibilidades frente al MESP. Luego del nombre del parámetro modificado, se muestra el cambio en el parámetro (disminución: caso base: aumento) manteniendo todo el resto constante, exceptuando el caso del cambio de biomasa pues otros parámetros deben cambiar también como la humedad y la calidad de la materia prima. Los parámetros han sido ordenados de mayor a menor importancia. Figura reproducida de *"Process Design and Economics for Conversion of Lignocellulosic Biomass to Ethanol", 2011, NREL.*

Podemos observar que los cinco factores que más afectan al MESP son la escala, el TIR, la biomasa, los factores de instalación y el TCI.

Estas sensibilidades, llevadas a nuestra planta y precios mínimos ($417), tenemos que con respecto al costo de la biomasa según los precios de la VI región (US$30-50 /ton

seca), el precio variaría entre $367-401 / Litro; Con la escala de 2000 ton diarias $296/ litro y con 10.000 ton diarias tenemos un MESP de $242/ litro.

Al igual que en el proyecto de etanol por ruta bioquímica, el riesgo obliga a rentabilizar de mayor manera el proyecto. Sensibilizando con respecto a un TIR de 20% (+36,2%) tenemos un precio de $568/ litro.

7 COMBUSTIÓN DIRECTA

Un punto clave en los proyectos de biomasa consiste en la consideración de los costos de recolección y transporte de la biomasa, que corresponden al principal costo de operación. Es por esto, que a la hora de elegir el tamaño de la planta, se produce un balance entre los costos de inversión y los costos de operación. A mayores tamaños de planta, los costos totales de inversión (CTI) por MWe instalado disminuyen. Sin embargo, una mayor potencia instalada requiere el abastecimiento de mayores cantidades de biomasa, incluyendo la recolección desde sectores más lejanos, y así, aumentando los costos de operación. Todo diseño de planta debiese contar con un estudio estratégico detallado sobre este *trade-off* , en el que debiese localizarse las fuentes de biomasa y sus distancias a la planta. A *grosso modo*, el CTI específico de un proyecto de estas características tiene un fuerte descenso en el rango de 100 – 5000 KWe (

Figura 7-1), y luego el costo específico se mantiene prácticamente constante dentro del rango 2-3 MMUSD /MWe. De esta manera, el factor de decisión para el tamaño y ubicación de plantas mayores se traduce casi en su totalidad a los costos de recolección y distancias de transporte de biomasa.

7.1 Planta Tipo: Caso aplicado a la VI Región

Planta de poder integrada de 20MW_e dedicada a la generación de poder. Una planta de poder a base de biomasa cuenta con:

- Sistema de recibimiento, acopio y preparado de la biomasa
- Una caldera de lecho fluidizado para la conversión de biomasa a energía utilizable. Esto incluye todo el equipamiento de control ambiental necesario.
- Una turbina de vapor.
- Eficiencia: 26%
- Factor de Planta: 95%
- Consumo de biomasa: 134.000 ton secas/año

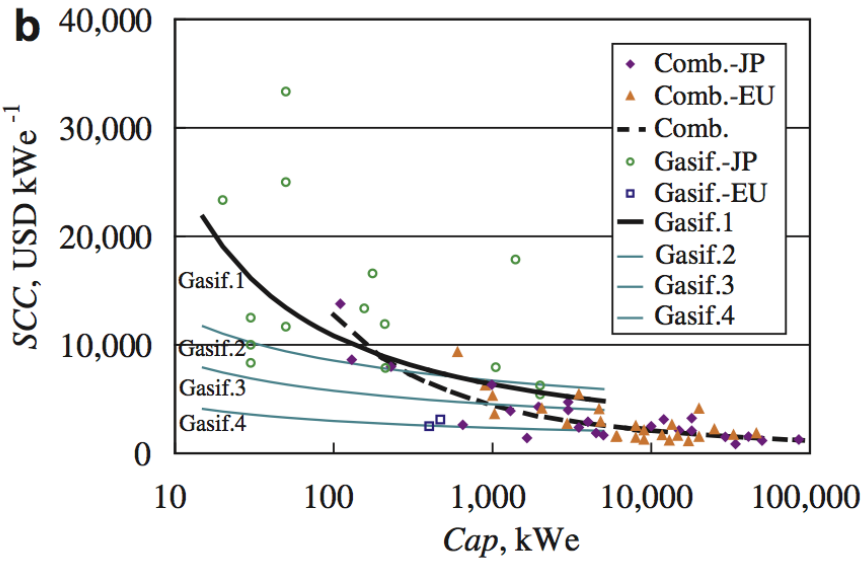


Figura 7-1 Muestra como para los proyectos de combustión directa el CTI específico [USD/KWe] se estabiliza luego de los 10 MWe. Reproducido de "*Economic analysis on small-scale forest biomass gasification considering geographical resources distribution and technical characteristics*" (2011), Biomass and Bioenergy.

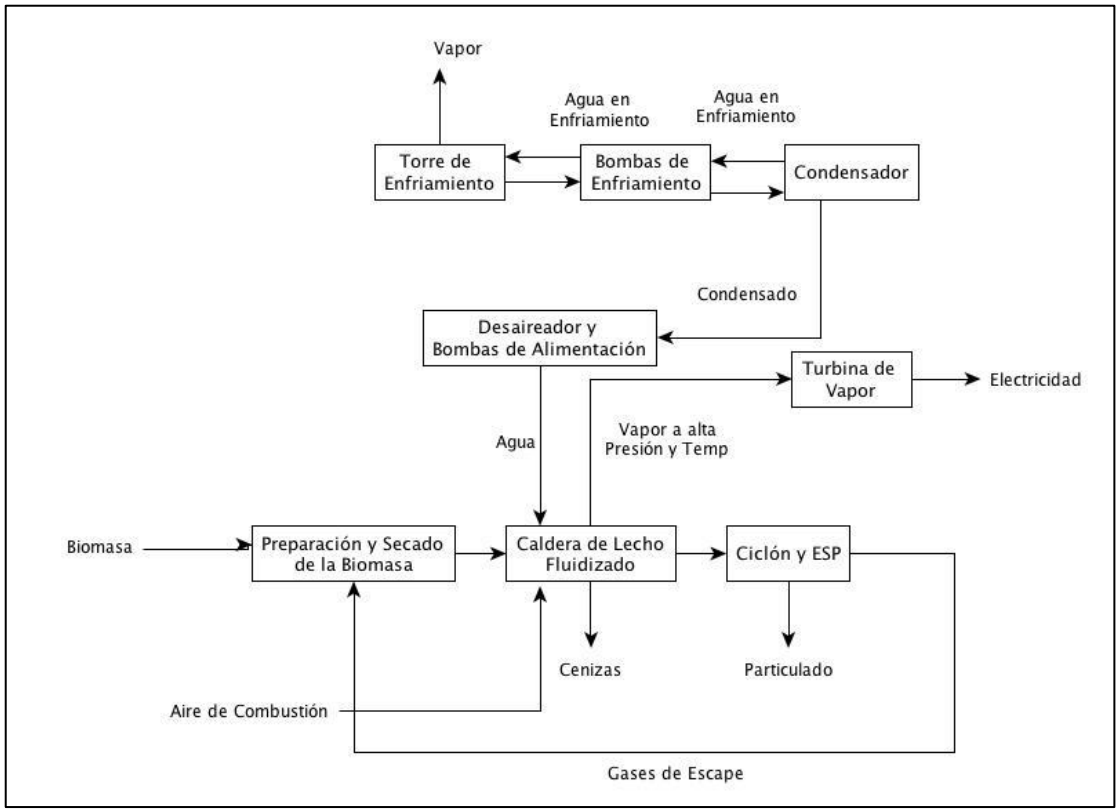


Figura 7-2: Diagrama del proceso de generación eléctrica a partir de la combustión directa de biomasa.

Para esta tecnología no hemos aplicado correcciones según índices de Marshall & Swift ni otro índice de costo de planta. Esto se realizó de esta manera, debido a que los estudios vistos de diversos años (Caputo, et al., 2005; Forest Product Laboratory, 2004; Mason, 2008; NREL, 2000a, 2003; U.S. EPA, 2007) más la opinión de los expertos consultados arrojaban costos consistentes en el tiempo -llevados a moneda del 2010- moneda en que la mayoría de estos reportaron sus cifras. Es por lo que no se vio necesidad de realizar correcciones adicionales.

7.2 Costos Totales de Inversión

Los expertos y la literatura coincide en que el CTI de un proyecto de combustión directa de biomasa cuesta gruesamente entre 2 y 3 millones de dólares por MWe instalado (Caputo, et al., 2005; Forest Product Laboratory, 2004; Mason, 2008; NREL, 2000a,

2003; U.S. EPA, 2007). Con esta información y el modelo de Caputo presentado en más detalle en el Anexo C, resumimos los costos de los potenciales de producción de la biomasa en Chile en la

Tabla 7-1

	Zona	Humedad Biomasa	Potencia Instalada (MWe)	CTI Modelo Caputo (2010 MMUS$)	CTI Estimado de EIA (2010 MMUS$)*	Δ%
Combustión Directa	Baja Competencia	Verde	19,5	68,9	75,3	-8,8%
		Seca	22,5	75	86,9	-14,6%
	Total Disponible	Verde	31,2	91,5	120,4	-27,3%
		Seca	35,8	99,6	138,2	-32,5%

Tabla 7-1: Costos Totales de Inversión para los potenciales de generación de poder a partir de los residuos de biomasa de la VI región. Existen pequeñas diferencias ~10% en los potenciales de generación dependiendo de la humedad con la que se procesa la biomasa. Biomasa Verde implica un 50% de humedad b.h. Puede verse la creciente diferencia entre el modelo y el estimado. Esto se debe a que el estimado no considera economías de escalas al ser un costo específico fijo, pero da un buen estimador para plantas de ~20MW$_e$. Todos los costos han sido llevados al valor del dólar 2010 para una fácil comparación con el resto de los proyectos, la utilización de modelos y para no introducir ruido adicional al problema.

Tomamos como mejor referente el costo entregado por el modelo de Caputo debido a que es capaz de entregar con precisión los CTI de cinco proyectos europeos -con los que el modelo fue validado en su publicación- y en este trabajo se estimó con menos del 15% de error el CTI de 4 de 5 plantas de combustión de biomasa en menores a 50MWe; Kettle Falls, Williams Lake, Snohomish, McNeil, Chowchilla (NREL, 2000a). La planta que superó el 15% de error correspondía a una planta de CHP, por lo que se supone que el modelo subestimó los costos (con respecto a los MWe entregados) para ese tipo de planta. Adicionalmente, el modelo entrega un CTI conservador frente a algunos otras estimaciones de la literatura.

El CTI descrito aquí arriba incluye tanto costos directos:

- costo equipos
- tuberías
- costos eléctricos
- obras civiles
- costos directos de instalación
- instrumentación y control
- terreno y preparación del terreno
- costos auxiliares o de contingencia

como indirectos de la planta:

- costos de ingeniería
- costos de partida (*start-up*)

De esta manera, la planta descrita tendría CTI de 70 millones de dólares ($2010).

7.3 Costos de operación y Mantenimiento

Diversos estudios establecen que el costo de operación y mantenimiento (O&M) de una planta de estas características es de entre US$0,06 – 0,11 por kWh, con costos de biomasa estimados en US$37 por tonelada seca (Forest Product Laboratory, 2004; Mason, 2008; U.S. EPA, 2007).

Este costo específico en la producción de energía incluye el costo de operar el sistema, el costo de la biomasa, costos O&M no relacionados a la materia prima (mano de obra, administración) y el costo de capital.

El desglose de los costos de operación son los siguientes:

Costos fijos, aquellos independientes de la producción de la planta:

- Trabajo en la operación
- Mantenimiento
- Seguros

Costos variables, que varían según la generación producida:

- Transporte y deposición de cenizas
- Costo de compra y transporte de biomasa
- Otros insumos
- Agua

Para el análisis consideraremos el costo de producción de US$0,09/kWh debido a que calza con el promedio de los rangos de la literatura, además que es el dato exacto entregado por el estudio de Tad Mason de la compañía *TSS Consultance*, responsable del estudio de factibilidad para las opciones de aprovechamiento de la biomasa lignocelulósica en Wilseyville, California.

7.4 Análisis Financiero: Análisis de Flujos de Caja Descontados

Adicionalmente de la inversión inicial debemos observar que sucederá con los flujos en los siguientes años, calculados como; ventas de electricidad menos los costos O&M, menos impuestos, más el 20% de la depreciación del año (equivalente al Flujo de caja Operacional). El análisis se realiza en una base de flujos mensuales.

Actualmente en Chile no existen incentivos a la generación renovable no convencional. Es por esto que el único ingreso supuesto para estos proyectos es el de la venta de electricidad. Una planta generadora ubicada en la VI región, tendría ingresos por vender energía a la red de CLP 55 /KWh - precio promedio al que vende Endesa en Chile (Corpresearch: informe de actualización Endesa, 2011).

Tiempo de Construcción	2 años
Factor de Planta	95%
Tiempo de Vida útil	30 años
Tiempo a analizar	25 años
Depreciación	Acelerada (8 años)
Costo del equipo	45% CTI
Aumento precio electricidad	1% / año
Aumento costo de producción electricidad	1% / año
Al año 20 el valor residual de la planta corresponde al 80% * 2/3*100% del CTI (*)	

Tabla 7-2: Principales supuestos económicos en el análisis del valor presente neto del proyecto. (*) Se asume que la desvalorización de la planta ocurre sólo para el 80% de la planta y ocurre de manera lineal, esto para el cálculo del valor residual de la planta.

(NREL, 2000a; TSS Consultants, 2012; UNFCCC, 2006a, 2006b, 2008, 2010; Yagi & Nakata, 2011)

El supuesto en los aumentos del precio de la energía de 1% anual es más bien conservador. Tomando la información del precio nudo real (descontando inflación) de cada octubre desde 1982 hasta el 2011, vemos que existe un aumento promedio anual de un 2,66% si bien la tendencia varía (Comisión Nacional de Energía, 2011).

7.4.1 Escenario

Análisis a 20 años Análisis a 25 años

Inversión inicial	70.000.000	
Precio venta		
t=1	0,113	USD/KWh
Costo	0,090	USD/KWh
Valor equipo	31.500.000	USD2010
Impuesto	20%	
Tasa Anual de Descuento	12%	
VAN	-44.355.876	USD

Inversión inicial	70.000.000	
Precio venta		
t=1	0,113	USD/KWh
Costo	0,090	USD/KWh
Valor equipo	31.500.000	USD2010
Impuesto	20%	
Tasa Anual de Descuento	12%	
VAN	-44.577.971	USD

Vemos que para ambos análisis, el VAN se mantiene más o menos constante. Esto se debe a que para el análisis de 25 años, todos los flujos desde el año 20 al 25, más el valor residual de la planta al año 25, son equivalentes al valor residual de la planta en el año 20. Dado el ciclo real de un proyecto de estas características, realizaremos los análisis siguientes para la planta de combustión a 25 años.

Tenemos que con las condiciones actuales, el proyecto no es factible desde una perspectiva financiera (VAN<0). Es por esto, que obtenemos en primera instancia un precio mínimo de venta de la energía producida para obtener un TIR del 20%, según lo recomendado para este análisis en la literatura; US$0,217 /kWh. Esto corresponde prácticamente al doble del precio actual.

Sin embargo, surge la duda sobre cómo sobreviven estos proyectos por parte de privados del sector forestal. Desde su punto de vista, estos residuos son obtenidos sin costos

(como es el caso de residuos de aserraderos) o con costos mínimos dadas las cercanías a las plantaciones. Descontando el precio de la biomasa, y exigiendo al proyecto tan sólo un 10% de rentabilidad, tenemos el siguiente escenario:

Inversión inicial	70.000.000	
Precio venta t=1	0,119	USD/KWh
Costo	0,060	USD/KWh
Valor equipo	31.500.000	USD2010
Impuesto	20%	
Tasa Anual de Descuento	10%	
VAN	0	USD

Vemos por lo tanto, que un precio mínimo de venta de $58 por kWh es suficiente para tener un TIR del 10%.

7.4.2 Análisis de Sensibilidad

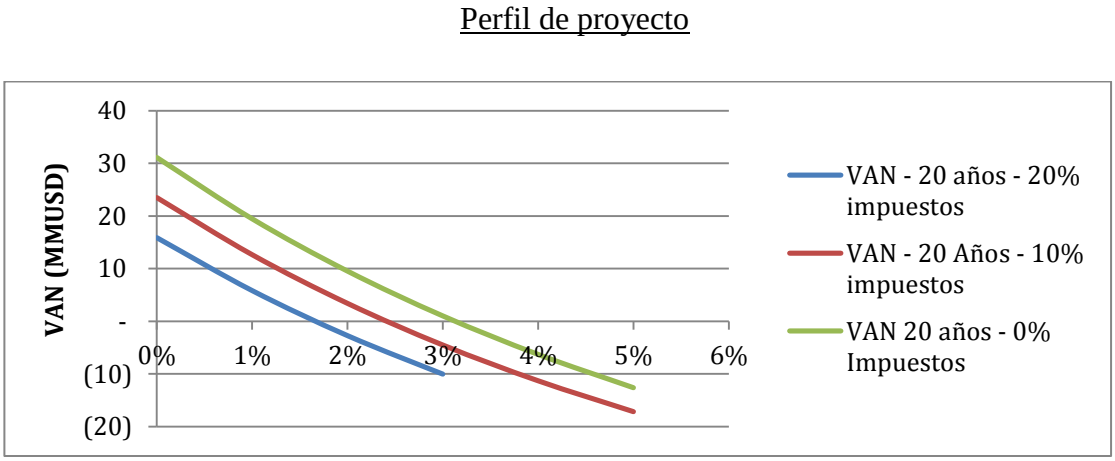


Figura 7-3 Gráfico de perfil de proyecto, cuando el análisis se realiza a 20 años. Se observa la dependencia del VAN con la tasa de descuento. La intersección de la curva con el eje de las abscisas representa el valor del TIR. En este gráfico podemos ver que no existe una gran variación en el TIR del proyecto frente a grandes cambios en los impuestos.

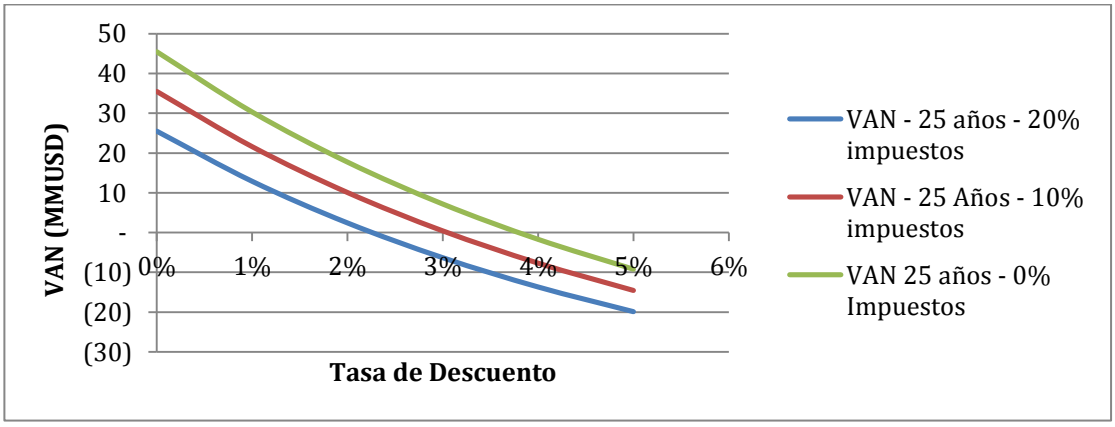


Figura 7-4 Gráfico de perfil de proyecto, cuando el análisis se realiza a 25 años. Se observa la dependencia del VAN con la tasa de descuento. La intersección de la curva con el eje de las abscisas representa el valor del TIR. En este gráfico podemos ver que no existe una gran variación en el TIR del proyecto frente a grandes cambios en los impuestos.

Con estos gráficos podemos ver la sensibilidad del proyecto a la tasa de descuento. En este caso, vemos que en el rango 9 – 12% , necesario para que un proyecto de estas características comience a sonar rentable y seguro, el VAN es negativo.

Ahora bien, si tomamos el costo de la electricidad necesario para obtener una TIR del 12%, el escenario sería el que sigue:

Inversión inicial	70.000.000	
Precio venta t=1	0,160	USD/KWh
Costo	0,090	USD/KWh
Valor equipo	31.500.000	USD2010
Impuesto	20%	
Tasa Anual de Descuento	12%	
VAN	39	USD

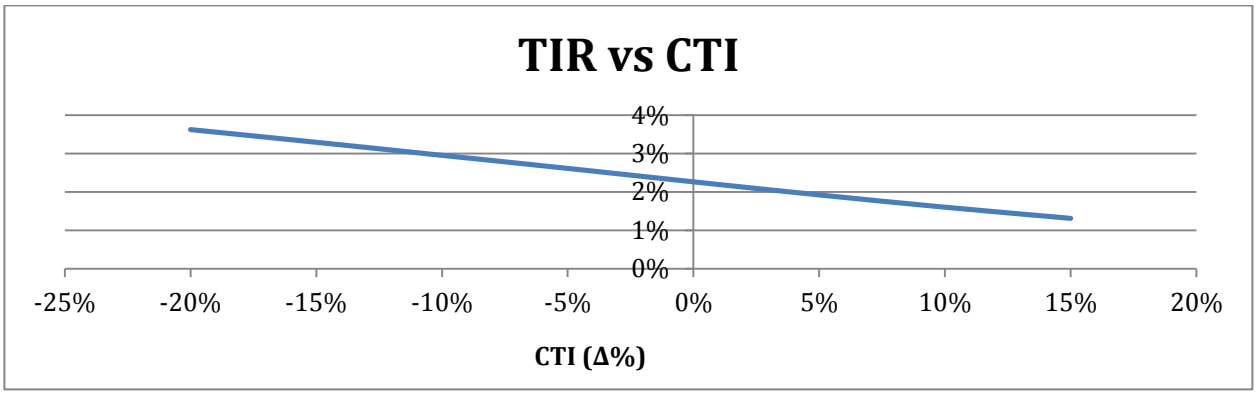


Figura 7-5 Variación de la tasa interna de retorno con respecto a cambios porcentuales en el costo total de inversión.

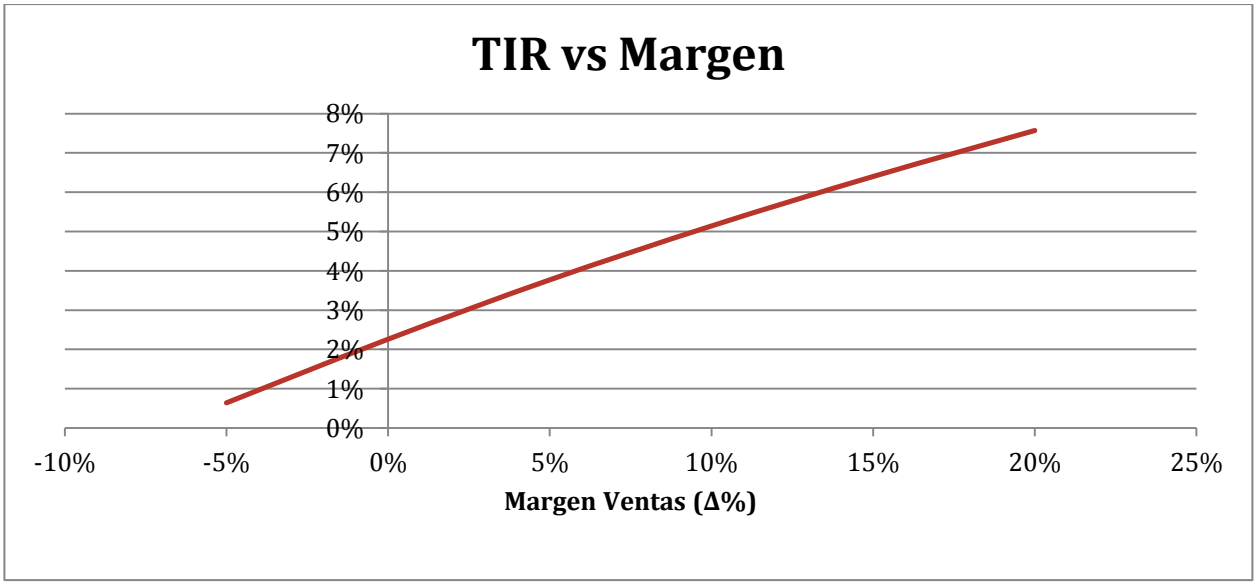


Figura 7-6 Variación de la tasa interna de retorno con respecto a cambios porcentuales en el costo total de inversión

Se puede observar que para este tipo de proyecto, la mayor sensibilidad del TIR es frente al margen logrado por las ventas de electricidad. En otras palabras, con variaciones de costos y/o ingresos se tiene la mayor variación de la rentabilidad del proyecto.

Destacando este punto, es posible entender el por qué de la propiedad casi exclusiva de esta clase de proyectos por parte de compañías que tienen ya en su poder el recurso de biomasa. Estas empresas son, por naturaleza, aquellas que tienen menores costos de acopio y transporte de biomasa del mercado. Como hemos visto en la literatura, el costo de la biomasa corresponde entre un tercio a un medio de los costos de operación (Demirbas, 2011; Fatih Demirbas, et al., 2011; Stelte et al., 2011; The World Bank, 2010; U.S. EPA, 2007) y esto se aplica tanto en los sistemas de combustión como en los de producción de biocombustibles.

8 GASIFICACIÓN

Las plantas de gasificación de biomasa se caracterizan por mayores eficiencias en la generación eléctrica que las plantas de combustión directa. Es por esto, que con el mismo consumo de biomasa, un proyecto de gasificación es capaz de generar mayores cantidades de corriente eléctrica. Adicionalmente, las plantas de gasificación tienen una importante ventaja frente a las de combustión al ser más versátiles tanto en el tipo de biomasa a utilizar como en el producto que se obtiene. Una planta de gasificación puede procesar prácticamente cualquier desecho rico en carbono, y el gas producido podría utilizarse para la producción de químicos, incluyendo el bioetanol. Sin embargo, en este estudio no analizaremos el valor de las opciones.

8.1 Planta tipo: Caso aplicado a la VI Región

Planta de gasificación y generación eléctrica a base de biomasa de 37MW_e. De la misma forma que la planta de combustión directa, una planta de generación eléctrica por gasificación de la biomasa posee básicamente las mismas secciones, pero en esta instancia la turbina es una turbina de gas con ciclo combinado. Esta configuración ha sido elegida pues ha sido demostrada como la más costo-eficiente (Klimantos, Koukouzas, Katsiadakis, & Kakaras, 2009; Rutherford, 2006).

Secciones:

- Sistema de recibimiento, acopio y preparado de la biomasa
- Una caldera de lecho fluidizado para la conversión de biomasa a syngas. Incluidos todo el equipamiento de control ambiental necesario.
- Limpieza del gas producido (syngas) en caliente.
- Turbina de gas con ciclo combinado.
- Eficiencia: 43%

- Factor de Planta: 95%
- Consumo de biomasa: 134.000 ton secas/año

8.2 Costo Total de Inversión

En contraste con las plantas de combustión directa, en las plantas integradas de gasificación se encuentra una gran cantidad de variabilidad en el costo total de inversión. Sin embargo, parte de esta variabilidad se debe a la diferencia de las escalas estudiadas. Tomando dentro de ellos, aquellos que tienen como objetivo plantas comerciales con potencias superiores a 30MW_e , podemos fijar nuevamente el costo de la planta dentro del valor entregado por el modelo de Caputo, el cual establece un precio encontrado dentro de los rangos más precisos dados por la literatura para este tipo de planta

	Potencia Instalada (MWe)	(Caputo, et al., 2005)	(Arena, Di Gregorio, & Santonastasi, 2010)	(TSS Consultants, 2012)	(Brown, Gassner, Fuchino, & Maréchal, 2009)	(Klimantos, et al., 2009)	(International Energy Agency, 2007)
CTI MMUSD ($2010)	**37**	**126**	294,6 - 373,2	185,2	**111 -148**	**112-146**	**97,2 - 213,8**

Tabla 8-1: Literatura consultada sobre precios de inversión en proyectos de gasificación y producción de electricidad integrados. Caputo entrega con su modelo el CTI estimado de 126 millones de dólares ($2010), precio que queda dentro de todas las predicciones de costos para esa escala (en negro). Todos los precios están en moneda dólar del 2010.

En la Tabla 8-1 se observan otros dos costos de inversión estimados que no calzan con los rangos entregados por el modelo de Caputo utilizado, esto se debe a que las escalas estudiadas por Arena et. al. varían de los 100 a los 600 kW_e y en el estudio de TSS

Consultants, la planta genera 2 MW_e. El resto de la variabilidad y el tamaño de los rangos de costos entregados están influenciados por el agente oxidante (aire, oxígeno o vapor) y las condiciones (temperatura y presión) del gasificador.

El CTI de $126 millones de dólares es considerando un valor conservador y consistente en la literatura.

Este Costo Total de Inversión consideraría:

- costo equipos
- tuberías
- costos eléctricos
- obras civiles
- costos directos de instalación
- instrumentación y control
- terreno y preparación del terreno
- costos auxiliares o de contingencia

adicionalmente los costos indirectos de la planta:

- costos de ingeniería
- costos de partida (*start-up*)

8.3 Costos de Operación y Mantenimiento

Utilizando la literatura que considera la misma escala que nuestra potencial planta, tenemos que el costo de electricidad de la planta tipo – incluyendo costes de mantención – serían de 101.6 – 120,7 US$/MWh (Klimantos, et al., 2009); 100-$130 US$/MWh (International Energy Agency, 2007) y 110.12 US$/MWh (TSS Consultants, 2012), con un costo de biomasa de US$45 por tonelada seca (incluyendo costos de secado).

Así, podemos estimar un costo de operación específico de ~ 0,115 US$/kWh.

8.4 Análisis Financiero: Análisis de Flujos de Caja Descontados

La naturaleza financiera de este proyecto y la del proyecto de combustión directa discutido en la página 58, son bastante similares. Los flujos se descomponen en los mismos detalles y además, se comportan idénticamente. La diferencia entre un estudio de flujos descontados se basaría únicamente en las magnitudes de dichos flujos.

Ahora bien, como el costo de operación es superior al precio de venta tomado para la electricidad, este proyecto tendría flujos negativos. Con los supuestos ocupados, este proyecto necesitaría un precio de venta de electricidad de alrededor de 0,23 USD/kWh para obtener una tasa interna de retorno del 12%. Ahora bien, si tomásemos el costo mínimo de producción de electricidad por gasificación visto en la literatura, aún tendríamos grandes pérdidas en la inversión (ver Escenarios).

8.4.1 Escenarios

Escenario I

Inversión inicial	126.000.000	
Precio venta		
t=1	0,241	USD/KWh
Costo	0,115	USD/KWh
Valor equipo	63.000.000	USD2010
Impuesto	20%	
Tasa Anual de Descuento	12%	
VAN	0	USD

Escenario II

Inversión inicial	126.000.000	
Precio venta		
t=1	0,246	USD/KWh
Costo	0,115	USD/KWh
Valor equipo	63.000.000	USD2010
Impuesto	20%	
Tasa Anual de Descuento	12%	
VAN	0	USD

Escenario III

Inversión inicial	126.000.000	
Precio venta t=1	0,113	USD/KWh
Costo	0,100	USD/KWh
Valor equipo	63.000.000	USD2010
Impuesto	20%	
Tasa Anual de Descuento	12%	
VAN	-104.108.767	USD

Escenario IV

Inversión inicial	126.000.000	
Precio venta t=1	0,113	USD/KWh
Costo	0,100	USD/KWh
Valor equipo	63.000.000	USD2010
Impuesto	20%	
Tasa Anual de Descuento	12%	
VAN	-106.429.655	USD

El escenario I y II muestran los valores de venta mínimo que debiese tener la electricidad producida en una planta de gasificación para obtener un TIR del 12%. De igual manera a lo ocurrido con la planta de combustión directa, vemos que los flujos de los años 20 al 25 y la diferencia en el valor residual de la planta entre esos periodos hace que la comparación económica pueda llevarse a cabo sin grandes modificaciones porcentuales a cualquiera de estos dos periodos. En cuanto a los escenarios III y IV, muestran el análisis tomando el precio de venta de electricidad promedio de Endesa en Chile. Vemos que para ambos escenarios el proyecto no podría llevarse a cabo debido a la negativa rentabilidad del proyecto.

9 IMPACTOS AMBIENTALES

9.1 Proyectos de Combustión y Gasificación de Biomasa

9.1.1 Balance de Energía

En los análisis de ciclos de vida, es posible encontrar dos indicadores principales para evaluar el rendimiento energético de proyectos de energías renovables; *Net Energy Ratio* "NER" y *External Energy Ratios* "EER". El NER entrega la razón de la energía generada (y entregada a la red) por unidad de energía fósil consumida durante el ciclo del proyecto Y El EER corresponde a la cantidad de energía generada por unidad de energía fósil consumida en el proceso (descuenta la energía de la materia prima).

Para el caso de proyectos de biomasa, ambos indicadores son mayores que los proyectos energéticos convencionales (NREL, 2000b), indicando que los proyectos de biomasa entregan más energía por unidad de energía fósil consumida durante el ciclo del proyecto. De esta manera, se demuestra que para proyectos de biomasa de combustión y gasificación, existe una sustancial reducción en el consumo de combustibles fósiles en el ciclo de vida del proyecto (Carpentieri, Corti, & Lombardi, 2005; Demirbas, 2005; NREL, 2000b).

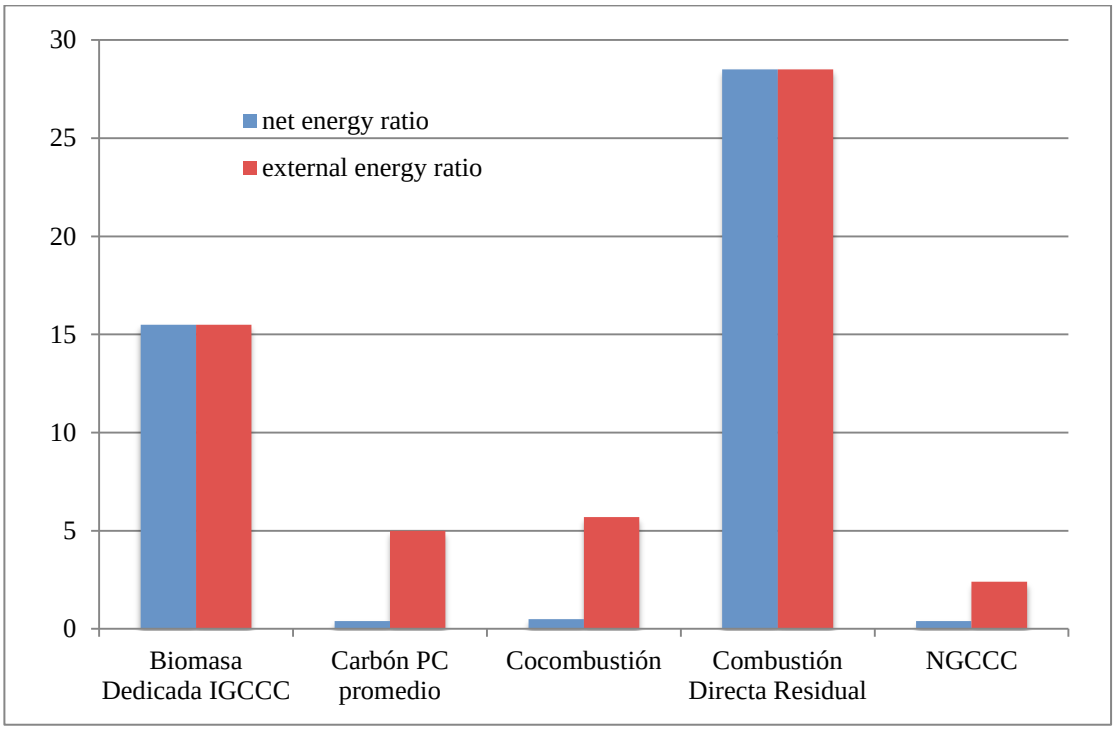


Figura 9-1 Gráfico de barras que muestra que para proyectos de biomasa ambos ratios son iguales (debido a que no utiliza combustible fósil como materia prima ni para requerimientos del proceso) y mayores que los proyectos que utilizan combustible fósil como materia prima. Reproducido de "*A Summary Of Life Assessment Studies Conducted On Biomass, Coal, And Natural Gas Systems", NREL, 2000.*

9.1.2 Gases de Efecto Invernadero

Un proyecto de generación de electricidad a partir de biomasa, es considerado por el tratado de Kioto como carbón neutro, lo que significa que para financiamiento extranjero o para entrar al Mecanismo de Desarrollo Limpio se considera una emisión neta de CO_2 de cero. Estudios muestran que inclusive cantidades pequeñas de secuestración de CO_2 (1.900 kg/ha/rotación de 7 años) en los cultivos de biomasa llevarían a proyectos de combustión/gasificación de biomasa a tener un balance cero de carbón (NREL, 2000b). Otros estudios sin embargo, cuestionan la carbono-neutralidad de estos proyectos,

argumentando que generalmente no se considera el CO_2 que hubiese sido secuestrado por la plantación si esta no hubiese sido cortada. Esta polémica está fuertemente basada en cultivos dedicados, y, dado que el presente estudio contempla la quema de residuos forestales y no el cultivo dedicado ni tala extra de biomasa, estos proyectos pueden efectivamente considerarse carbono neutro.

Es asi, como basados en el factor de emisión (FE) oficial del SIC de 0,48 ton CO_{2e} /MWh (AChEE, 2010) los proyectos eléctricos aquí vistos desplazarían 81.000 toneladas de CO_{2e} para el caso de una planta de combustión directa y 150.000 toneladas de CO_2e en el caso de la planta de gasificación.

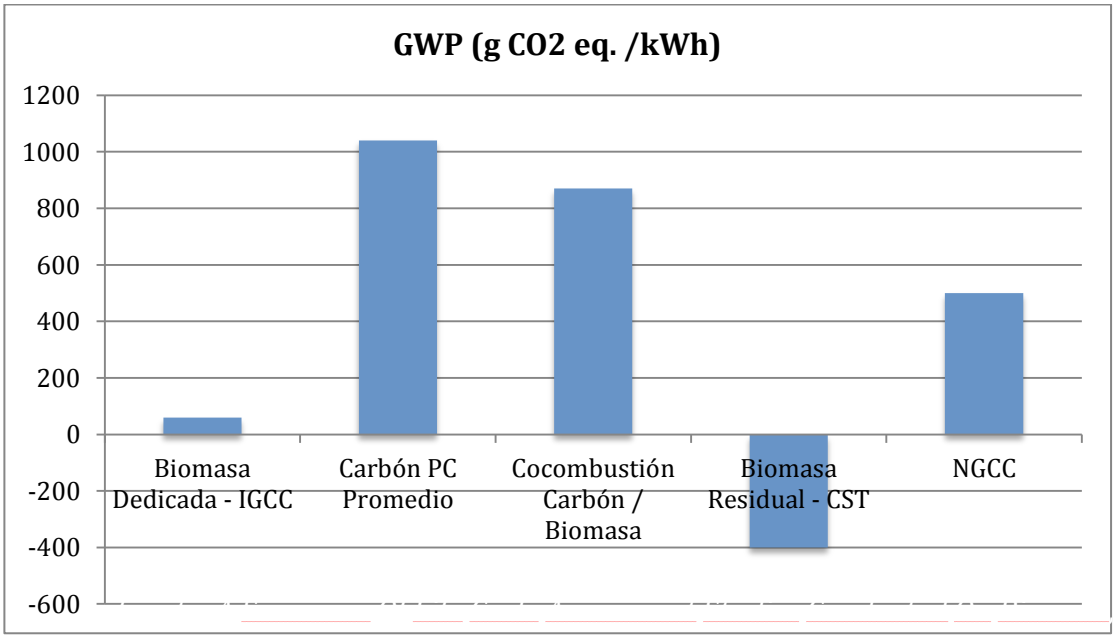


Figura 9-2 La emisión negativa de la combustión directa de residuos se debe a su caso alternativo; la descomposición asociada a grandes emisiones de gas metano. Reproducido de "*A Summary Of Life Assessment Studies Conducted On Biomass, Coal, And Natural Gas Systems*", NREL, 2000.

En un resumen de diversos análisis de ciclo de vida de proyectos de biomasa, la NREL concluye que el GWP de generar electricidad usando un sistema de gasificación de cultivos dedicados es sólo un 4,7% del de una planta de carbón promedio. En nuestro

caso, al usar residuos, este ofrece un aún menor porcentaje dado la no dedicación del cultivo a fines energéticos, y el destino alternativo de los residuos: su descomposición.

Para el caso del metano, el cual posee 21 veces mayor poder de calentamiento global que el CO_2, se considera que los proyectos de biomasa incurren en balances negativos, si se considera el uso de residuos y su correspondiente alternativa de permitir la descomposición en el medio ambiente.

9.1.3 Emisiones Atmosféricas

La Biomasa proveniente de residuos forestales posee menores concentraciones de azufre y nitrógeno que el carbón. Es por esto que las emisiones de óxidos de azufre y de nitrógeno en los sistemas de biomasa son de varios órdenes de magnitud menor que los una planta de carbón promedio (NREL, 2000b, 2003; U.S. Environmental Protection Agency, 2007). De esta forma, las principales preocupaciones con respecto a las emisiones atmosféricas de una planta de biomasa son el material particulado (PM10 y PM2,5), el monóxido de carbono (CO) y los compuestos orgánicos volátiles (COV).

En el informe de la NREL "*Biopower Technical Assessment: State of the Industry and Technology"* (2003) se realiza un análisis extensivo sobre las emisiones atmosféricas de la quema de biomasa. La siguiente tabla compara las emisiones (en base de lb/MWh) de distintos tipos plantas y combustible, basado en mediciones de plantas en California;

Tecnologías de Biomasa	SOx	Nox	CO	MP10
Combustión Directa en CLF	0,08	0,9	0,17	0,3
Gasificación	0,05	1,1 a 2,2 0,66 - 1,32 a 0,22 - 0,44 b	0,23	0,01
Tecnologías de Carbón (1%wt. S)				
Caldera de Carbón Pulverizado	14,3	6,89	0,35	0,32

Caldera de Lecho Fluidizado	3,7	2,7	9,6	0,3
Tecnologías de Gas Natural				
Turbina Gas Natural	0,009	1,72	0,4	0,09
NGCC	0,004	0,91 0,21 b	0,06	0,14

Tabla 9-1 Basado en 11 plantas de biomasa con tecnología de CLF. En el caso de la gasificación los gases de combustión pasan por un ciclón y una cámara de filtros. El syngas por un *scrubber* y filtros antes de la turbina. a) con Reducción No Catalítica Selectiva b) con Reducción Catalítica Selectiva. Adaptada del reporte "*Biopower Technical Assessment: State of the Industry and Technology" (2003),* NREL.

Como puede observarse, las emisiones de MP y CO por parte de las plantas modernas de biomasa son también menores que las plantas modernas de Carbón. Con todo esto, ninguna de las tecnologías mencionadas puede compararse con la quema de Gas Natural que, exceptuando los NO_x, emite menores concentraciones de contaminantes que las otras tecnologías.

Basados en factores de emisión para la quema de madera con corteza, es posible estimar las emisiones de una caldera de biomasa (quemando residuos forestales) en base a su consumo y su poder calorífico. La planta tipo descrita en el **capítulo 7.1** consume 134.000 toneladas secas al año. De esta forma, la estimación de las emisiones con y sin equipos de control sería la mostrada en la Tabla 9-1.

En el caso de nuestra planta, se considera que los gases de escape generados por la combustión de biomasa es tratada en una sección de control de contaminación atmosférica. Esta sección se compone por un sistema de adsorción seco para el control del SO_x y un reactor catalítico para la remoción de NO_x, en la que finalmente se pasa por filtros de tela para la recolección de polvo antes de la descarga por la chimenea (Caputo, et al., 2005).

	[kg/ton]		Emisiones anuales
	S/ Control	C/ Control	[Kg / año]
MP 10	3,82	0,004 - 0,19	536 - 25.000
MP 2,5	3,29	0,003 - 1,165	402 - 156.000
NO_x	1,68	0,34 - 1,09	45.500 - 146.000
SO_2	0,19	0,02 - 0,1	2680 - 13400
CO	3,9 - 5,3	3,9 - 5,3	522.600 - 710.200
TOC	0,3	0,3	40.200
VOC	0,1	0,1	13.400
N_2O	0,1	0,1	13.400

Tabla 9-2 Emisiones por tonelada de biomasa consumida para las plantas tipo presentadas para la combustión y gasificación. Los equipos de control de contaminantes están descritos más arriba, y el consumo total de las plantas es de 134.000 toneladas secas anuales de biomasa. Las eficiencias de los equipos de control se obtuvieron del mismo estudio y de la "*Air Pollution Control Technology Fact Sheet*" EPA.

9.1.4 Residuos Sólidos

Prácticamente consiste sólo en carboncillo, cenizas y arena de purga proveniente del lecho. La producción de cenizas por parte de la mayoría de los sistemas de biomasa, tanto combustión como gasificación, producen como mucho la mitad de las cenizas comparadas con la quema de carbón, y está evaluada como el 2% del total del flujo anual de biomasa (Caputo, et al., 2005; NREL, 2003). Este desecho debe ser dispuesto en rellenos sanitarios.

9.2 Proyectos de Producción de Bioetanol

En el caso de los proyectos de producción de bioetanol, no nos basta con analizar únicamente la producción del combustible, pues en este caso, la "línea base" es la no construcción de la planta, ni su operación y la combustión de gasolina como combustible de transporte. En contraste, en caso de producir etanol, este sería usado como reemplazo de la gasolina para el transporte. Es por esto que para el análisis en la producción de etanol hemos tomado estudios que tomen en cuenta también el impacto ambiental que tiene el reemplazo de la gasolina por mezclas gasolina/etanol (E10 u otros). De esta forma, **los resultados aquí expuestos contabilizan la producción y consumo de etanol.**

En la contabilización de los gases de efecto invernadero, los estudios muestran que existen grandes diferencias según la materia prima utilizada, su fuente, y la forma en que los requerimientos energéticos del proceso son satisfechos. Los proyectos de bioetanol que utilizan desechos compuestos de biomasa lignocelulósica, y se auto-sustentan, corresponden a aquellos que obtienen los mayores beneficios ambientales (Center for Transportation Research Argonne National Laboratory, 1999; Fu, Chan, & Minns, 2003), mientras que proyectos que utilizan cultivados dedicados usualmente no tienen reducciones de GEI[12].

Las reducciones citadas han sido calculadas utilizando como base una milla recorrida por un vehículo mediano de pasajeros con la mezcla de etanol indicada frente al mismo recorrido con gasolina convencional no reformulada. De esta manera;

<u>El recorrido de 1 milla con E10 logra:</u>

7% de reducción en el uso de petróleo

8–10% de reducción en emisiones de GEI

[12] Gases de Efecto Invernadero

8–9% de reducción en uso de energía fósil

con E85:

71–73% de reducción en el uso de petróleo

68–91% de reducción en emisiones de GEI

71–75% de reducción en uso de energía fósil

con E95:

83–85% de reducción en el uso de petróleo

79–105% de reducción en emisiones de GEI

82–86% de reducción en uso de energía fósil

Las emisiones de GEI están consideradas como las emisiones de CO2, CH4 y N2O y la mayor reducción en el paso de E10 a E85 y E95 se deben a 2 efectos: la mayor cantidad de etanol y las mejoras en el rendimiento del vehículo en el paso de E10 a E85 a E95. Las reducciones en más de un 100% son explicadas por la venta de electricidad excedente de las plantas de etanol celulósico, que desplazan emisiones de la matriz generadora (Center for Transportation Research Argonne National Laboratory, 1999).

Ahora bien, como las producciones de etanol serían limitadas en un comienzo, es conveniente ver cómo utilizar una misma cantidad de etanol producida (pues el recorrido de 1km con distintas mezclas utiliza distintas cantidades de etanol), y ver sus impactos. Por eso, las siguientes reducciones mostradas al utilizar 1 galón de etanol corresponden a:

El uso de 1 galón de etanol como E10 logra:

106–108% de reducción en el uso de petróleo

112–144% de reducción en emisiones de GEI

120–126% de reducción en uso de energía fósil

como E85:

90–92% de reducción en el uso de petróleo

86–115% de reducción en emisiones de GEI

90–95% de reducción en uso de energía fósil

como E95:

90–92% de reducción en el uso de petróleo

85–114% de reducción en emisiones de GEI

89–94% de reducción en uso de energía fósil

Vemos que las mayores reducciones se aprecian al utilizar el galón de bioetanol en su mezcla con gasolina E10. Esto se debe a factores de rendimiento intrínsecos en el uso del combustible como medio de transporte.

10 CONCLUSIONES

Los proyectos energéticos a base de biomasa lignocelulósica son efectivamente un buen camino al cumplimiento de los objetivos propuestos por el gobierno de Chile; aumentan la energía proveniente de fuentes renovables no convencionales, disminuyen la dependencia energética del país y disminuye la contaminación atmosférica: se ha comprobado que existen importantes beneficios por disminución de emisiones de contaminantes atmosféricos y emisiones de GEI. Una planta de generación eléctrica a partir de biomasa lignocelulósica produce hasta de 10 veces menos emisiones de GEI, y la producción y consumo de etanol celulósico emite hasta un 100% menos de GEI si se compara con la gasolina.

Teniendo en cuenta la posible producción de etanol a partir de los residuos del manejo forestal de la VI región, observamos que las cantidades potenciales de etanol que se podrían producir son bastante grandes, alrededor de 45 mil m^3, relativas al ~1% del consumo nacional de gasolina 93, 95 y 97 octanos, y que este sería mejor aprovechado utilizándolo en su mezcla E10. Sin embargo, los proyectos de biomasa a etanol-celulósico no son rentables en la actualidad. El alto costo de inversión y de producción del etanol celulósico siguen siendo una barrera para la realización de proyectos comerciales; la situación actual en el mundo de esta tecnología así lo muestra. Sólo en un escenario donde el litro de etanol pudiese venderse en la puerta de la planta a aproximadamente $570, estos proyectos serían de interés comercial. A pesar de la gran publicidad, información y *marketing* sobre diseños y proyectos de plantas comerciales de etanol celulósico, a la fecha aún no existe ningún proyecto competitivo en funcionamiento. Esto, considerando que en Estados Unidos se han invertido billones de dólares en la investigación y desarrollo de estas tecnologías, y que el gobierno ya ha subsidiado a empresas para el diseño y construcción de plantas comerciales. El etanol celulósico, o de segunda generación, no es una realidad comercial en el mundo ni lo es para Chile en la actualidad.

En cuanto a los proyectos de generación de electricidad a base de biomasa, vemos que la combustión directa podría ser una opción rentable en la actualidad, si los costos de la biomasa son bajos y su abastecimiento seguro. Basados en los residuos forestales no dispersos y de baja competencia de la VI región, sería factible la realización de una planta de $20MW_e$ la cual sería capaz de operar a precios de venta similares a otras generadoras. Este proyecto aumentaría directamente la proporción de generación eléctrica de fuentes renovables no convencionales (ERNC) y desplazaría 81.000 toneladas de CO_{2e} (sin contabilizar el efecto alternativo de descomposición de la biomasa). Los puntos claves para la realización de una planta de combustión competitiva serían el escalamiento, la localización y los costos de la biomasa.

En cuanto a la validez de los análisis financieros, Estados Unidos cuenta con la ventaja que hoy, varias biorefinerías se encuentran en etapas de diseño, construcción, o en operación piloto. Si bien los costos de inversión y operación de este informe no calzan con otros estudios técnico-económicos realizados. Los de este informe sí concuerdan con los declarados por las compañías dueñas de dichos proyectos. Este informe permite comparar los precios de venta mínimo, costos de producción, costo de inversión, y la determinación de cuales factores son los que inciden fuertemente en cada uno de ellos. Adicionalmente, cabe destacar que los resultados aquí expuestos corresponden al estudio de la escala de los proyectos que potencialmente consumen los residuos de la VI región. Aún así, en base al estudio y otros casos, se cree que inclusive un cambio dramático en la magnitud de residuos aprovechables produciría resultados bastante similares a los obtenidos en este estudio. Sólo en un escenario donde el potencial sea unas 10 veces mayor, podría darse un resultado distinto. (Huang, et al. 2009)

10.1 Recomendaciones

Los proyectos de etanol celulósico producen potencialmente precios por litro competitivos, sin embargo, el riesgo en esta clase de proyectos hace exigir rentabilidades

más altas. Además, se hace relevante ofrecer un sistema de garantías tanto en el precio como en la demanda para que proyectos de etanol sean más competitivos

10.2 Trabajo Futuro

- Actualizar la cuantificación y caracterización de los residuos lignocelulósicos. disponibles, además de sus costos de obtención.
- Analizar la inclusión de los RSM del país.
- Desarrollar estrategias (logística) de abastecimiento de biomasa para proyectos individuales.
- Analizar la localización óptima de plantas productivas dentro de la región de análisis.

BIBLIOGRAFÍA

Abengoa Bioenergy. (2010). Abengoa Bioenergy and Mid-Kansas Electric Reach Agreement Concerning First Commercial-Scale Hybrid Cellulosic Ethanol and Power Plant in U.S. *Press Room*. Retrieved from http://www.abengoabioenergy.com/corp/web/en/prensa/noticias/historico/2010/bio_20100121.html

AChEE. (2010). Chile cuenta oficialmente con factor de emisión para el SIC y el SING, from http://www.acee.cl/577/article-62054.html

Aden, A., & Foust, T. (2009). Technoeconomic analysis of the dilute sulfuric acid and enzymatic hydrolysis process for the conversion of corn stover to ethanol. *Cellulose, 16*(4), 535-545. doi: 10.1007/s10570-009-9327-8

Arena, U., Di Gregorio, F., & Santonastasi, M. (2010). A techno-economic comparison between two design configurations for a small scale, biomass-to-energy gasification based system. *Chemical Engineering Journal, 162*(2), 580-590. doi: 10.1016/j.cej.2010.05.067

Balat, M. (2011). Production of bioethanol from lignocellulosic materials via the biochemical pathway: A review. *Energy Conversion and Management, 52*(2), 858-875. doi: 10.1016/j.enconman.2010.08.013

Bridgwater, A. V. (2011). Review of fast pyrolysis of biomass and product upgrading. *Biomass and Bioenergy*. doi: 10.1016/j.biombioe.2011.01.048

Brown, D., Gassner, M., Fuchino, T., & Maréchal, F. (2009). Thermo-economic analysis for the optimal conceptual design of biomass gasification energy conversion systems. *Applied Thermal Engineering, 29*(11-12), 2137-2152. doi: 10.1016/j.applthermaleng.2007.06.021

Caputo, A. C., Palumbo, M., Pelagagge, P. M., & Scacchia, F. (2005). Economics of biomass energy utilization in combustion and gasification plants: effects of logistic variables. *Biomass and Bioenergy, 28*(1), 35-51. doi: 10.1016/j.biombioe.2004.04.009

Carpentieri, M., Corti, A., & Lombardi, L. (2005). Life cycle assessment (LCA) of an integrated biomass gasification combined cycle (IBGCC) with CO2 removal. *Energy Conversion and Management, 46*(11-12), 1790-1808. doi: 10.1016/j.enconman.2004.08.010

Center for Transportation Research Argonne National Laboratory. (1999). Effects of Fuel Ethanol Use on Fuel-Cycle Energy and Greenhouse Gas Emissions. Argonne, IL: U.S.DoE.

Comisión Nacional de Energía. (2011). Reporte Inventario Promedio de Combustible en Chile Semanal, from http://www.cne.cl/noticias/energia/hidrocarburos/187-reporte-inventario-promedio-de-combustible-en-chile-semanal-del-22-de-junio-al-28-de-junio-de-2011

Comisión Nacional de Energía. (2007). Potencial de Biogas. Santiago: Comisión Nacional de Energía.

Comisión Nacional de Energía. (2008). Potencial de Biomasa Forestal. Santiago.

Comisión Nacional de Energía. (2009). Balance Nacional de Energía. Retrieved from http://www.minenergia.gob.cl/minwww/opencms/14_portal_informacion/06_Estadisticas/Balances_Energ.html

Comisión Nacional de Energía. (2011). Datos Históricos De Precios De Nudo Sistemas Eléctricos Chilenos. Santiago.

Comisión Nacional de Energía, & INFOR. (2007). Disponibilidad de Residuos Madereros. Santiago.

Coskata, I. (2011). Coskata, Inc, from http://www.coskata.com/process/

Covacevich, R. (1979). *Poder Calorífico de Pino Insigne y Otras Especies Forestales Chilenas.* Universidad de Chile, Santiago.

Demirbas, A. (2005). Potential applications of renewable energy sources, biomass combustion problems in boiler power systems and combustion related environmental issues. *Progress in Energy and Combustion Science, 31*(2), 171-192. doi: 10.1016/j.pecs.2005.02.002

Demirbas, A. (2011). Competitive liquid biofuels from biomass. *Applied Energy, 88*(1), 17-28. doi: 10.1016/j.apenergy.2010.07.016

Di Blasi, C. (2009). Combustion and gasification rates of lignocellulosic chars. *Progress in Energy and Combustion Science, 35*(2), 121-140. doi: 10.1016/j.pecs.2008.08.001

Drapcho, C., Nghiem, J., & Walker, T. (2008). *Biofuels engineering process technology*. New York: McGraw-Hill.

European Central Bank. (2012). Euro exchange rates USD, from http://www.ecb.int/stats/exchange/eurofxref/html/eurofxref-graph-usd.en.html

FAO. (1995). *El eucalipto en la repoblación forestal* (Vol. 11). Italia.

Fatih Demirbas, M., Balat, M., & Balat, H. (2011). Biowastes-to-biofuels. *Energy Conversion and Management, 52*(4), 1815-1828. doi: 10.1016/j.enconman.2010.10.041

Forest Product Laboratory. (2004). Wood Biomass for Energy. Retrieved from

Foust, T. D., Aden, A., Dutta, A., & Phillips, S. (2009). An economic and environmental comparison of a biochemical and a thermochemical lignocellulosic ethanol conversion processes. *Cellulose, 16*(4), 547-565. doi: 10.1007/s10570-009-9317-x

Fu, G. Z., Chan, A. W., & Minns, D. E. (2003). Life Cycle Assessment of Bio-ethanol Derived from Cellulose. *The International Journal Of Life Cycle Assessment, 8*(3), 137-141. doi: 10.1065/Ica2003.03.109

Gnansounou, E., & Dauriat, A. (2010). Techno-economic analysis of lignocellulosic ethanol: A review. *Bioresource Technology, 101*(13), 4980-4991. doi: 10.1016/j.biortech.2010.02.009

He, J., & Zhang, W. (2011). Techno-economic evaluation of thermo-chemical biomass-to-ethanol. *Applied Energy, 88*(4), 1224-1232. doi: 10.1016/j.apenergy.2010.10.022

Huang, H.-J., Ramaswamy, S., Al-Dajani, W., Tschirner, U., & Cairncross, R. A. (2009). Effect of biomass species and plant size on cellulosic ethanol: A comparative

process and economic analysis. *Biomass and Bioenergy, 33*(2), 234-246. doi: 10.1016/j.biombioe.2008.05.007

Instituto Forestal. (2009). El Sector Forestal Chileno. *2009*. Retrieved from INFOR - Estadísticas y Mercado website: http://www.infor.cl/es/iym.html?c=mercado&task=boletines_sec_for&mid=95

International Energy Agency. (2007) Biomass for Power Generation and CHP.

Klimantos, P., Koukouzas, N., Katsiadakis, A., & Kakaras, E. (2009). Air-blown biomass gasification combined cycles (BGCC): System analysis and economic assessment. *Energy, 34*(5), 708-714. doi: 10.1016/j.energy.2008.04.009

Mason, T. (2008). *Biomass Power Plant Development in California, Overview and Lessons Learned*. Paper presented at the Renewable Energy Conference for California Tribes.

Niven, R. K. (2005). Ethanol in gasoline: environmental impacts and sustainability review article. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 9*(6), 535-555. doi: 10.1016/j.rser.2004.06.003

NREL. (2000a). Lessons Learned from Existing Biomass Power Plants. In NREL (Ed.).

NREL. (2000b). A Summary Of Life Assessment Studies Conducted On Biomass, Coal, And Natural Gas Systems (U. S. D. o. E. s. B. P. P. S. A. Task, Trans.). Golden, Colorado.

NREL. (2003). Biopower Technical Assessment: State of the Industry and Technology. Tennessee.

NREL. (2006). Biomass Feedstock Composition and Property Database.

NREL. (2009). Market Assessment of Biomass Gasification and Combustion Technology for Small- and Medium-Scale Applications.

NREL (Producer). (2011a, Agosto 2011). Biochemical Conversion Process. [Video] Retrieved from http://www.nrel.gov/biomass/biochemical_conversion.html

NREL. (2011b). Process Design and Economics for Biochemical Conversion of Lignocellulosic Biomass to Ethanol. Colorado: National Renewable Energy Laboratory.

NREL. (2011c). Thermochemical Pathway by Indirect Gasification and Mixed Alcohol Synthesis. Colorado: National Renewable Energy Laboratory.

Nussbaumer, T. (2008). Biomass Combustion in Europe Overview on Technologies and Regulations (Vol. Final Report).

Nussbaumer, T., & Oser, M. (2004). Evaluation of Biomass Combustion based Energy Systems by Cumulative Energy Demand and Energy Yield Coefficient. Zurich: International Energy Agency (IEA).

Polagye, B., Hodgson, K., & Malte, P. (2007). An economic analysis of bio-energy options using thinnings from overstocked forests. *Biomass and Bioenergy, 31*(2-3), 105-125. doi: 10.1016/j.biombioe.2006.02.005

Rutherford, J. (2006). *Heat and Power Applications of Advanced Biomass Gasifiers in New Zealand's Wood Industry.* Master of Engineering in Chemical and Process Engineering, University of Canterbury, Canterbury.

Silverstein, R. A. (2004). *A Comparison of Chemical Pretreatment Methods for Converting Cotton Stalks To Ethanol*. Master of Science, North Carolina State University, Raleigh.

Sohel, M. I., & Jack, M. W. (2011). Thermodynamic analysis of lignocellulosic biofuel production via a biochemical process: Guiding technology selection and research focus. *Bioresource Technology, 102*(3), 2617-2622. doi: 10.1016/j.biortech.2010.10.032

Spatari, S., Bagley, D. M., & MacLean, H. L. (2010). Life cycle evaluation of emerging lignocellulosic ethanol conversion technologies. [Research Support, Non-U.S. Gov't]. *Bioresource Technology, 101*(2), 654-667. doi: 10.1016/j.biortech.2009.08.067

Stelte, W., Holm, J. K., Sanadi, A. R., Barsberg, S., Ahrenfeldt, J., & Henriksen, U. B. (2011). A study of bonding and failure mechanisms in fuel pellets from different biomass resources. *Biomass and Bioenergy, 35*(2), 910-918. doi: 10.1016/j.biombioe.2010.11.003

Tarelho, L. A. C., Neves, D. S. F., & Matos, M. A. A. (2011). Forest biomass waste combustion in a pilot-scale bubbling fluidised bed combustor. *Biomass and Bioenergy, 35*(4), 1511-1523. doi: 10.1016/j.biombioe.2010.12.052

The World Bank. (2010). Fuel supply handbook for biomass-fired power projects. Enschede: World Bank/ESMAP.

TSS Consultants. (2012). WILSEYVILLE WOODY BIOMASS VALUE-ADDED PRODUCT YARD FEASIBILITY STUDY. Rancho Cordova, California: CHIPS.

Turner, D., Xu, H., Cracknell, R. F., Natarajan, V., & Chen, X. (2011). Combustion performance of bio-ethanol at various blend ratios in a gasoline direct injection engine. *Fuel, 90*(5), 1999-2006. doi: 10.1016/j.fuel.2010.12.025

U.S. Bureau of Labor Statistics. (2012). Inflation Calculator: Bureau of Labor Statistics, from http://www.bls.gov/data/inflation_calculator.htm

U.S. Department of Energy. (2004). Biomass Feedstock Composition and Property Database, from http://www.afdc.energy.gov/biomass/progs/search1.cgi

U.S. Environmental Protection Agency. (2007). Air Emissions | Clean Energy | US EPA, from http://www.epa.gov/cleanenergy/energy-and-you/affect/air-emissions.html

U.S. EPA. (2007). Biomass Combined Heat and Power Catalog of Technologies (C. H. a. P. Partnership, Trans.).

UBC Biomass And Bioenergy Research Group. (2010). Wood Pellet Optimization. Retrieved from http://www.biomass.ubc.ca/docs/Pellet_optimization_-_Shahab,_Ladan.pdf

UNFCCC. (2006a). Nueva Aldea Biomass Power Plant Phase 1 (CDM - PDD).

UNFCCC. (2006b). Russfin Biomass CHP Plant Project (CDM - PPD).

UNFCCC. (2008). PANITAO Biomass Thermal Energy Project (CDM - PPD).

UNFCCC. (2010). Trupan Biomass Power Plant in Chile (CDM - PPD).

Wright, M. M., & Brown, R. C. (2007). Comparative economics of biorefineries based on the biochemical and thermochemical platforms. *Biofuels, Bioproducts and Biorefining, 1*(1), 49-56. doi: 10.1002/bbb.8

Wyman, C. E. (1994). Ethanol from lignocellulosic biomass: Technology, economics, and opportunities. *Bioresource Technology, 50*(1), 3-15. doi: 10.1016/0960-8524(94)90214-3

Yacobucci, B. D. (2010). Intermediate-Level Blends of Ethanol in Gasoline, and the Ethanol "Blend Wall": Congressional Research Service.

Yagi, K., & Nakata, T. (2011). Economic analysis on small-scale forest biomass gasification considering geographical resources distribution and technical characteristics. *Biomass and Bioenergy, 35*(7), 2883-2892. doi: 10.1016/j.biombioe.2011.03.032

A N E X O S

A. Dependencia energética en Chile: ¿Aumento o estancamiento?

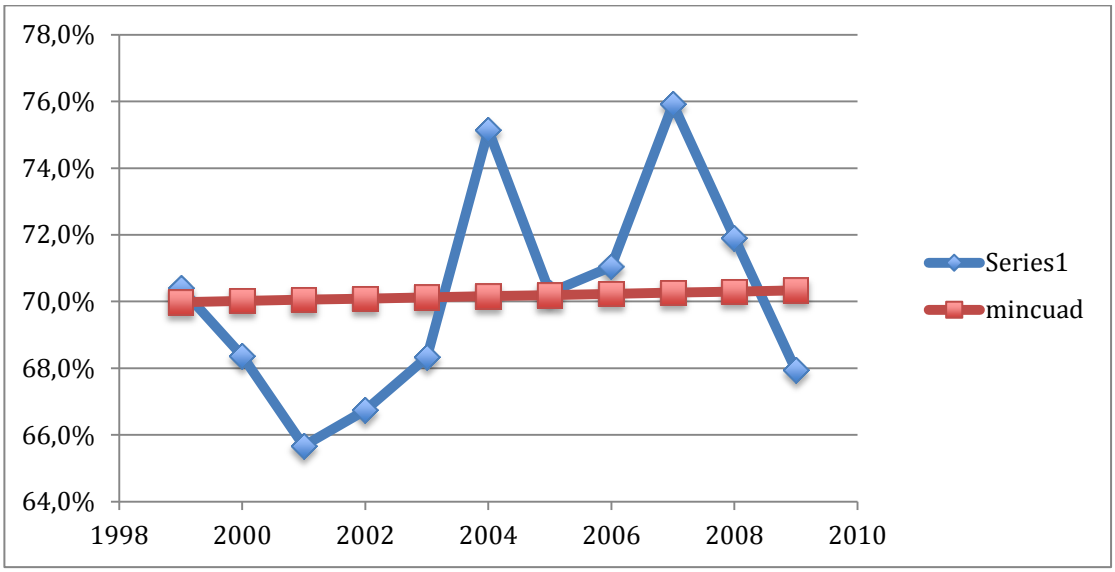
Fuente: Balance Nacional de Energía, Comisión Nacional de Energía, 2009

En este informe se realizará un análisis estadístico de la dependencia energética en Chile durante los últimos 10 años. Se tomará la información contenida en el Balance Nacional de Energía 2009, reporte preparado por la Comisión Nacional de Energía de Chile.

La forma en que esto se hará, será ajustar por mínimos cuadrados una tendencia lineal, y luego se realizará un análisis de las varianzas para poder establecer con un 95% de confianza la existencia de la tendencia ajustada.

A.1 Presentación de Datos

Origen/Año	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Importaciones Netas	177.627	172.937	162.964	172.073	177.969	206.150	202.471	206.549	231.407	225.471	204.886
Consumo Total de Energía	252.315	252.948	248.145	257.841	260.462	274.351	288.130	290.728	304.797	313.541	301.595
Imp. Netas / Consumo Total	70%	68%	66%	67%	68%	75%	70%	71%	76%	72%	68%



La línea roja muestra una regresión lineal ajustada por mínimos cuadrados.

A.2 Análisis

TABLA ANOVA			
Fuente	Suma Cuadrados	Grados de Libertad	Varianzas
Suma de Cuadrados de la Regresión	0,0040	1,0000	0,0040
Suma de Cuadrados Residuales	0,0102	9,0000	0,0011

El estimador de f es 3,515

F(1,9) |alpha = 0,05 tiene un valor de 5,12

Como F0,05(1,9)>f

Tenemos que la regresión no ajusta, la varianza del error es similar a la varianza de la regresión. Por esto, el modelo ajustado no explica una relación causa-efecto entre la dependencia energética y el año.

A.3 Conclusión

Se falla en concluir, con un 95% de confianza, que existe una tendencia lineal al alza en la proporción de energía importada – consumo total.

ANEXO B. Residuos del Manejo forestal en Chile

Fuente: Potencial de Biomasa Forestal, Comisión Nacional de Energía, 2008

B.1 Tablas de Residuos de Eucalipto por Zonas

Las Zonas de influencia industrial están establecidas en la metodología del informe "Residuos del manejo forestal".

Residuos Eucalipto						
	Región			ZONA DE BAJA COMPETENCIA		
Año	VI	VII	VIII	IX	X	Grand Total
2006	74	24	221	215	234	768
2007	94	25	225	232	250	826
2008	94	30	247	232	274	877
2009	94	34	253	232	282	895
2010	94	37	259	232	282	904
2011	94	41	283	232	282	932
2012	94	48	283	232	282	939
2013	94	55	283	232	282	946
2014	94	55	283	232	282	946
2015	94	55	283	232	282	946
2016	94	55	283	232	282	946
2017	94	55	283	232	282	946

Residuos Eucalipto						
	Región			ZONA INFLUENCIA INDUSTRIAL		
Año	VI	VII	VIII	IX	X	Total
2006	11	11	606	364	110	1102
2007	16	22	665	462	114	1279
2008	26	46	700	469	133	1374
2009	26	47	832	469	138	1512
2010	27	47	832	469	156	1531
2011	27	47	832	482	156	1544
2012	27	47	832	482	156	1544
2013	27	47	832	482	156	1544
2014	27	47	832	482	156	1544
2015	27	47	832	482	156	1544
2016	27	47	832	482	156	1544
2017	27	47	832	482	156	1544

Residuos Eucalipto			
	Región	DISPERSO	
Año	IX	X	Total
2006	116	70	186
2007	116	88	204
2008	116	88	204

Residuos Eucalipto			
	Región	DISPERSO	
Año	IX	X	Total
2009	116	88	204
2010	116	88	204
2011	116	88	204
2012	116	88	204
2013	116	88	204
2014	116	88	204
2015	116	88	204
2016	116	88	204
2017	116	88	204

B.2 Total Residuos de Eucalipto

Residuos Eucalipto						
	Región					TOTAL ZONAS
Año	VI	VII	VIII	IX	X	Total
2006	85	35	827	695	414	2056
2007	110	47	890	810	452	2309
2008	120	76	947	817	495	2455
2009	120	81	1085	817	508	2611
2010	121	84	1091	817	526	2639
2011	121	88	1115	830	526	2680
2012	121	95	1115	830	526	2687

2013	121	102	1115	830	526	2694
2014	121	102	1115	830	526	2694
2015	121	102	1115	830	526	2694
2016	121	102	1115	830	526	2694
2017	121	102	1115	830	526	2694

B.3 Tabla de Residuos de Pino por Zonas

Residuos Pino						
	Región			ZONA DE BAJA COMPETENCIA		
Año	VI	VII	VIII	IX	X	Grand Total
2006	330	995	1300	967	642	4234
2007	336	987	1326	908	651	4208
2008	315	1089	1394	890	659	4347
2009	302	1096	1401	959	652	4410
2010	323	1225	1505	965	644	4662
2011	353	1204	1480	967	672	4676
2012	337	1236	1359	891	640	4463
2013	313	1288	1324	877	622	4424
2014	298	1285	1302	862	626	4373
2015	286	1243	1236	884	632	4281

2016	278	1229	1197	876	612	4192
2017	271	1205	1138	821	584	4019

Residuos Pino

	Región			ZONA INFLUENCIA INDUSTRIAL		
Año	VI	VII	VIII	IX	X	Total
2006	187	1948	3906	1086	349	7476
2007	197	1967	3996	1087	358	7605
2008	176	2054	4093	1101	413	7837
2009	164	2024	4016	1118	473	7795
2010	179	2139	4219	1145	521	8203
2011	194	2139	4104	1164	506	8107
2012	177	2199	3893	1077	479	7825
2013	172	2142	3831	1034	472	7651
2014	161	2008	3739	1016	467	7391
2015	147	1959	3598	1012	462	7178
2016	145	1925	3468	989	448	6975
2017	144	1873	3382	950	440	6789

Residuos Pino			
	Región	DISPERSO	
Año	IX	X	Total
2006	182	44	226
2007	239	44	283
2008	301	47	348
2009	305	60	365
2010	307	61	368
2011	310	48	358
2012	286	30	316
2013	276	29	305
2014	270	30	300
2015	265	29	294
2016	260	29	289
2017	252	21	273

B.4 Total Residuos de Pino

Residuos Pino						
	Región				TOTAL ZONAS	
Año	VI	VII	VIII	IX	X	Total
2006	517	2943	5206	2235	1035	11936

Residuos Pino						
	Región					TOTAL ZONAS
Año	VI	VII	VIII	IX	X	Total
2007	533	2954	5322	2234	1053	12096
2008	491	3143	5487	2292	1119	12532
2009	466	3120	5417	2382	1185	12570
2010	502	3364	5724	2417	1226	13233
2011	547	3343	5584	2441	1226	13141
2012	514	3435	5252	2254	1149	12604
2013	485	3430	5155	2187	1123	12380
2014	459	3293	5041	2148	1123	12064
2015	433	3202	4834	2161	1123	11753
2016	423	3154	4665	2125	1089	11456
2017	415	3078	4520	2023	1045	11081

ANEXO C.1 Modelo de Caputo para el Cálculo de Costos

Para calcular los costos de una planta de combustión directa y de gasificación de la biomasa, se utilizó un modelo que toma en cuenta los parámetros logísticos (*inputs*) siguientes;

- Producción neta de electricidad (W_{NE}) [MegaWatts]
- Generación del ciclo de vapor (W_{ST}) [MegaWatts]
- Tasa de flujo de biomasa ($M_{g/cc}$) [Kg/hora]
- Poder de la turbina de gas (M_{GT}) [MegaWatts]
- Flujo de Vapor producido por el recuperador(M_{hrsg}) [Kg/hora]

Estos datos se introducen a un modelo que corresponde a una regresión que estima el precio de compra de los equipos para estas plantas. Basada en información existente de los precios de venta de los equipos, se obtiene un precio de compra de equipo que junto a otras estimaciones se llega al costo de inversión total para la planta.

C.2 Relación de Costos para Precio de Compra de los Equipos

Costos de Compra de Equipos

Secciones:	**Relación de Costos**	
Generación de Poder	C/ST	G/CC
Caldera	$1.340.000W_{NE}^{0,694}$	-
Turbina de Vapor	$633.000W_{NE}^{0,398}$	$633.000W_{ST}^{0,398}$
Gasificador	-	$1.600M_{G/CC}^{0,917}$
Grupo Turbogas	-	$3.800W_{GT}^{0,754}$
Recuperador de Calor	-	$6.540M_{HRSG}^{0,81}$
Condensador	$398.000W_{NE}^{0,333}$	$398.000W_{ST}^{0,333}$

	Intercambiador de Calor	51.500 $W_{NE}^{0,5129}$	5.500 $W_{ST}^{0,5129}$
	Alternador	138.300 $W_{NE}^{0,6107}$	138.300 $W_{ST}^{0,6107}$
	Ventiladores	35.300 $W_{NE}^{0,3139}$	35.300 $W_{ST}^{0,3139}$
	Bombas de extracción de condensado	9.000 $W_{NE}^{0,4425}$	9.000 $W_{ST}^{0,4425}$
	Bombas de Alimentado	35.000 $W_{NE}^{0,6107}$	35.000 $W_{ST}^{0,6107}$
	Bombas	28.000 $W_{NE}^{0,5575}$	28.000 $W_{ST}^{0,5575}$
Almacenamiento y manejo de biomasa			
	Almacenamiento de biomasa	114.100$W_{NE}^{0,5575}$	114.100 $W_{NE}^{0,5575}$
	Manejo	46.600$W_{NE}^{0,9554}$	46.600$W_{NE}^{0,9554}$
	Compresor y secadores	11.400$W_{NE}^{0,5575}$	11.400$W_{NE}^{0,5575}$
	Diesel de Emergencia	36.200$W_{NE}^{0,1989}$	36.200$W_{NE}^{0,1989}$
	Recuperador de calor del secado	-	9.600$M_{G/CC}^{0,65}$
Tratamiento de Gases			
	Equipos de remoción de NO_x y SO_X	126.000$W_{NE}^{0,5882}$	126.000$W_{NE}^{0,5882}$
	Filtración	66.600$W_{NE}^{0,7565}$	66.600$W_{NE}^{0,7565}$
	Almacenado de Cenizas	88.300$W_{NE}^{0,3139}$	88.300$W_{NE}^{0,3139}$
	Extracción de Cenizas	93.500$W_{NE}^{0,4425}$	93.500$W_{NE}^{0,4425}$
	Ventiladores	28.500$W_{NE}^{0,5575}$	28.500$W_{NE}^{0,5575}$
	Ductos de Gases	51.500$W_{NE}^{0,5129}$	51.500$W_{NE}^{0,5129}$
	Chimenea	28.500$W_{NE}^{0,5575}$	28.500$W_{NE}^{0,5575}$

Tabla Apndx C-1

De la tabla C-1 se obtiene el precio de compra del equipo, valor al que se le suman los costos de las tuberías, los costos eléctricos, obras civiles y otros mostrados en la Tabla Apndx C-2 y C-3 para llegar así al costo de la inversión total (CTI). Este modelo ha sido implementado en una planilla Excel para obtener los costos totales de inversión informados en la tesis.

Otros Costos:

Tuberías		Correlación de Precios
	Tanque combate incendios	$85.700W_{NE}^{0,1040}$
	Componentes de Combate de incendios	$5.300W_{NE}^{0,7565}$
	sistema de combate de incendios	$6.600W_{NE}^{0,7565}$
	tanque de aguas industriales	$9.300W_{NE}^{0,7565}$
	tanques	$10.300W_{NE}^{0,5129}$
	intercambiador de calor	$34.200W_{NE}^{0,5575}$
	degasificadores	$17.100W_{NE}^{0,5575}$
	válvulas de *bypass*	$20.600W_{NE}^{0,5129}$
	válvulas de alta presión	$28.500W_{NE}^{0,5575}$
	válvulas de control	$10.100W_{NE}^{0,6756}$
	válvulas	$28.500W_{NE}^{0,5575}$
	tuberías	$42.300W_{NE}^{0,885}$
	rack	$12.100W_{NE}^{0,686}$
Costos Eléctricos		
	Interruptores	$13.400W_{NE}^{0,3672}$
	protecciones	$44.700W_{NE}^{0,2266}$
	Transformador	$64.600W_{NE}^{0,4289}$
	transformador auxiliar	$14.000W_{NE}^{0,4425}$
	equipo eléctrico	$40.9100W_{NE}^{0,6415}$
	ensamblado	$186.900W_{NE}^{0,7137}$
Obras Civiles		
	Protecciones del patio	$70.100W_{NE}^{0,4425}$
	Planta de condicionamiento y sistema de ventilación	$23.400W_{NE}^{0,6328}$
	Obras civiles	$1.337.400W_{NE}^{0,3672}$
	Personal de construcción	$133.700W_{NE}^{0,3672}$
	Edificios	$13.300W_{NE}^{0,7565}$
	Tratamiento de Aguas Residuales	$6.900W_{NE}^{0,6107}$

Tabla Apndx C-2

Componente del Costo	Factor
Costos de Compra de Equipo	A
Tuberías	B
Costos Eléctrico	C
Obras Civiles	D
Costos Directos de Instalación	E = 0,3A
Servicios Auxiliares	F = 0,15A
Control e Instrumentación	G = 0,1A
Preparación del Sitio	H = 0,1A
Total Costos Directos	DC
	A+B+C+D+E+F+G+H
	=1,65A + B + C + D
Ingeniería	K = 0,12 A
start-up	W = 0,1A
Total Costos Indirectos	IC = K + W
	= 0,22 A
Costo Total de Inversión	CTI = DC + IC

Tabla Apndx C-3

ANEXO D. Flujos de Caja Operacional Proyectos de Combustión y Gasificación

Año	Ingresos	Costos	Impuestos	Depreciación		Flujo Neto
1	-	-	-	-		-
2	-	-	-	-		-
3	20.083.465	-10.126.117	-1.991.470	787.500		8.753.379
4	20.284.300	-10.227.378	-2.011.384	787.500		8.833.037
5	20.487.143	-10.329.652	-2.031.498	787.500		8.913.493
6	20.692.014	-10.432.948	-2.051.813	787.500		8.994.753
7	20.898.935	-10.537.278	-2.072.331	787.500		9.076.825
8	21.107.924	-10.642.651	-2.093.055	787.500		9.159.719
9	21.319.003	-10.749.077	-2.113.985	787.500		9.243.441
10	21.532.193	-10.856.568	-2.135.125	787.500		9.328.000
11	21.747.515	-10.965.134	-2.156.476			8.625.905
12	21.964.990	-11.074.785	-2.178.041			8.712.164
13	22.184.640	-11.185.533	-2.199.821			8.799.286
14	22.406.487	-11.297.388	-2.221.820			8.887.279
15	22.630.551	-11.410.362	-2.244.038			8.976.152
16	22.856.857	-11.524.466	-2.266.478			9.065.913
17	23.085.426	-11.639.710	-2.289.143			9.156.572
18	23.316.280	-11.756.107	-2.312.034			9.248.138
19	23.549.443	-11.873.669	-2.335.155			9.340.619
20	23.784.937	-11.992.405	-2.358.506			9.434.025
21	24.022.786	-12.112.329	-2.382.091			9.528.366
22	24.263.014	-12.233.453	-2.405.912			9.623.649
23	24.505.644	-12.355.787	-2.429.971			9.719.886
24	24.750.701	-12.479.345	-2.454.271			9.817.085
25	24.998.208	-12.604.138	-2.478.814		9.333.333	19.248.589

Tabla Apndx D-1: Ejemplo de Flujos obtenidos en la estimación para el un proyecto de combustión directa.