

UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS AGRONÓMICAS
ESCUELA DE PREGRADO

Memoria de Título

**“PREFACTIBILIDAD TÉCNICO – ECONÓMICA PARA GENERACIÓN DE
ENERGÍA A PARTIR DE ORUJO DE ACEITUNAS: ESTUDIO DE CASO”**

Sofía Beatriz Urzúa Ahumada

Santiago, Chile

2012

UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS AGRONÓMICAS
ESCUELA DE PREGRADO

Memoria de Título

**“PREFACTIBILIDAD TÉCNICO – ECONÓMICA PARA GENERACIÓN DE
ENERGÍA A PARTIR DE ORUJO DE ACEITUNAS: ESTUDIO DE CASO”**

**"TECHNICAL – ECONOMICAL PREFEASIBILITY FOR ENERGY
GENERATING FROM OLIVE MARC: A CASE STUDY"**

Sofía Beatriz Urzúa Ahumada

Santiago, Chile

2012

UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS AGRONÓMICAS
ESCUELA DE PREGRADO

**“PREFACTIBILIDAD TÉCNICO – ECONÓMICA PARA GENERACIÓN DE
ENERGÍA A PARTIR DE ORUJO DE ACEITUNAS: ESTUDIO DE CASO”**

Memoria para optar al título profesional de
Ingeniero en Recursos Naturales Renovables

Sofía Beatriz Urzúa Ahumada

	Calificaciones
Profesor Guía	
Sr. Pablo Morales Peillard Ingeniero Agrónomo, M.Sc., Ph.D.	6,5
Profesores Evaluadores	
Sr. Jaime Rodríguez Muñoz Ingeniero Agrónomo, M.Sc.	6,4
Sr. Juan Manuel Uribe Meneses Ingeniero Agrónomo.	7,0

Santiago, Chile
2012

INDICE DE CONTENIDOS

	Pág.
RESUMEN.....	1
Palabras Clave.....	1
ABSTRACT.....	2
Keywords.....	2
INTRODUCCIÓN.....	3
Objetivo General.....	4
Objetivos Específicos.....	4
MATERIALES Y MÉTODOS.....	5
Antecedentes Generales del Lugar de Estudio.....	5
Metodología por Objetivos.....	5
Objetivo Específico 1.....	5
Objetivo Específico 2.....	5
Objetivo Específico 3.....	6
RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....	6
Descripción del Proceso Productivo de Elaboración de Aceite de Oliva.....	6
Análisis Técnico.....	10
Situación Energética de la Empresa.....	10
Materia Prima.....	10
Sistema de Generación Eléctrica.....	14
Equipos y Maquinaria de Proceso.....	17
Control de Emisiones.....	18
Tamaño y Localización del Proyecto.....	22
Obras Físicas y Materiales.....	22
Mano de Obra.....	23
Marco Legal y Ambiental del Proyecto.....	23
Normativa Ambiental.....	24
Externalidades Ambientales.....	26
Normativa Energética Sector Electricidad.....	27
Análisis Económico.....	30
Inversión Total de Capital.....	30
Costos Operativos Totales.....	32
Ahorro por Energía Producida.....	33
Venta de Energía o Devolución al SIC (Net Metering).....	34
Depreciaciones.....	35
Cálculo de Indicadores.....	36
Valor Actual Neto (VAN).....	37
Tasa Interna de Retorno (TIR).....	37
Periodo de Recuperación de la inversión (Payback).....	37
Análisis Costo Beneficio.....	38
CONCLUSIONES.....	39
BIBLIOGRAFÍA.....	41
APÉNDICES.....	43
Apéndice I: Informe de Laboratorio de Orujo.....	43
Apéndice II: Mapa de la Empresa y Ubicación del Proyecto.....	43
Apéndice III: Flujos de Caja del Proyecto.....	43

INDICE DE CUADROS Y FIGURAS

	Pág.
CUADROS	
Cuadro 1.....	11
Cuadro 2.....	13
Cuadro 3.....	16
Cuadro 4.....	19
Cuadro 5.....	27
Cuadro 6.....	30
Cuadro 7.....	31
Cuadro 8.....	33
Cuadro 9.....	36
Cuadro 10.....	36
Cuadro 11.....	37
Cuadro 12.....	38
Cuadro 13.....	38
FIGURAS	
Figura 1.....	7
Figura 2.....	17
Figura 3.....	18

RESUMEN

Los residuos de la industria olivícola tienen la particularidad de contener cantidades elevadas de aceites que los hacen poco recomendados para su utilización como fertilizantes o forraje para ganado. El presente trabajo corresponde a un estudio de caso, realizado con el propósito de encontrar un uso posterior a los residuos generados de la producción de aceite de oliva en una empresa en particular que presentaba el problema de la acumulación de los mismos al interior de sus instalaciones. El objetivo general fue realizar un estudio de prefactibilidad para la utilización de orujo de aceitunas en la generación de energía eléctrica. Analizando los aspectos técnicos, legales y ambientales involucrados, además de determinar la viabilidad de la implementación de un sistema de generación de energía en base a orujo de aceitunas. Para lo cual, se determinaron todos los factores relevantes para el análisis y se plantearon dos escenarios de evaluación, el primero de ellos contempló la generación eléctrica sólo para autoabastecimiento de la empresa y el segundo incorporando la iniciativa del Net metering o medición neta, para evaluar la opción de inyectar los excedentes eléctricos producidos al SIC (Sistema Interconectado Central) y obtener una ganancia adicional.

Los resultados que arrojó la evaluación muestran que el escenario n°1 correspondiente a la implementación del proyecto sólo para autoabastecer la demanda eléctrica de la empresa, no resulta viable, para un período de evaluación de 15 años, puesto que los costos son mucho mayores que los ingresos generados. Por otro lado, el escenario n°2 que contempla la opción de inyección de excedentes energéticos resultó ser rentable para la empresa, puesto que se generan ganancias de la venta de energía, que en el intervalo analizado de 15 años, resultan mayores que los costos de implementación del proyecto. Los resultados obtenidos constituyen una herramienta útil en la toma de decisiones al momento de optar por una alternativa sustentable de utilización de los residuos de producción.

Palabras Clave: Orujo de aceitunas, Bioenergía, Net metering, Generación eléctrica, Autoabastecimiento.

"TECHNICAL – ECONOMICAL PREFEASIBILITY FOR ENERGY GENERATING FROM OLIVE MARC: A CASE STUDY"

ABSTRACT

The residues of the olive growing industry are unique to contain high amounts of oils that do little recommended for use as fertilizer or feed for livestock. This work corresponds to a case study, conducted with the aim of finding a post-use generated waste in the production of olive oil in a particular company which presented the problem of the accumulation of within their facilities. The main objective was to conduct a prefeasibility study for the use of olive marc in the generation of electricity. Specifically analyzing the technical, legal and environmental issues involved, and to determine the feasibility of implementing a power generation system based on olive pomace. For which, all relevant factors were determined for the analysis and two evaluation scenarios were raised, the first one that looked only for the company self-supply power generation and the second, incorporating the initiative of Net metering to assess the option of injecting the electricity excess to the SIC (Central Interconnected System) and get an additional profit.

The results show that the project implementation just for self-supply only of the company electricity demand, is not feasible for the analyzed period of 15 years, since the costs are much higher than the generated income. On the other hand, the option of injecting the energy surplus was profitable for the company, since they generate profits from energy sales which in the study interval of 15 years are greater than the costs of project implementation. The obtained results are a useful tool in decision making when choosing a sustainable alternative for waste production use.

Keywords: Olive marc, Bioenergy, Net metering, Power Generation, Self-sufficiency.

INTRODUCCIÓN

En el país los residuos de la empresa agrícola se utilizan, en su gran mayoría al interior de la misma, ya sea como alimento para animales o fertilizantes, o se eliminan del predio mediante quemadas, transporte a basurales o rellenos sanitarios, pero su uso para bioenergía resulta poco explorado. Se han desarrollado experiencias con residuos forestales y biomasa en general, dentro de las cuales se encuentran la que ha llevado a cabo la empresa CELCO, que está desarrollando su propio sistema de generación eléctrica con materia prima de la producción de celulosa (BCN, 2009) y el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) que implementó el marco de la iniciativa de Electrificación Rural (CNE, 2009).

Para el caso particular del orujo de aceitunas, residuo que resulta de la producción de aceite de oliva, cuya composición específica será explicada en detalle más adelante, su uso como fertilizante es poco recomendado por su elevado contenido de aceite, lo cual ocasiona una impermeabilización del suelo, que impide la infiltración del agua y reduce la nutrición de los cultivos (SODEAN, 2009). Ante este escenario, surge como un problema la acumulación de este residuo en grandes cantidades en las zonas olivícolas del país sin poder darle un uso posterior que resulte beneficioso para los productores, por lo cual, constituye una potencialidad el poder encontrar una alternativa para diversificar las opciones de aprovechamiento de este elemento de manera sustentable.

Por lo anteriormente expuesto y luego de una revisión bibliográfica de diferentes usos alternativos del desecho en cuestión, es que se plantea la opción de reutilizar los residuos de producción de aceite de oliva, para la generación de energía eléctrica. Lo cual se analizará mediante un estudio de prefactibilidad para tal efecto.

Un análisis de información preliminar sobre el tema, que corresponde a experiencias internacionales, sugiere que la mejor forma de aprovechar las cualidades del orujo es a través de un sistema termoeléctrico consistente en una caldera que transforma, con ayuda de una turbina de vapor y un generador, el calor producido por la combustión del orujo en energía eléctrica. A grandes rasgos se puede decir que el proceso de generación de electricidad a partir de orujo, se resume de la siguiente manera: “La biomasa se quema en la caldera y la energía térmica generada de dicho proceso se utiliza para calentar agua y sobrecalentar el vapor a temperaturas entre 450 y 520°C. Una vez sobrecalentado, el vapor se expande y transforma la energía térmica en energía mecánica al generar el movimiento de una turbina. La transformación en energía eléctrica es inmediata en un alternador conectado con el eje de la turbina de vapor” (Bioenergía Santamaría, 2007).

Es esta tecnología la que se pretende evaluar en una empresa particular del rubro olivícola, considerando que maquinarias de similares características están presentes hoy en el país, de modo que se buscará adaptar el sistema a la realidad del caso de estudio. Puesto que la presente propuesta surge de una búsqueda para diversificar la matriz energética de la empresa, reducir sus costos y dar un valor agregado a sus residuos de producción.

Tomando en consideración, todos aquellos factores propios de la empresa que determinan sus condiciones actuales de demanda energética, para determinar finalmente las características que debe cumplir el sistema de generación eléctrica para suplir los requerimientos de la misma y hacer una adecuada comparación del aporte real que supondría el reemplazo total o parcial de energía convencional por la energía generada en base a orujo.

De esta manera el problema a resolver es el destino final del orujo producido, ya que actualmente éste es acumulado dentro de la misma empresa, ocupando hectáreas que están pensadas para ampliar la superficie plantada de olivos en el corto plazo, por lo que no hacen más que entorpecer el funcionamiento normal de la empresa. Por tanto, se hace imperativo encontrarle una utilidad posterior.

Es en este punto, dentro de las alternativas existentes para darle un uso posterior al orujo, donde surge la opción de su utilización de manera sustentable y ambientalmente amigable en forma de energía eléctrica para beneficio de la misma empresa. De manera que, la alternativa energética es la seleccionada para el desarrollo del presente trabajo.

Considerando como punto fundamental que si no se realiza esta propuesta, el residuo seguirá almacenándose en suelos que están destinados a la siembra en un futuro cercano y que corren el riesgo de impermeabilizarse y cambiar sus características debido a la incorporación de los elementos propios del orujo a su composición, lo que eventualmente reducirá su productividad. Se ha considerado la generación eléctrica en la presente propuesta, porque cuenta con la ventaja de poder alcanzar un autoabastecimiento de la empresa y la consecuente reducción de los gastos en consumo eléctrico.

Objetivo General

Realizar un estudio de prefactibilidad para la utilización de orujo de aceitunas en la generación de energía eléctrica en una planta de procesamiento de aceite de oliva en Molina, VII Región.

Objetivos Específicos

- Analizar los aspectos técnicos de la producción de energía a través de la utilización de orujo de aceitunas.
- Analizar los aspectos legales y ambientales involucrados en la producción de energía en base a orujo de aceitunas.
- Determinar la viabilidad económica de la implementación de un sistema de generación de energía en base a orujo de aceitunas y desarrollar un análisis de riesgo para el proyecto.

MATERIALES Y MÉTODOS

Antecedentes generales del lugar de Estudio

El lugar de estudio corresponde a la localidad de Lontué, comuna de Molina, Región del Maule, dentro de una empresa de producción de aceite de oliva que corresponde a una propiedad agrícola de aproximadamente 200 hectáreas, adquirida por la empresa objeto de estudio, Agrícola y Forestal Don Rafael, S.A. en el año 2003.

Desde el año 2008 esta empresa cuenta con su propia planta de procesamiento de aceite de oliva en el interior del predio, lugar en el cual se desarrolla la mayor parte del proceso productivo una vez realizada la cosecha de los olivos. La cosecha y elaboración de aceite de oliva dura seis meses al año, tiempo en el que funciona la fábrica en su máxima capacidad. Durante el proceso productivo del aceite no se utilizan elementos contaminantes de manera que el único residuo resultante, además de agua (la cual es reutilizada en el riego), corresponde al orujo propio de la aceituna, consistente básicamente en la pulpa de la fruta, mezclada con agua y aceite, en proporciones que se verán más adelante, por lo que su reutilización con fines energéticos mejoraría la imagen ambiental de la empresa además de lograr mayor independencia del sistema interconectado central (SIC).

Metodología por Objetivos

a) Analizar los aspectos técnicos de la producción de energía a través de la utilización de orujo de aceitunas.

Para abordar el presente objetivo se realizó un diagnóstico de la situación actual de la empresa y su actividad principal, que es la elaboración de aceite, de donde se obtiene como residuo de producción el orujo, que constituye la materia prima del presente proyecto.

Posteriormente se procedió al análisis técnico propiamente tal, que incluye la recopilación de información particular de la empresa respecto a diversos temas de importancia para el análisis como: su demanda energética, el precio que se paga por la energía, el volumen de producción de orujo, la caracterización del mismo, los costos y especificaciones técnicas del sistema propuesto y los elementos que lo componen, además de todos aquellos costos asociados al proyecto para poder realizar el análisis económico y financiero.

b) Analizar los aspectos legales y ambientales involucrados en la producción de energía en base a orujo de aceitunas.

En este punto se llevó a cabo una revisión bibliográfica, de todas aquellas normativas aplicables al proyecto, tanto en el ámbito energético propiamente tal, al tratarse de un proyecto de generación eléctrica por medio de biomasa, como en el ámbito ambiental, por la naturaleza de las materias primas empleadas, de manera que ambos puntos han sido tratados por separado, enumerando para ello las normas que resulten pertinentes y adjuntando una pequeña reseña de cada una de ellas.

Indicando además, un punto sobre la pertinencia de normas respecto a las eventuales externalidades ambientales que se puedan ocasionar producto de la ejecución del proyecto.

c) Determinar la viabilidad económica de la implementación de un sistema de generación de energía en base a orujo de aceitunas y desarrollar un análisis de riesgo para el proyecto.

Dentro del presente objetivo es posible diferenciar dos partes, por un lado el análisis económico como tal, donde se han incluido, posterior a una extensa investigación y revisión bibliográfica, principalmente datos duros sobre los costos necesarios para la ejecución del proyecto. Y por otra parte, el análisis financiero que contempla las simulaciones correspondientes con dichos costos para dos escenarios propuestos y el cálculo de indicadores económicos que resulten de ayuda para determinar finalmente, si el proyecto es viable.

Como punto final para el análisis financiero, se realizó un análisis de la relación costo-beneficio del proyecto, método basado básicamente en el análisis de ingresos y egresos que genera el mismo, para verificar si el proyecto es aceptable o no.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

A continuación se presentan y discuten los resultados obtenidos, del desarrollo de la investigación y estudio de caso de la situación particular propuesta para la empresa en cuestión. De la recopilación de información en terreno y la revisión bibliográfica realizada para el presente proyecto, se expone lo siguiente:

Descripción del proceso productivo de elaboración de aceite de oliva

Sobre el proceso productivo actual de la empresa, en la Figura 1 se pueden observar las principales fases o etapas para la obtención del aceite de oliva.

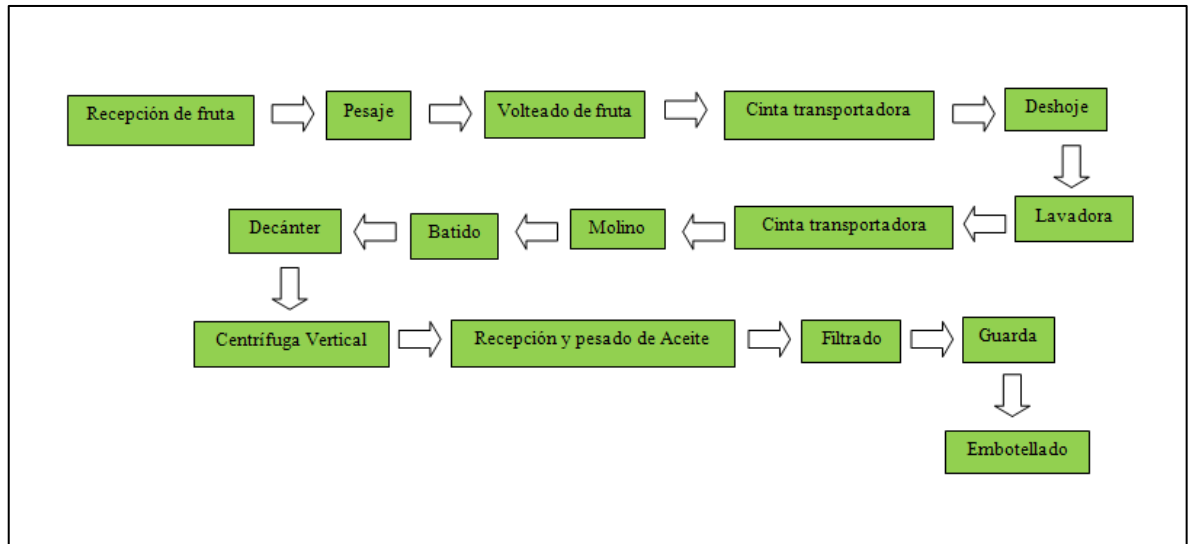


Figura 1: Proceso elaboración aceite de oliva (Fuente: Elaboración Propia).

El proceso de elaboración de aceite de oliva dentro de la empresa consta de varias etapas, cada una de las cuales se detallan como sigue:

- **Recepción de fruta:**

El primer paso consiste en cosechar la fruta, la cual posteriormente es transportada en bins plásticos de 400 Kg de capacidad en camiones desde el campo a la planta de proceso donde se mantienen en una zona de recepción asfaltada disminuyendo la probabilidad de contacto de la tierra con la fruta. Los bins se mantienen en la zona de recepción en un plazo máximo de 24 hrs a la espera de ser procesados.

- **Pesaje:**

Los bins con fruta se transportan a través de una grúa horquilla para ser pesados individualmente en una romana eléctrica que registra el peso de cada bin en una planilla.

- **Volteado de fruta:**

Una vez pesado el bin, la fruta se voltea con la grúa horquilla en un pozo de recepción de acero inoxidable con capacidad de 800 kg aprox. Una vez volteada la fruta el bin vacío es almacenado en otro lugar dispuesto para ello.

- **Cinta Transportadora:**

La fruta volteada en la tolva de recepción es arrastrada a través de cintas de transporte en donde uno o dos operarios están pendientes de sacar todo objeto extraño que traiga consigo la aceituna, como hojas, trozos de madera u otros elementos ajenos a la fruta. En la parte superior de la cinta de transporte, está instalado un imán el cual atrapa todo objeto de naturaleza férrica.

- Deshoje:

Luego la fruta transportada por la cinta es conducida a una deshojadora que separa las hojas propias de la aceituna, además de elementos como cintas de amarra, polvo, pequeños tallos, malezas, etc.

- Lavadora:

Posteriormente la fruta cae en un sistema de agua con turbulencia que hace decantar piedras, metales pesados o sedimentos los cuales son posteriormente extraídos por un sinfín hacia la parte posterior de la lavadora. La fruta es conducida por el caudal de agua que la impulsa hacia una bandeja ondulada en la que van quedando sólidos finos en el fondo. Este proceso limpia la fruta de barro pegado, polvo u otras sustancias. Luego la fruta es conducida a un tamiz vibrador que con su movimiento hace escurrir el agua de la fruta, que es enjuagada por sistema de aspersión de agua.

- 2° Cinta Transportadora:

La fruta lavada y enjuagada cae a un depósito que tiene una cinta transportadora que conduce la fruta al molino. La cinta está cubierta por una tapa de acrílico para evitar caídas de objetos extraños. Esta posee una válvula de paso de agua tibia la cual inyecta agua a la pasta de ser necesario.

- Molino:

La fruta es triturada por un molino el cual se puede adecuar a distintos tipos de molienda, tales como cuchillos, discos, martillos o cuchillos con martillo. Este molino tiene una criba de las siguientes medidas: 5mm, 6mm, 7mm. La criba gira a menor velocidad que el molino. La fruta transformada en pasta es conducida a un tornillo sinfín en las batidoras.

- Batidoras:

La pasta de fruta es dispuesta en cuatro batidoras independientes, con una capacidad de 600 Kg cada una. Cada batidora posee camisas de calefacción las cuales funcionan con agua a temperaturas no superiores a 39°C para lograr una temperatura de la pasta de 27-29 °C aprox. La pasta es mezclada constantemente mediante aspas que giran lentamente produciendo junto a la temperatura, la separación de las moléculas de aceite presentes en la pulpa de la fruta. La pasta es batida alrededor de 30-45 minutos dependiendo de la condición y variedad de la fruta. Una vez cumplidos los tiempos y temperaturas la pasta es conducida al decanter mediante una bomba de masa.

- Decánter:

La pasta es inyectada al decánter el cual provoca la separación de los diferentes componentes tales como aceite, agua y orujo por diferencia de densidad mediante fuerza centrífuga provocada por el giro de un tambor a 3600 RPM, cuando se trabaja a tres fases (agua, aceite y orujo). En dos fases (agua y orujo) se provoca la separación de dos compuestos, el aceite y el alperujo (pulpa mezclada con agua). De donde:

a) El orujo: Es transportado por un sinfín subterráneo que lo conduce a la parte exterior donde es recibido por una cinta transportadora que la descarga en un coloso esparcidor.

- b) El agua: Se conduce hacia un depósito de acero inoxidable y luego llevada a una planta de tratamiento.
- c) El aceite: Es recibido por un tamiz vibrador que separa las partículas gruesas y luego el aceite es conducido a una centrifuga vertical.

Esta es la última fase relevante desde el punto de vista del proyecto, ya que en esta instancia el orujo sale del sistema y se almacena hasta encontrar otro uso para él.

- Centrifuga vertical:

Cumple la función de separar las partes sólidas del aceite y una pequeña cantidad de agua que contiene éste último por diferencia de densidad mediante fuerza centrífuga. En este proceso se le inyecta agua externa para favorecer la separación de los diferentes componentes y evitar pérdidas de aceite.

- Estanque de recepción y pesaje:

El aceite separado por la centrífuga es recepcionado por un depósito cerrado dispuesto sobre una romana para registrar el peso del aceite. Una vez realizado este paso, el aceite es conducido por medio de una bomba de masa a través de mangueras a las cubas pertinentes.

- Guarda:

El aceite es depositado en cubas de 7.000 lts y 10.000 lts con un fondo cónico para favorecer la decantación de las partículas sólidas y resto de agua que por diferencia de densidad decantan. En una sala que mantiene el aceite a temperaturas entre 18 °C y 22 °C, en este proceso deberá pasar una semana después de llenada la cuba para luego extraer el aceite de la parte superior del cono y transportarlo a una cuba limpia definitiva en la sala de guarda a una temperatura entre 15 °C y 20 °C. El resto de aceite que se mantiene en el cono junto con los sólidos decantados y el agua, es centrifugado para limpiar el aceite y enviarlo a la cuba definitiva. El aceite permanece en cubas de acero inoxidable con una vida útil de guarda en buenas condiciones de aproximadamente tres años en la sala de guarda, a la espera de ser filtrado, embotellado o vendido a granel.

- Filtrado:

El aceite puede ser filtrado mediante placas de celulosa que eliminan totalmente las impurezas del aceite como pequeños sólidos y agua.

- Embotellado:

El aceite filtrado es finalmente dispuesto en botellas de vidrio de 250 cc o de 500 cc, con una embotelladora semiautomática la cual consta con una línea de soplado de botellas la cual elimina polvo o elementos extraños que puedan contener las botellas cuando están vacías, una llenadora que incorpora el aceite a las botellas, una tapadora que sella las botellas en la parte superior con una tapa metálica y una etiquetadora que se encarga de pegar la etiqueta y contraetiqueta a las botellas (Gentileza Agrícola y Forestal Don Rafael, 2010).

Proceso que, evidentemente genera residuos como el agua utilizada en el proceso, y el orujo, siendo este último, el único que actualmente no tiene otro uso, ya que el agua utilizada en todo el proceso es tratada en una planta dispuesta al interior de la empresa y luego reconducida dentro del sistema, para continuar con la producción.

Análisis Técnico

La información fue recopilada de primera fuente en la empresa objeto del presente estudio, luego de una visita a terreno realizada durante el mes de Septiembre del año 2010 a la empresa, de donde fue posible levantar información relevante para el desarrollo del presente trabajo.

Situación Energética de la empresa

Respecto a la demanda actual de energía de la empresa en cuestión, durante la visita a terreno se obtuvo información general de consumo de energía eléctrica de la misma, específicamente de libros de registro de observación de medidores dispuestos en las instalaciones de la empresa, ya que no fue posible contar con las cuentas de luz, cuyo valor para el año 2008 (que se tomará como referencia, al ser el único que presentó registro completo para todo el año, especialmente para el período de mayor demanda entre Marzo y Agosto) es de 22.345 KWh/año.

Materia prima

La plantación de olivos se encuentra en un terreno de propiedad de la empresa, que consta de 160 ha totales, de las cuales, actualmente 85 ha están productivas quedando 32 ha aún por sembrar con lo que se obtendrá un total de 117 ha plantadas de olivos. De la plantación actual se obtiene un volumen de aceite por cosecha de 70.000 lt y un volumen de orujo de 700.000 kg (700 ton/año).

Para lograr la caracterización de la materia prima que se utilizará, es decir, el orujo de aceitunas, en el laboratorio de la empresa se tomaron registros de materia prima, elaborados luego de la cosecha del año 2008. Dichos análisis dan cuenta de la fecha en que fueron tomadas las medidas y el lugar de donde fueron extraídas las muestras. De la información entregada se hace énfasis en el contenido de humedad y aceite de los orujos analizados. Los resultados de estos análisis se presentan a continuación:

Cuadro 1: Caracterización de orujos post-cosecha año 2008.

Identificación	Fecha	Contenido Humedad (%)	Contenido Aceite (%) (b.m.s)	Contenido Aceite (%) (b.m.h)
Orujo X	16/05/ 2008	48.57	15.47	7.95
Orujo Arbequina Etapa 2 (40 min batido)	22/05/ 2008	51.15		
Orujo Arbequina E2 (de muestra 70)	23/05/ 2008	46.57	8.35	4.46
Orujo de N°85	03/06/ 2008	50.98	15.85	7.77
Orujo de 94	09/06/ 2008	47.29	14.02	7.39
Orujo de 99 (Pino Azul)	13/06/ 2008	53.73	10.8	5
Orujo de 104 (Stgo. Correa)	13/06/ 2008	50.17	9.54	4.75
Orujo de 108 (Stgo. Correa)	17/06/ 2008	50.95	9.56	4.69
Orujo de 112 (Stgo. Correa)	19/06/ 2008	50.71	12.69	6.26
Orujo de 117 (Stgo. Correa)	28/06/ 2008	51.23	7.25	3.54

Fuente: Gentileza Agrícola y Forestal Don Rafael, 2010.

El Cuadro 1 fue elaborado con el fin de conocer específicamente la composición del orujo con el que se va a trabajar, su porcentaje de humedad, la necesidad o no de un secado previo a la combustión y su real contenido de aceite, entre otras necesidades.

También es necesario conocer algunas cualidades de la materia prima como lo son, la composición básica del fruto, que sirve para entender porqué es tan buen combustible así como también porqué es tan complicado su manejo en la agricultura.

La aceituna se compone de:

- Pulpa o mesocarpio 65-85% del peso total
- Hueso 13-23% del peso total
- Semilla 2-3% del peso total
- Contenido en aceite de las aceitunas maduras: 15-30%.

Fuente: Universidad Autónoma de Madrid, 2012.

Se puede apreciar que, la mayor parte de la composición del fruto es pulpa y hueso o caroso, lo que le otorga un alto poder calorífico, además el contenido de aceite que posee también es elevado y en un proceso de extracción de aceite extra virgen, como el de la empresa objeto de este estudio, no se contempla una segunda fase de extracción de aceite de orujo, de manera que se explica el contenido de aceite que presenta la materia prima y que hace difícil su utilización como fertilizante de suelos.

- Disponibilidad y cantidad de materia prima (biomasa):

La disponibilidad de materia prima se encuentra ya cubierta para la presente propuesta, puesto que, el residuo se produce y almacena en la misma empresa, cuyo volumen es de 700 toneladas de orujo al año, las que se encuentran disponibles para la combustión luego del secado natural al que son expuestas.

- Porcentaje de humedad:

El orujo resultante de la producción de aceite sale húmedo al 50% aproximadamente, momento en que es depositado en explanadas al aire libre, o bajo techo, según sea necesario, donde se seca de manera natural hasta quedar con menos del 10% de humedad, para su utilización como combustible. De manera que tampoco sería necesario incurrir en gastos de algún sistema de secado.

- Composición:

El orujo resultante de la producción de aceite está compuesto por la mezcla de los carozos de la fruta junto a la pulpa de la misma, además de agua y aceite. Un análisis de sus componentes elementales, muestra los más representativos que se detallan en el siguiente Cuadro.

Cuadro 2: Análisis de los principales elementos constituyentes del orujo.

	Orujo	Orujillo
Análisis Inmediato (% peso)		
Carbono	7,31	22,13
Volátiles	30,65	72,29
Cenizas	6,75	4,58
Humedad	55,29	12,69
Análisis Elemental (% peso)		
Carbono	47,03	50,54
Hidrógeno	5,64	5,86
Nitrógeno	0,97	0,97
Azufre	0,09	0,07
Oxígeno	46,27	42,56
Poder Calorífico (Kcal./Kg. Seco)		
Superior	4,50	4,50
Inferior	4,25	4,30

Fuente: Elaboración propia, en base a SODEAN, 1999.

En el Cuadro 2 y solamente a modo de comparación se presenta un análisis estructural del orujillo, residuo que resulta de un segundo proceso de extracción de aceite; cuyas propiedades son diferentes, pero en la empresa en estudio no se realiza este proceso ya que se dedican a la elaboración de aceite extra virgen y el aceite de orujo es de menor calidad.

- **Identificación del Potencial energético:**

Con la ayuda de una profesional especialista en energía de la Universidad de Chile, se realizaron pruebas de laboratorio a una muestra de orujo recogido de la planta. De donde se obtuvo el poder calorífico, estimado en 2.880 Kcal/kg. “El contenido de Materia Seca (MS) a 105 °C fue de 93,70 %. La Energía se determinó por calorimetría, para lo cual se usó un calorímetro de bomba balístico. Y la MS en estufa a 105°C hasta peso constante” (Cerdeira, 2010). El resumen de la medición se puede apreciar en el Apéndice I adjunto a la presente entrega.

- **Distancia entre puntos de recogida, centros de acopio y centro de generación:**

Los costos en transporte y maquinaria especializada para movilizar el orujo son mínimos, puesto que se trabajará sólo con la materia prima existente en la empresa, cuya disposición será cercana a la planta de generación haciendo mínima la distancia a recorrer. Por tanto se consideran despreciables y no serán evaluados.

Estas distancias han sido determinadas en base a planos de la empresa e imágenes satelitales del terreno y las instalaciones en su totalidad para dimensionar los espacios y evaluar el lugar más propicio, estas imágenes se aprecian en detalle en el Apéndice II.

Aprovechando además, la existencia de un galpón para la instalación del sistema de generación eléctrica que posee proporciones similares a las de la actual sala de recepción y proceso del aceite.

- Posibilidad de consumo térmico y eléctrico:

En cuanto al consumo térmico, éste no ha sido evaluado por cuanto el presente proyecto contempla sólo la generación eléctrica, para autoabastecimiento de la empresa, no para calefacción.

Sistema de generación eléctrica

Por otra parte, para asimilar el proceso de generación de energía propiamente tal, se presenta el siguiente extracto que detalla sus principales etapas:

“La biomasa es almacenada en un depósito de alimentación, este es un lugar cerrado habilitado específicamente para esos fines, a continuación se prepara el combustible, lo que correspondería a trozar/picar/astillar la biomasa sólida (que en este caso particular no sería necesario puesto que el orujo de aceitunas es una pasta) y posteriormente un proceso de secado. El equipo que se utiliza principalmente en este proceso es un secador rotatorio, que utiliza aire caliente o vapor seco. Para biomasa de pequeño tamaño se suelen utilizar secadores de transporte neumático”. (CNE, 2007).

El proceso de secado, para el caso de estudio será realizado en forma natural, opción escogida por la alta efectividad del proceso que no requiere de estructuras anexas, sólo de un espacio al aire libre o bajo techo, según sea necesario y que ya existe en la empresa.

“Luego este combustible se transporta en camiones tolva y/o a través de un sistema neumático al silo de la caldera donde se mezcla previo a su combustión. Para un mejor aprovechamiento del combustible, es recomendable que en su trayecto al silo de la caldera, la biomasa sea liberada de todo el material ferroso que contenga mediante un separador magnético suspendido en la correa transportadora. El tamaño de la biomasa puede ser clasificada mediante unos discos de clasificación de material, los cuales podrán ajustarse de acuerdo al requerimiento de la caldera. Posteriormente, la biomasa se mezcla y homogeniza en el interior del silo de almacenamiento, desde el cual se lleva mediante una cinta transportadora al horno donde se producirá la combustión”. (CNE, 2007).

Este punto ya se encuentra cubierto por la presente propuesta, puesto que se dispone de un lugar lo suficientemente amplio para la implementación del proyecto que se encuentra ubicado muy cerca del lugar donde se genera el orujo, por tanto los costos de transporte son mínimos, tendientes a cero, además las aceitunas son despojadas de todo material extraño al momento de ingresar al proceso de elaboración de aceite, por lo cual el orujo resultante está libre de todo material extraño.

“La energía proveniente de la combustión de biomasa es transferida al agua para producir vapor, esta transferencia se realiza en la caldera. Es necesario contar con un sistema de ignición, que normalmente funciona con petróleo, para la partida de la caldera, una vez que se alcanza una temperatura adecuada, el sistema es capaz de sustentarse por sí solo y no necesita de fuentes externas de calor para mantener la combustión”. (CNE, 2007).

“El vapor mueve una turbina que, conectada a un generador, propicia la producción de energía eléctrica. El vapor de agua que ha pasado por la turbina, ya a menor presión y temperatura, se lleva hasta un condensador, refrigerado por agua. Debido a ese descenso térmico, el vapor se convierte nuevamente en agua y se traslada en circuito cerrado hasta las paredes de la caldera iniciándose nuevamente el proceso”. (CNE, 2007)

A este respecto, es posible ahondar en las diversas tecnologías existentes para combustión de biomasa, donde, la más difundida a escala comercial para llevar a cabo dicho proceso, es la tradicional de parrilla, utilizándose tanto parrillas fijas, horizontales e inclinadas, como móviles y vibratorias, esto, dependiendo del tamaño de la empresa, el volumen de biomasa disponible para operar, la capacidad de la caldera y la potencia energética a satisfacer.

Pero, es relevante mencionar, que además de la tecnología de parrilla, en los últimos veinte años está tomando auge en el mercado la tecnología de lecho fluidizado para grandes equipos que se está utilizando tanto en grandes plantas térmicas, como termoeléctricas alimentadas con biomasa. “La tecnología de lecho fluidizado presenta la ventaja de trabajar a temperaturas inferiores, unos 800°C frente a los alrededor de 1000°C que trabajan los equipos de parrilla, lo que disminuye las emisiones de óxidos de nitrógeno y la formación de aglomerados y escorias producidos en la combustión de la biomasa”. (CNE, 2007)

Asimismo es una tecnología más eficiente en general que la de parrilla frente a los variables contenidos de humedad y la gran heterogeneidad que suele presentar la biomasa en sus características físicas. Esta tecnología utiliza combustibles de pequeña granulometría (partículas de 3 - 4 cm de dimensión máxima) que, en general, no son muy aptos para los equipos de parrilla.

Existe una diversidad de tipos de hornos que se utilizan para quemar biomasa. A modo de ejemplo, se adjunta la siguiente tabla, que resume los más característicos y algunas de sus principales cualidades.

Cuadro 3: Tipos de Hornos existentes en la actualidad en base a biomasa.

Operación	Tipo	Rango de Potencia	Combustible	% Ceniza	% Contenido de Agua
Automática	Hornos con el fogón abajo	20 kW – 2.5 MW	Astillas de madera, residuos de leña	< 2	5 – 50
	Hornos con parrilla móvil	150 kW – 15 MW	Todos combustibles de madera y la mayoría de biomasa	< 50	5 – 60
	Horno con parrilla	20 kW – 1.5 MW	Residuos de madera seca	< 5	5 – 35
	Hornos con el fogón abajo y parrilla rotatoria	2 – 5 MW	Astillas de madera, alto contenido de agua	< 50	40 – 65
	Quemador simple	3 – 5 MW	Fardos	< 5	20
	Lecho fluidizado estacionario	5 – 15 MW	Biomasa con diámetro < 10 mm	< 50	5 – 60
	Lecho fluidizado circulante	15 – 100 MW	Biomasa con diámetro < 10 mm	< 50	5 – 60
	Combustor de polvo con flujo entrante	5 – 10 MW	Biomasa con diámetro < 5 mm	< 5	20
Encendido con otros combustibles	Lecho fluidizado estacionario	50 – 150 MW	Biomasa con diámetro < 10 mm	< 50	5 – 60
	Lecho fluidizado circulante	100 – 300 MW	Biomasa con diámetro < 10 mm	< 50	5 – 60
	Quemador simple	5 – 20 MW	Fardos	< 5	20

Fuente: Tabla modificada de "Combustion and Co-Combustion of biomass", Tomás Nussbaumer, 12th European Conference and Technology Exhibition on Biomass for Energy, Industry and Climate Protection. 17-21 June 2002, Amsterdam.

CA

Fuente: CNE, 2007. Guía de usos de Biomasa.

Del Cuadro 3 se puede inferir que, dependiendo de las necesidades y requerimientos específicos existe una gran gama de calderas y hornos para diversos usos. También se desprende que, de acuerdo a los requerimientos específicos para el caso de estudio, la caldera más adecuada es la de parrilla móvil, por las condiciones de volumen de materia prima y su porcentaje de humedad, sin dejar de lado la caldera de lecho fluidizado, como alternativa si el orujo no se encuentra en las condiciones óptimas de humedad o se aumentara el volumen de materia prima a utilizar. Agregando que, para el presente estudio, la elección de un modelo en específico no es de vital importancia, pues se trata de un ejercicio solamente.

De manera que el valor final utilizado, será una aproximación general del sistema completo, lograda en base a bibliografía, comparación con otros estudios, nacionales e internacionales y evaluación de equipos existentes en el mercado, todo ello, llevado a la realidad del estudio de caso, que plantea el presente trabajo, considerando elementos básicos como los presentados en la Figura 2.

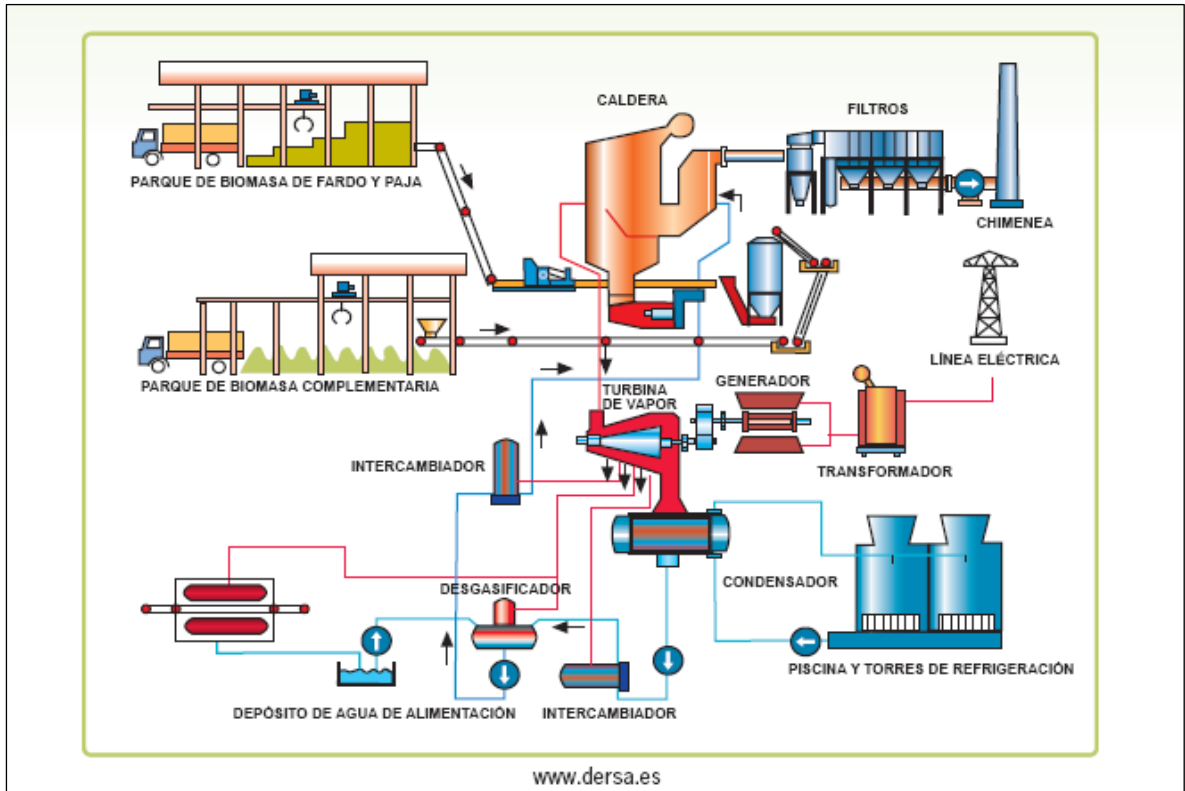


Figura 2: Esquema general de generación eléctrica en base a biomasa (Fuente: Guía Biomasa EIA, 2007).

Equipos y Maquinaria de Proceso

En general, una planta de combustión de biomasa consta de los siguientes sistemas:

1. Almacenamiento de combustible
2. Transporte y dosificación del combustible al equipo de combustión
3. Equipos y cámara de combustión
4. Caldera (vapor, agua caliente, aceite térmico)
5. Recuperadores auxiliares de calor
6. Depuración de gases
7. Extracción de cenizas. Fuente: CNE, 2007

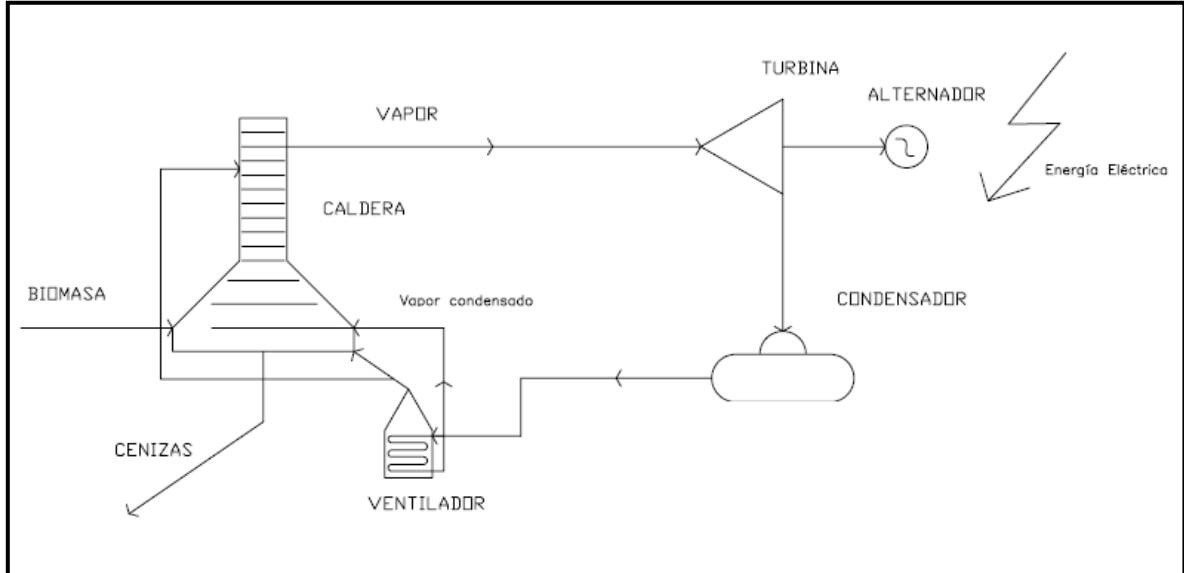


Figura 3: Diagrama del Sistema de Caldera y Generador (Fuente: Romero, 2005).

El diagrama presentado en la Figura 3, sirve para visualizar la dimensión que tendrá el sistema en cuestión, además de un mayor detalle de sus componentes y partes básicas. Las que han sido consideradas en conjunto para obtener un valor final del sistema que será utilizado más adelante para el análisis y la modelación financiera.

Control de emisiones

En cualquier proyecto que implique la combustión de algún elemento se producen emisiones a la atmósfera de diversos gases, los más importantes y la forma de controlarlos se detallan a continuación:

- Material particulado

Para controlar el material particulado se pueden utilizar distintos tipos de equipos. En el Cuadro 4 se presentan las diferentes tecnologías y la eficiencia de reducción estimada de cada una de ellas. Como toda combustión directa de biomasa, producirá residuos sólidos, los que siempre serán inertes si la biomasa no ha sido previamente sometida a tratamiento con productos químicos.

Por otro lado, los gases de combustión pasan por los sistemas de control de emisiones antes de ser descargados a la atmósfera. “En los proyectos de biomasa, se pueden citar algunas técnicas que son más usadas que otras, ya que las características comunes de los combustibles utilizados, determinan la pertinencia y eficacia de estos sistemas”. (Guía biomasa EIA, 2007).

Cuadro 4: Clasificación de métodos para el control de material particulado.

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

Fuente: Tabla modificada de Hanly, J. Y Petchonka, J J (1993) Equipment Selection for Solid Gas Separation, Chemical Engineering, Vol 100 N° 7, Julio, 83-85.

Fuente: Guía biomasa EIA, 2007.

Ahora bien, para el caso particular de este estudio se han escogido los filtros de manga como los más adecuados para el desarrollo del proyecto, puesto que, si bien son de elevado costo, existen en el mercado equipos de diversos tamaños, para lograr el más adecuado a las dimensiones del presente proyecto, y son a la vez los más conocidos y cuyo funcionamiento está ampliamente probado, presentando las mejores características para la función que se requieren en el proyecto, por su parte, los filtros de papel se consideran para proyectos de gran envergadura, mientras que los precipitadores electrostáticos no son adecuados puesto que están diseñados para su uso con combustibles fósiles y no es el caso del presente proyecto, además de presentar una gran sensibilidad a variables eléctricas como son el voltaje y la frecuencia de suministro de electricidad, por otra parte, las torres de aspersion se descartan por el gran tamaño que poseen y el consecuente costo que conlleva.

El funcionamiento de un sistema de filtro de mangas es, a grandes rasgos, como se describe a continuación: “Una corriente de gas cargado de polvo entra al equipo, choca contra una serie de paneles y se divide en varias corrientes. Las partículas más gruesas se depositan directamente en el fondo de la tolva cuando chocan contra dichos paneles. Las partículas finas se depositan en la superficie del tejido cuando el gas pasa a través de la bolsa. Una vez que el gas ha sido filtrado, éste fluye (ya limpio) a través de la salida y se descarga a la atmósfera por medio de un ventilador” (Emison, 2009).

Luego se debe proceder a la limpieza de las mangas, operación que básicamente consiste en: “Las partículas depositadas en la superficie de la bolsa se sacuden durante un breve período de tiempo por medio de aire comprimido inyectado desde una tobera hacia la bolsa, o bien de manera mecánica” (Emison, 2009).

“El chorro de propulsión actúa periódicamente mediante un controlador automático de secuencia. El polvo recogido en el fondo de la tolva se descarga mediante un transportador de tornillo helicoidal y una válvula rotativa” (Emison, 2009).

Además cabe la consideración de que los filtros de mangas son equipos muy eficientes, ya que sus eficacias sobrepasan con frecuencia el 99,9% (Emison, 2009), con lo que su aplicación en la industria es cada vez mayor.

- Control de emisiones de gases

Los gases producidos por la quema de biomasa son CO, NO_x, HCL, SO₂, COV y HAP.

El CO y los hidrocarburos, incluyendo los COVs y HAPs, se producen por la combustión incompleta de la biomasa, por lo que su nivel de emisión depende en gran medida del control de la estequiometría y humedad del combustible (Guía Biomasa EIA, 2007).

Las emisiones de NO_x se originan principalmente por el nitrógeno contenido en el combustible. En general, la combustión de biomasa se realiza a bajas temperaturas, por lo que los NO_x generados térmicamente representan una pequeña fracción del total producido (Guía Biomasa EIA, 2007).

A este respecto, las tecnologías para evitar o abatir los NO_x son:

a) Reducción catalítica y no catalítica selectiva. Los dos sistemas usan técnicas de reducción de NO_x en los que NH₃ (o urea) es inyectado para reducir selectivamente los NO_x presentes en los gases de combustión a N₂ y agua.

b) Inyección de agua o vapor. El objetivo de esto es reducir la temperatura de la llama. Dependiendo de los niveles iniciales de NO_x, este método puede reducirlo más de un 60%. La inyección de agua tiende a reducir la eficiencia del proceso (de un 2 a 3%).

c) Premezcla pobre. Esta tecnología consiste en mezclar el combustible con un exceso de aire (2 a 2,4 veces el aire estequiométrico, aquél que se debe suministrar cuando un combustible se quema con aire para garantizar una combustión completa). Con esto se rebaja la temperatura de la llama disminuyendo de esa manera la formación de NO_x.

d) Quemadores de bajo NO_x. Estos quemadores permiten que el combustible y el aire se mezclen y quemen en forma controlada, en etapas. Estos quemadores no pueden ser usados en calderas de parrillas, por lo que estarían a priori descartados de este estudio, puesto que como se verá más adelante, la caldera seleccionada para el proyecto es una de parrilla móvil.

e) Recirculación de humos. Este proceso incluye a todos los tipos de quemadores que hacen recircular una fracción de los productos de combustión hacia el aire primario, lo que produce una disminución de la concentración de oxígeno en la zona de combustión y asimismo una caída de la temperatura de combustión. Por este método se consigue una reducción de 15 a 30% de NO_x respecto de los quemadores sin recirculación.

f) Tecnología de lecho fluidizado. En comparación con la tecnología de quema en parrilla, la tecnología de lecho fluidizado presenta la ventaja de trabajar a temperaturas inferiores, unos 800°C frente a los alrededor de 1000°C que trabajan los equipos de parrilla, lo que disminuye las emisiones de óxidos de nitrógeno y la formación de aglomerados y escorias

producidos en la combustión de la biomasa (Guía Biomasa EIA, 2007). Pero no es considerada para este estudio, puesto que su utilización es más difundida para proyectos de gran envergadura y elevados volúmenes de biomasa. Aunque es una tecnología más eficiente en general que la de parrilla frente a los variables contenidos de humedad y la gran heterogeneidad que suele presentar la biomasa en sus características físicas.

Las emisiones de HCL pueden eliminarse a través de los siguientes métodos:

a) Lavador de gases: los gases de combustión se traspasan a contracorriente por agua atomizada.

b) Porción seca, se añade hidrato de calcio a los gases de combustión, el ácido clorhídrico reacciona con el hidróxido de calcio ($\text{Ca}(\text{OH})_2$) y se transforma en cloruro de calcio que se puede eliminar a través del equipo de control de polvos.

Este es un sistema simple comparado con un lavador de gases (Guía Biomasa EIA, 2007).

Aunque las emisiones de SO_2 son reducidas, a continuación se indican los métodos de control más comunes:

a) Utilizar un combustible con bajo contenido de azufre.

b) Tecnología de lechos fluidizados: se le inyecta una sustancia, la mayoría de las veces caliza molida, al combustible, lo que produce la remoción del azufre que reacciona formando compuestos sólidos, que luego son retirados con las cenizas. Pueden remover sobre un 90% del SO_2 generado al interior del lecho. Que ha demostrado ser una tecnología muy eficiente, pero por su alto costo, sólo se justifica en proyectos de mayor envergadura y en este caso, se utilizará la caldera de parrilla.

c) Desulfurización de gases de combustión (FGD) seca o húmeda con cal o caliza: debido a que la cal reacciona con otros gases ácidos, este sistema de control también sirve para remover HCL del flujo de gases (Guía Biomasa EIA, 2007).

- Control del ácido sulfhídrico

Es necesario mencionarlo ya que es un gas propio de la biomasa, pero presente en mayor cantidad cuando se está trabajando con biogás, que no es el caso del presente estudio, por lo que las emisiones de este gas se consideran mínimas.

- Control de olores

Las principales emisiones de olores provienen de la biomasa en descomposición. Para evitar y controlar estas emanaciones se recomienda mantener el lugar de almacenamiento seco, cubierto y tapado. Otra medida de control existente es el almacenamiento en bodegas con biofiltros. Si es necesario trasladar algún tipo de biomasa que genera olores molestos, se debe realizar en contenedores cerrados para minimizar estas emanaciones (Guía Biomasa EIA, 2007).

Si las emanaciones de olores son demasiado intensas existen alternativas de control como inyectar ozono en el ducto de ventilación de la sala de caldera (Guía Biomasa EIA, 2007). Cabe indicar que la mejor medida de control de olores es respetar una distancia adecuada a los centros poblados, con el fin de evitar efectos sobre los vecinos.

Tamaño y localización del proyecto

Para hacer referencia a lo que se entiende por tamaño de la instalación, se puede decir, que cuantifica la producción y los requerimientos que tenga el proyecto. Por lo que, centrando el análisis en el caso de estudio, se estima que el tamaño apropiado para la instalación del sistema de generación de electricidad dentro de la empresa en cuestión, la constituye principalmente un galpón preexistente, lugar en que deberán disponerse todas las maquinarias constituyentes del sistema generador de electricidad, además de contar con un espacio destinado al acopio de la materia prima para su incorporación al proceso, también es necesaria una explanada fuera de dicho galpón debidamente impermeabilizada para evitar que los residuos aceitosos del orujo percolen y puedan llegar a napas subterráneas o alterar la composición del suelo adyacente, para disponer y almacenar el orujo que acaba de salir del proceso de producción de aceite para su secado previo (de manera natural, al aire libre) antes de ingresar al sistema.

Las dimensiones de todas estas proyecciones son estimadas a partir de una macrozona que está determinada de antemano para la implementación del proyecto y corresponde a las 160 hectáreas totales de la empresa, de donde fue posteriormente seleccionada, la microzona correspondiente a un parche de aproximadamente 140 m² ubicada inmediatamente a un costado de la fábrica, sitio donde se emplaza el galpón a utilizar y en el que actualmente no se desarrolla actividad alguna y además cuenta con una cercanía privilegiada al sector donde se produce el orujo, cuya distancia máxima en línea recta es de 50 m, por lo cual los costos de transporte se omiten del análisis. Dentro de dicho espacio se ha determinado implementar el sistema de generación y adecuar las explanadas de almacenamiento del orujo.

Por su parte, el galpón propiamente tal, tiene dimensiones de 576.94 m² (31.7 x 18.2 x 7 m) determinados en base a las dimensiones de la actual sala de proceso y recepción de aceite de la planta, que alberga maquinaria y equipos de tamaño similar al que requiere un sistema de generación de electricidad como el propuesto por el presente trabajo.

La ubicación de esta instalación se aprecia con mayor claridad en el Apéndice II, donde se observa la empresa en toda su extensión y sus distintas instalaciones. Este lugar corresponde específicamente a un parche de aproximadamente 19.881m² (1,99 ha), donde no se aprecia el galpón objeto de esta propuesta, dado que las fotos satelitales no se encuentran actualizadas, pero su ubicación actual se encuentra demarcada. A su vez, la zona de disposición y acumulación del orujo previo a su utilización se ubica a 50 m de las instalaciones de la fábrica.

Obras físicas y Materiales

Con respecto a las obras físicas, la principal inversión la constituye la implementación de los equipos y maquinarias necesarias para tal efecto. Por tanto la adquisición de maquinarias necesarias para la implementación del sistema de generación eléctrico, considerado para los cálculos, corresponde principalmente a una caldera de combustión de

biomasa, una turbina de vapor, un transformador-generador y finalmente un sistema de filtro de mangas para depuración de gases. No se considera la compra de materia prima extra, puesto que en principio, el fin del presente proyecto es el autoabastecimiento de la planta en base a su propia producción de orujo.

Mano de Obra

Para la implementación del sistema completo, no se requerirá personal adicional al que actualmente trabaja en la empresa, por lo cual sólo será necesario para el continuo funcionamiento del mismo, la presencia constante de un trabajador que esté a cargo, tanto del funcionamiento del sistema, como de la carga/descarga de materia prima, su almacenamiento e incorporación al sistema, durante los 6 meses al año que la planta funciona a toda su capacidad.

Marco legal y ambiental del proyecto

El marco legal que regula el presente proyecto está determinado por la actual legislación ambiental vigente en el país, la cual aborda, tanto el tema energético, punto en el que aplican las leyes relacionadas a la generación de electricidad, como también las normas y leyes referentes a las energías renovables propiamente tales. Ambos puntos serán analizados en detalle a continuación:

Para empezar es necesario mencionar que la política energética nacional pretende conciliar tres objetivos:

- Seguridad de suministro
- Eficiencia económica de dicho suministro y
- Sustentabilidad ambiental en el desarrollo del sector. (CNE, 2009)

El estímulo al desarrollo de las ERNC (Energías Renovables No Convencionales) es una estrategia tanto para aumentar la seguridad de suministro (diversifica las fuentes de generación y reduce la dependencia externa) como para el desarrollo sustentable del sector energía, que tiene menores impactos ambientales que las formas tradicionales de generación eléctrica. (CNE, 2009)

El Gobierno de Chile tiene el compromiso de impulsar el desarrollo de estas alternativas de suministro en el país, por medio de dos grandes líneas de acción complementarias:

- El perfeccionamiento de la Ley General de Servicios Eléctricos: mediante la inclusión de disposiciones que permitan eliminar barreras comunes que pudiesen afectar la inserción de las ERNC en el mercado eléctrico y acelerar su desarrollo en el país.

- La implementación de instrumentos de apoyo directo a iniciativas de inversión en ERNC: focalizados en la mitigación de las barreras específicas que limitan el desarrollo de cada tipo de ERNC. (CNE, 2009)

De acuerdo a lo expuesto en el apartado anterior, todas las iniciativas que involucren ERNC, y las herramientas de fomento existentes para ello, se enmarcan dentro de la siguiente normativa vigente en el país. Para comenzar, se presenta un análisis de la normativa ambiental aplicable al proyecto:

Normativa Ambiental

a) Ley N° 19.940 de Marzo de 2004 (Ley Corta I)

Establece lo siguiente:

- Se asegura el derecho a la venta de energía y potencia en el mercado mayorista (spot) a cualquier generador independiente de su tamaño.
- Se establecen condiciones no discriminatorias para los pequeños generadores (menores a 9 MW) que participen en ese mercado, permitiéndoles un tratamiento comercial simplificado (estabilización de precios).
- Se da certeza jurídica de acceso a las redes de distribución para evacuar la energía generada para generadores menores a 9MW.
- Se libera total o parcialmente del pago de peajes de transmisión troncal para las fuentes no convencionales menores a 20MW.
- Introduce elementos aplicables a las ERNC como la exención total o parcial de peajes en sistemas de transmisión para ERNC de pequeña escala (EE-RR Chile, 2010).

Esta ley aplica al proyecto, por tratarse de un pequeño sistema de generación con fines de autoabastecimiento, sin descartar la posterior venta de electricidad.

b) Ley N° 20.257 de Abril de 2008 (Ley de Energías Renovables)

Introduce modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes de energía renovables no convencionales (DFL N°4), del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. Establece lo siguiente:

- Se obliga a que el 10% de la energía comercializada por las empresas del sistema eléctrico con capacidad instalada, provengan de fuentes renovables (ERNC), a partir del año 2010.
- Se establece un mecanismo gradual para dicha cuota entre el 2010 y el 2024 partiendo en 5%, con un crecimiento porcentual anual hasta llegar al 10%.
- Quien no cumpla con dicha meta, se verá obligado a pagar un sobrecargo por cada MW/h no cumplido.
- Se establece el concepto de reincidencia en falta dentro de un período de tres años.
- La recaudación por dicho cargo va en beneficio de aquellos consumidores cuyo suministro de energía provenga de aquellas empresas que no estén en falta.

Como es posible observar, esta ley inicialmente no aplica al proyecto propuesto, dado que hace alusión a la comercialización de la energía producida y el presente proyecto corresponde a una iniciativa de autoabastecimiento, pero que no descarta en el futuro, la venta de su energía de resultar viable el proyecto. Por tanto la presente ley es relevante dentro del contexto del mercado energético.

Ya que, si bien es cierto, en el presente proyecto se considera un escenario de devolución de energía autogenerada al SIC, no cabe dentro de la descripción de empresa comercializadora de energía, puesto que su producción en origen, no está pensada para la venta, sino como un “plus” a favor de la empresa al lograr su autoabastecimiento.

Según esta ley son proyectos catalogados como ERNC las siguientes tecnologías:

- Aquellos en que la biomasa es fuente primaria de Energía
- Energía hidráulica, bajo 20 MW
- Energía Geotérmica
- Energía Solar
- Energía Eólica
- Energía de los Mares (mareomotriz, mareas, corrientes y olas)
- Clasificación de Generadoras ERNC
- Distribuidoras:
 - PMG: pequeños medios de generación < 9 MW conectados a sistema troncal / subtransmisión.
 - MGNC: medios de generación no convencionales, < 20 MW

(EE-RR Chile, 2010).

Sin dejar de mencionar que al entrar en vigencia la Ley que incentiva el Net metering, este escenario puede cambiar para la presente propuesta, puesto que aún no se ha determinado, si la inyección de excedentes eléctricos al Sistema Interconectado Central contará con el pago de algún impuesto.

En el presente proyecto se ha considerado la iniciativa de Net Metering, sólo de acuerdo a lo establecido en el Boletín N° 6041/2008, actualmente en la Cámara de Diputados.

c) Ley N° 19.300 (Bases Generales del Medio Ambiente)

Respecto al tema, expresa:

Artículo 10.- Los proyectos o actividades susceptibles de causar impacto ambiental, en cualquiera de sus fases, que deberán someterse al sistema de evaluación de impacto ambiental, son los siguientes:

- c) Centrales generadoras de energía mayores a 3 MW;

Dado que el principio fundamental de este caso de estudio es lograr el autoabastecimiento de una empresa, es que la pertinencia de ingreso al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) no aplica al presente proyecto. Esto sumado a la naturaleza orgánica del

desecho a utilizar y dados los gases inocuos producto de la combustión de éste, de acuerdo a la legislación aplicable en el país, no existirían trabas que impidan algún aspecto de su desarrollo.

Con respecto a las emisiones de gases y material contaminante, éstas son mínimas e inofensivas, pero como corresponde analizar la normativa aplicable en este aspecto, es posible afirmar que las leyes que se deben cumplir son las de emisiones de gases y material particulado (del Ministerio de Secretaría General de la República), que son las siguientes:

- Decreto Supremo 112/01: Ozono (O₃).
- Decreto Supremo 113/01: Anhídrido sulfuroso (SO₂).
- Decreto Supremo 114/01: Dióxido de nitrógeno (NOX).
- Decreto Supremo 115/01 de Secretaría General de la República: Monóxido de carbono (CO).
- Decreto Supremo 59/98, modificado por el D.S.45/01: Material particulado (MP10).
- Decreto Supremo 185/92 del Ministerio de Minería: funcionamiento de emisores de anhídrido sulfuroso, material particulado, y arsénico.
- Decreto Supremo 136/00. Norma de calidad primaria para plomo en el aire.

De las cuales, las que aplican al proyecto en estudio son sólo aquellas que se refieren al dióxido de nitrógeno, monóxido de carbono y material particulado, puesto que la composición de la materia prima no emite otro tipo de volátiles contaminantes.

Es necesario realizar una estimación de las emisiones de las distintas fuentes involucradas en el proyecto, tanto para una declaración de impacto ambiental (DIA) como para una evaluación de impacto ambiental (EIA).

Externalidades Ambientales

En cuanto a las externalidades ambientales que producirá este proyecto, aunque éstas sean pequeñas, es necesario acotar que el método más efectivo para minimizarlas es la prevención.

Por lo cual, luego de analizar los aspectos relacionados con las cualidades del emplazamiento, antes de comenzar a desarrollar el proyecto es posible describir algunas de las técnicas recomendadas para control de emisión de contaminantes al aire, con el objeto de servir de referencia para definir los sistemas aplicables al proyecto en forma particular. Las cuales deben ser analizadas individualmente junto a la aplicabilidad de las medidas de control propuestas en la etapa de factibilidad del proyecto.

Dichos contaminantes corresponden a emisiones propias del proceso de combustión de biomasa como lo son las de material particulado, gases y posibles malos olores, por lo cual para abordar cada una de estas emisiones existen diversas opciones, las que se presentan en una síntesis a continuación, para su consideración a modo de ejemplo :

Cuadro 5: Métodos de reducción de emisión de contaminantes a la atmósfera.

Contaminante	Descripción	Tecnología
Material Particulado	Principalmente polvo y hollín	Existen diversas opciones pero se ha seleccionado la de Filtros de mangas
Gases	Los principales gases que se desprenden de la biomasa en descomposición son NO _x , HCL, SO ₂ , COV y HAP, CO y los hidrocarburos propios de la biomasa	Para cada uno de ellos se deben realizar las acciones que sean necesarias como: Aplicación de cal para contrarrestar los gases ácidos, inyección de oxígeno o aire al sistema, etc.
Olores	Básicamente el mayor olor proviene de la biomasa en descomposición	Mantener el lugar de almacenamiento seco, cubierto y tapado. Almacenamiento en bodegas con biofiltros (no considerados en el proyecto) Traslado de biomasa, en contenedores cerrados para minimizar emanaciones (no considerado en el proyecto). Si las emanaciones de olores son demasiado intensas existen alternativas de control como inyectar ozono en el ducto de ventilación de la sala de caldera.

Fuente: Elaboración propia en base a Guía biomasa EIA, 2007.

El listado anterior corresponde a la legislación aplicable por cuanto se refiere a un tema de energías renovables y de importancia medio ambiental, por su parte, en lo que concierne específicamente al tema de electricidad, la normativa vigente aplicable es la siguiente:

Normativa Energética sector Electricidad

Considerando, en primer lugar que el proyecto debe atenerse a las especificaciones dispuestas en la Ley General de Servicios eléctricos.

a) Modificaciones al DFL N° 4 de 1959, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de Energía Eléctrica. DFL N° 1 del Ministerio de Minería.

El cual sienta las bases para todos los proyectos relacionados a energía que se pretendan realizar y determina las características que cada uno debe cumplir.

b) Decreto Ley N° 2.224.

Del 25 de Mayo de 1978, Ministerio de Energía. Decreto que crea la Comisión Nacional de Energía. Determina que es el Ministerio de Energía el encargado de establecer, supervisar y hacer cumplir las normativas existentes para todos los proyectos que involucren algún tipo de energía (utilización, generación, comercialización, etc).

Además indica las atribuciones con que contará esta entidad; que es responsable de elaborar y coordinar los planes, políticas y normas para el buen funcionamiento y desarrollo del sector, velar por su cumplimiento y asesorar al Gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía. Se relacionarán con el Presidente de la República por intermedio del Ministerio de Energía, la Comisión Nacional de Energía, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles y la Comisión Chilena de Energía Nuclear.

Se agregan también, las responsabilidades que se le asocian. El sector de energía comprende a todas las actividades de estudio, exploración, explotación, generación, transmisión, transporte, almacenamiento, distribución, consumo, uso eficiente, importación y exportación, y cualquiera otra que concierna a la electricidad, carbón, gas, petróleo y derivados, energía nuclear, geotérmica y solar, y demás fuentes energéticas y sus respectivas funciones principales (BCN, 2010).

c) Boletín N° 6041/2008

Modifica la Ley General de Servicios Eléctricos.

Artículo 154 A.-

Los medidores de baja tensión y/o media tensión deberán operar para registrar consumo o generación residencial, debiendo la Empresa cobrar sólo la diferencia si le resultare, que entrega suministro o cancelar si recibe energía. El valor de cancelación que pague por recibir será el mismo que cobra por entregar, menos el 10% que corresponde a gastos de administración, facturación y mantención de líneas de distribución.

Establece las bases y directrices para la iniciativa de Net metering o medición Neta en el país. Fijando el precio al cual los pequeños productores de electricidad podrán inyectar o devolver sus excedentes de electricidad al Sistema Interconectado Central, siempre que éstos provengan de fuentes de generación en base a energías renovables.

Considerando por el momento, su implementación a nivel doméstico y de pequeñas empresas, dado el límite de kilowatts permitido para inyección al SIC. Ya que, si bien es cierto, es una iniciativa que aún debe pasar por trámites para su promulgación, se encuentra aprobada y está siendo estudiada por sus ventajas para los pequeños empresarios y hogares del país que desean independizarse y generar su propia energía.

d) Ley N° 18.410

Crea la Superintendencia de Electricidad y Combustibles. La que por medio del Ministerio de Energía, se relacionará con el Gobierno en temas de energía. Su principal objetivo es fiscalizar y supervigilar el cumplimiento de las disposiciones legales y reglamentarias, y

normas técnicas sobre generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas y electricidad, para verificar que la calidad de los servicios que se presten a los usuarios sea la señalada en dichas disposiciones y normas técnicas, y que las antes citadas operaciones y el uso de los recursos energéticos no constituyan peligro para las personas o cosas (BCN, 2010).

e) Ley N° 19.674

Establece modificaciones al decreto con fuerza de ley N° 1, de 1982, de Minería, Ley General de Servicios Eléctricos, con el objeto de regular los cobros por servicios asociados al suministro eléctrico que no se encuentran sujetos a fijación de precios.

No aplica al proyecto pero es relevante dentro del contexto general de generación eléctrica.

f) Ley N°19.940

Determina la regulación de sistemas de transporte de energía eléctrica, establece un nuevo régimen de tarifas para sistemas eléctricos medianos e introduce las adecuaciones que indica a la ley general de servicios eléctricos. Dentro del cual se han de considerar los artículos que conciernen al presente proyecto por cuanto se trata de una experiencia particular de la cual eventualmente se podrá inyectar un porcentaje de energía al sistema interconectado central, pero en origen, está pensado para abastecer a una empresa en específica.

g) Ley N°20.018

Modifica el marco normativo del sector eléctrico. Específicamente en el DFL N° 1 de 21982 del Ministerio de Minería, Ley General de Servicios Eléctricos.

Una vez más, aunque esta ley se centra en los precios de venta de la energía, no aplica directamente al proyecto en cuestión, pero es relevante dentro del contexto general de aprovechamiento energético.

h) Ley N° 20.257

Introduce modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes de energías renovables no convencionales. Mediante la cual se pretende crear condiciones que permitan atraer inversiones en proyectos de energías renovables no convencionales, acelerando el desarrollo del mercado; eliminar las barreras asociadas a la innovación que enfrentan, y generar confianza en el mercado eléctrico respecto de este tipo de tecnología.

Esta iniciativa se enmarca en la normativa que regula el sector de generación eléctrica en Chile, mediante una modificación a la Ley General de Servicios Eléctricos.

Consecuentemente, respeta los principios fundamentales contenidos en dicha ley, ya que cautela la eficiencia, competencia y libertad de emprendimiento, e impulsa la concreción de

aquellos proyectos de energías renovables no convencionales más convenientes para el desarrollo del mercado de generación eléctrica.

De igual forma, estas innovaciones no alteran la competencia en el mercado final de suministro de energía y mantienen un trato equitativo entre clientes finales.

A continuación un pequeño esquema de las instituciones del sector eléctrico chileno y sus principales funciones:

Cuadro 6: Institucionalidad chilena con competencias en el proyecto.

Institución	Funciones
Comisión Nacional de Energía (CNE)	Coordina planes y políticas sectoriales
Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC)	Fiscaliza la adecuada operación de sistemas e instalaciones
Comisión Nacional del Medio Ambiente (CONAMA)	Vela por el cuidado del medio ambiente y el cumplimiento de la legislación
Panel de Expertos de la Ley General de Servicios Eléctricos	Dirime diferencias entre actores del sector
Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC)	Son órganos privados a cargo de coordinar la operación del sector eléctrico

Fuente: Elaboración propia en base a EE-RR Chile, 2010.

Análisis Económico

El análisis económico del proyecto comprende básicamente la inclusión de todos los costos asociados a la ejecución del proyecto, por lo que es necesario conocer y analizar los siguientes apartados:

Inversión total de capital

El nivel de producción queda determinado por el período total en que la biomasa producida sea utilizada. Para lo cual se asume un año estándar de 12 meses cada uno de ellos de 30 días, y corresponde a los registros obtenidos de la demanda energética de la empresa, considerando, para el proyecto el funcionamiento de la fábrica durante 6 meses (período de cosecha y elaboración del aceite), en que se trabaja de manera continua las 24 horas.

Por tanto, es necesario agregar que luego de un estudio y recogida de datos en terreno se han obtenido los datos particulares de la empresa, estableciéndose lo siguiente:

Actualmente en la empresa se cuenta con un total de 700.000 kg (700 toneladas) de orujo al año, cantidad que es obtenida luego de la cosecha, esperando en el futuro próximo llegar a 1.000.000 kg/año (100 toneladas).

Además, a la fecha se consumen 22.345 Kwh/año (22,345 Mwh/año) de electricidad en la empresa, proveniente del Sistema Interconectado Central (SIC). Total anual considerando los meses de máxima demanda.

En cuanto a la construcción propiamente tal, es un ítem que no se ha considerado dentro de las inversiones, puesto que el lugar de emplazamiento del proyecto, será un galpón construido dentro de las instalaciones de la empresa, con el propósito de convertirse en un taller de vehículos, pero que a la fecha, se encuentra sin uso alguno. Cabe mencionar que la ubicación de este galpón es óptima para los fines del proyecto, ya que sus dimensiones son idénticas a las de la sala de proceso de la planta donde se alojan las maquinarias del sistema de elaboración de aceite de oliva, por lo cual pueden albergar a la perfección las maquinarias necesarias del sistema de generación de electricidad. La ubicación del galpón y sus dimensiones se presentan en el Apéndice II.

Respecto al sistema de generación, se consideran para el cálculo, sólo las principales maquinarias que lo componen, de donde, el equipo más costoso lo constituye la caldera de biomasa. Lo que, sumado a la turbina de vapor y el generador/transformador, arrojan el valor estimado final del sistema de generación.

Por otra parte, de acuerdo a bibliografía, es posible estimar el valor aproximado del sistema depurador de gases consistente en filtros de mangas, para un sistema 4x2, (de 4 mangas de 2 metros de altura cada una para una temperatura máxima de 100 °C). Precio que considera el ventilador, válvula manual de descarga, válvula automática de limpieza y cuadro eléctrico (Emison, 2012).

Con estas consideraciones y por medio de una comparación en base a una investigación realizada por expertos italianos, que contempla los principales ítems a calcular para el presente proyecto, se aprecia a continuación una síntesis de los datos más relevantes para el desarrollo de la presente propuesta:

Cuadro 7: Parámetros de comparación ejemplo

Sistema de generación	Potencia (MW)	Inversión de capital total (M€)	Valor Actual Neto (M€)	Tasa Interna de Retorno (%)	Payback (Meses)
Lecho fluidizado	1,3	5,36	13,17	41,1	35
Turbina/generador de vapor	1,7	5,04	11,16	39,2	36

Fuente: Elaboración propia en base a Caputo, A. *et al.* 2003.

Se debe agregar un dato relevante para los cálculos, y es que, en el estudio citado para la comparación, se cuenta con un universo de 50.000.000 kg de biomasa como materia prima, por tanto las relaciones que se pueden establecer son las siguientes:

En primer lugar es necesario llevar todos los datos a las mismas unidades de medida, por tanto: 1,7 MW de Potencia instalada es equivalente a 7.344 MWh/año de Energía generada.

De acuerdo a lo anterior, se tiene que:

Ejemplo: 50.000.000 kg → 7.344 MWh/año

Empresa: 700.000 kg → X

De donde se obtiene que el valor de X= 102, 816 MWh/año o 102.816 kWh/año.

En la empresa se producen 700.000 kg de orujo y es necesario suplir una demanda de 22.345 kWh/año. Por lo que, a primera vista, el proyecto cubriría con creces dicha demanda y abre la posibilidad a la venta. Situación que deberá ser corroborada con los posteriores cálculos de los indicadores correspondientes.

A, su vez, para corroborar que los valores obtenidos de la investigación resulten coherentes y cercanos a la realidad, se realiza una nueva relación utilizando el Cuadro 7, antes descrito. Cuyo detalle se presenta a continuación:

Siguiendo con la idea de traer todos los datos a unidades de medida coherentes y pertinentes, para el cálculo se procede a transformar el valor de TCI (Costo Total de Inversión) de la tabla, desde euros a pesos. Considerando un valor del euro estándar de \$640 pesos se tiene que: 5,04 M€ (€5.040.000) equivale a \$3.225.600.000, por tanto, se espera que, al hacer una relación entre el costo empleado en el ejemplo y su cantidad de materia prima utilizada, será posible aproximar un valor que se ajuste a la realidad particular del presente proyecto:

\$ 3.225.600.000 → 50.000.000 kg

X → 700.000 kg

De donde X = \$ 45.158.400, valor requerido para el desarrollo del proyecto de acuerdo al volumen de biomasa con que se cuenta actualmente en la empresa y que será considerado como el costo total de inversión, por la notable similitud observada entre el cálculo con datos duros obtenidos de la investigación.

Costos operativos totales

En este punto se hace referencia a todos aquellos costos en que se debe incurrir para el adecuado funcionamiento del proyecto, para este caso, en particular se consideran el costo de mantenimiento del sistema en general, que involucra las mantenciones de rutina y eventuales fallas mayores que se pudieran presentar, y la mano de obra de operación, representada como el valor del sueldo de un operario, que trabajará durante los 6 meses activos de la empresa, de manera permanente, cuya función será la operación y mantenimiento del sistema de generación eléctrico y además de la carga y descarga de la caldera, durante jornadas laborales de 8 horas diarias. Por otra parte, los costos de transporte no se han considerado, dado que no es necesario contar con maquinaria ni vehículos extra a los que existen actualmente en la empresa para recorrer los 50 m, que es la distancia entre la planta de elaboración de aceite y la de elaboración de electricidad. El tema de la eliminación de

cenizas, queda cubierto por el sistema de depuración de gases a base de filtros de mangas que se ocupará de la mayor parte de las emisiones atmosféricas.

El detalle de sueldo propuesto se detalla a continuación:

Cuadro 8: Sueldo operario considerado para el proyecto en período 6 meses.

Personal	Cantidad	Costo mensual unitario (\$)	Costo total por período considerado
Operador de maquinaria	1	200.000	1.200.000

Fuente: Elaboración propia.

Valor considerablemente menor al sueldo básico establecido actualmente, pero que va en directa relación a la carga de trabajo y las actividades que dicho operario deberá cumplir. Y los gastos de mantención considerados ante eventualidades serán de \$ 400.000. Por tanto el total de costos operativos que supondría el funcionamiento anual del proyecto es de \$1.600.000.

Datos considerados para un escenario que comprende la venta del excedente eléctrico generado. Para simular un escenario sólo de autoabastecimiento, se trabajó bajo el supuesto de que, para suplir la demanda actual de electricidad de la empresa, no es necesaria la utilización del total del volumen de orujo producido, razón que a su vez, implica un costo menor en cuanto a maquinaria. El detalle de los flujos realizados para cada escenario se presenta en detalle en el Apéndice III, adjunto a la presente propuesta.

Ahorro por energía producida

Sobre este punto es necesario recordar que el presente proyecto está pensado en origen como una iniciativa de autoabastecimiento, por lo cual, aunque se ha demostrado que es posible la venta de excedentes, se han diferenciado dos escenarios, en el primero de ellos, el valor de venta se considera sólo como el ahorro que significa para la empresa generar su propia energía en vez de comprarla del Sistema Interconectado Central.

De manera que el valor para el período de estudio, se ajusta al valor de mercado de la energía convencional, para una empresa promedio, versus el ahorro que supone la generación por medio del sistema propuesto en el presente estudio.

El valor de mercado de la energía, considerado para el análisis, corresponde a la tarifa tipo BT 4.3, tomando como referencia la última publicación de Tarifas de Suministro Eléctrico de CGE, con fecha 01 de Marzo de 2012 para el Sector 4 (al que pertenece la comuna de Molina, sector donde se ubica la empresa), cuyo valor es de \$ 71,072 (CGE, 2012).

Con esta información y conociendo la demanda actual de la empresa, es posible determinar el costo actual de la empresa por electricidad convencional, a través de la siguiente relación:

$$22.345 \text{ kWh/año} \times 71,072 \text{ \$/kWh} = \$ 1.588.103,84$$

Que constituye el valor actual que la empresa debe pagar para abastecerse de la electricidad necesaria para sus funciones.

Ahora, para determinar el ahorro, que supondría el proyecto, se debe considerar la energía que producirá el mismo y el valor actual de mercado de la energía, para establecer la siguiente relación:

$$102.816 \text{ kWh} \times 71,02 \text{ \$/kWh} = \$ 7.307.338,752$$

Valor que corresponde al ahorro bruto de la empresa, al momento de producir su propia electricidad. Este valor es importante para considerar un escenario netamente de ahorro de energía para la empresa.

Venta de energía o devolución al SIC (Net metering)

Así también, se plantea un segundo escenario de venta de dicha energía, para lo cual se evaluará la opción de devolver el excedente de energía al SIC, al igual que lo hacen, hoy en día, hogares que cuentan con algún sistema extra de generación de electricidad, que deben cumplir con la condición de ser originados por fuentes de energía no convencionales.

Por tanto, para efectuar el análisis financiero en este segundo escenario, se incorpora el ítem de ganancia por venta o retorno de energía excedente al sistema interconectado central, usando como base la iniciativa de Net metering, de incipiente crecimiento en el país.

“El Net metering o medición neta es una iniciativa que consiste en que usuarios finales de la energía como familias o pequeñas empresas puedan instalar tecnologías de generación de energía renovables no convencionales en sus casas o empresas” (El Dinamo, 2012).

“La iniciativa modifica la Ley General de Servicios Eléctricos, indicando que los usuarios finales sujetos a fijación de precios que dispongan para su propio consumo de equipamiento de generación de energía eléctrica, por medios renovables no convencionales, o de instalaciones de cogeneración eficiente, tendrán derecho a inyectar la energía que de esta forma generen a la red de distribución a través de los respectivos empalmes” (El Dinamo, 2012).

El requisito para acceder a esta opción es que quienes postulen deben utilizar energías renovables no convencionales (biomasa, hidráulica, geotérmica, solar, eólica, mareomotriz

y otros que determine en su momento el Ministerio de Energía) y que para la generación de electricidad, contribuyan a diversificar las fuentes de abastecimiento de energía en los sistemas eléctricos y causen un bajo impacto ambiental. Esto se ve reflejado inmediatamente, ya que, el medidor funciona en sentido inverso y en la cuenta sólo se factura el consumo neto. (Descontamina, 2012).

“La energía generada por cada uno de los pequeños productores puede ser utilizada para autoconsumo o para inyectarla a la red, pudiendo incluso recibir un pago de parte de las distribuidoras por la electricidad que se aporte a la red” (El dinamo, 2012).

Ahora bien, el valor por esta energía autogenerada se calcula de la siguiente forma:

“Los medidores de baja tensión y/o media tensión deberán operar para registrar consumo o generación residencial, debiendo la Empresa cobrar sólo la diferencia si le resultare que entrega suministro o cancelar si recibe energía. El valor de cancelación que pague por recibir será el mismo que cobra por entregar, menos el 10% que corresponde a gastos de administración, facturación y mantención de líneas de distribución”. (Artículo 154 A, Boletín 6041/2008 del Ministerio de Energía).

Con lo cual, es posible realizar el cálculo particular para la empresa en cuestión. Además, las inyecciones de energía deberán ser descontadas de la facturación correspondiente al mes en el cual se realizaron. De existir un remanente a favor del cliente, se descontará en la o las facturas subsiguientes. Los remanentes deberán ser reajustados de acuerdo al IPC. Los remanentes de inyecciones de energía valorizados que, transcurrido el plazo señalado en el contrato, no hayan podido ser descontados de las facturaciones correspondientes, deberán ser pagados al cliente por la compañía eléctrica. Para tales efectos, la concesionaria deberá remitir al titular un documento nominativo representativo de las obligaciones de dinero emanadas de las inyecciones no descontadas, salvo que el cliente haya optado por otro mecanismo de pago en el contrato respectivo (Descontamina, 2012).

De manera que, al conocer el precio de la energía \$71,02 es posible calcular el precio de venta de la energía. Y en conocimiento del valor de ahorro bruto de energía producida, calculado en \$7.307.338,752, es posible aplicar el Net metering, con lo cual el valor requerido, que es el ahorro neto para la empresa será de: \$5.147.311. Para mayor detalle ver Apéndice III.

Depreciaciones

Parámetro importante dentro del flujo de caja del proyecto, es la depreciación anual de los activos, en este caso, las maquinarias involucradas. Para el caso de estudio, se utiliza el método de depreciación en línea recta que supone que el activo se desgasta por igual durante cada período contable.

Este método se usa con frecuencia por ser sencillo y fácil de calcular. El método de la línea recta se basa en el número de años de vida útil del activo, de acuerdo con la fórmula:

Cuadro 9: Método de depreciación de la línea recta.

$$\frac{\text{Costo} - \text{Valor de desecho}}{\text{Años de vida útil}} = \text{Valor de depreciación anual}$$

Fuente: Elaboración propia en base a Depreciación, 2011.

Para las depreciaciones se considera el deterioro de los equipos o la obsolescencia producida por los avances tecnológicos, lo cual tiene un impacto en la construcción del flujo de caja ya que influye directamente sobre el balance neto del proyecto.

Es necesario precisar que para la determinación de la vida útil se utilizó la Tabla de Vida Útil de los Bienes Físicos de los Activos Fijos o Inmovilizados, disponible en la página Web del Servicio de Impuestos Internos (SII).

Cálculo de indicadores

A continuación se presentan los resultados obtenidos del análisis de dos escenarios. El primero de ellos considera sólo el autoabastecimiento de la planta, para lo cual se considera una inversión menor en cuanto a maquinaria, dado que para abastecer la demanda energética que requiere la empresa, se necesita un menor volumen de orujo, razón que no justifica el gasto en maquinarias de mayor tamaño.

El segundo escenario, incluye la producción de energía con el total de materia prima disponible, lo que supone un superávit de energía a favor de la empresa, pero a la vez un costo mayor en cuanto a maquinarias. En este punto se plantea y analiza la opción de implementar la iniciativa del Net metering o medición neta, que consiste en la devolución al SIC de excedentes eléctricos autogenerados en base a energías renovables no convencionales. Todo esto a un costo bastante razonable para la empresa.

Ambos escenarios han sido analizados en un período de 15 años. El detalle de los flujos de caja generados en esta operación se aprecia en el Apéndice III. El resumen de los resultados obtenidos de la modelación para ambos escenarios se aprecia en las tablas siguientes:

Cuadro 10: Resultados simulación escenario n°1.

Escenario n°1: Sólo autoabastecimiento	
TIR	-0,71%
Payback (años)	15,8
VAN (tasa de descuento 10%)	-2.387.452

Fuente: Elaboración propia

Cuadro 11: Resultados simulación escenario n°2.

Escenario n°2: Net metering	
TIR	13,08%
Payback (años)	6,4
VAN (tasa de descuento 10%)	3.831.028

Fuente: Elaboración propia.

a) Valor actual neto (VAN)

Con respecto al indicador de valor actual neto, para el primer escenario correspondiente a la generación únicamente para autoabastecimiento se aprecia un valor negativo de VAN, lo cuál significa que ésta opción no resulta rentable para la empresa, en el período considerado.

Por otra parte, para el escenario n°2 el VAN arroja un valor positivo, lo cual hace rentable la iniciativa para el período considerado, ya que, evidencia ganancias para la empresa.

b) Tasa interna de retorno (TIR)

Con respecto a la tasa interna de retorno, expresada como porcentaje para determinar el beneficio real de la inversión, se puede apreciar que para el primer escenario se obtuvo un valor bastante malo, ya que una TIR negativa significa que el proyecto no es rentable y como la TIR representa la tasa que hace que el valor del VAN se haga cero, si este valor resulta negativo, constituye una pérdida de la inversión realizada.

En el escenario n°2 la TIR resultó ser positiva y mayor que la tasa de descuento considerada para la evaluación (10%), razón por la cual se reafirma que la opción del Net metering para la empresa es una alternativa viable económicamente.

c) Período de recuperación de la inversión (Payback)

El período de recuperación de la inversión, es el parámetro que representa los años de funcionamiento del proyecto que permitirán la recuperación de la inversión, para el escenario n°1 dicho período se lograría después del intervalo de tiempo analizado, por lo cual se considera que no es una opción viable económicamente, ya que la demora en recuperar la inversión es un factor desalentador para cualquier proyecto de inversión.

Con respecto al escenario n°2, el período de recuperación de la inversión se cubre antes de terminado el período de evaluación, lo cual resulta muy beneficioso para el proyecto y entrega la certeza final de que la opción presentada es rentable.

d) Análisis de costo-beneficio

La relación costo-beneficio tiene una interpretación simple, pero no menos importante, si resulta mayor que 1 el proyecto se acepta y si resulta menor que 1, no se acepta. Los resultados obtenidos para ambos escenarios, se presentan a continuación:

Cuadro 12: Relación costo-beneficio para escenario n°1

Relación costo-beneficio escenario n°1	
Ingresos del proyecto	23.821.561
Egresos del proyecto	19.500.000
Relación costo/beneficio	1,2

Fuente: Elaboración propia.

Cuadro 13: Relación costo-beneficio para escenario n°2

Relación costo-beneficio escenario n°2	
Ingresos del proyecto	77.209.671
Egresos del proyecto	24.000.000
Relación costo-beneficio	3,2

Fuente: Elaboración propia.

En el Cuadro 12 se aprecia que para el escenario n°1 se obtiene un valor muy cercano a 1, por lo cual, considerando que el análisis involucra sólo la relación entre costos y beneficios, el valor obtenido se interpreta como que resulta indiferente ejecutar o no el proyecto.

A su vez, del Cuadro 13 se desprende que el proyecto resulta aceptable, al arrojar un valor de 3, mucho mayor que en el escenario n°1, situación que significa que los ingresos netos son superiores a los egresos netos y la ejecución del proyecto traerá ganancias.

CONCLUSIONES

De la evaluación realizada se obtienen resultados diferentes para cada uno de los escenarios propuestos. En primer lugar es posible concluir que la alternativa propuesta para el primero de ellos, el escenario que contempló únicamente la generación de electricidad para autoabastecimiento y utilizó solamente una parte de los residuos generados, es decir, el volumen suficiente para cubrir la demanda energética actual de la empresa, no resulta viable, las principales razones de esto son el alto costo de inversión para la ejecución del mismo, que incluye el sueldo de un operador con exclusividad para el manejo y mantención del sistema y maquinarias requeridas durante los 6 meses del año, considerados en el proyecto.

La situación anterior arrojó todos los índices muy bajos o negativos, lo que se puede interpretar como que no se justifica la inversión tan elevada sólo para autoabastecer a la empresa, dado que el único ahorro generado producto de la implementación de la iniciativa es el precio que actualmente se paga por la electricidad suministrada por el SIC.

Por otra parte, el segundo escenario, que consideró no sólo el autoabastecimiento, sino la venta de excedentes, contempló la implementación de la alternativa de la medición neta o Net metering, que ofrece la opción de venta de dichos excedentes siempre y cuando estos sean autogenerados y provengan de fuentes de energía renovables no convencionales, para lo cual fue necesario considerar la utilización del 100% de la materia prima generada en la empresa, además de una mayor inversión en maquinarias, para procesar el total de orujo producido.

Aun así, este escenario resultó ser rentable, puesto que en el período analizado, el ahorro por venta de energía producida compensa satisfactoriamente la inversión realizada.

De esta manera, se tiene que en el escenario n°1 resultaron negativos el Valor Actual Neto y la Tasa Interna de Retorno, lo que significa que la inversión no es rentable en el período de tiempo considerado para el estudio, mientras que el período de recuperación de la inversión, consecuentemente con los otros índices resulta mayor que el período analizado.

En el escenario n°2, tanto el Valor Actual Neto, como la Tasa Interna de Retorno, se presentan con valor positivo, por lo cual es una alternativa rentable para la empresa, como lo confirma también el período de recuperación de la inversión.

Por lo cual, es posible concluir, que la diferencia de resultados entre ambos escenarios no debe ser un antecedente desalentador, sino que se debe tomar como información de importancia al momento de la toma de decisiones.

Con respecto al segundo escenario, el mecanismo de Net metering en el país es una muy buena alternativa que merece una evaluación más profunda, ya que está recién implementándose, y puede suponer una gran herramienta en el ámbito energético y como una forma más limpia de disposición y tratamiento de residuos con excelentes beneficios económicos para quienes lo desarrollen.

A su vez, la relación costo-beneficio calculada para el escenario n°1 ha arrojado valores muy cercanos a 1, lo cual, considerando que sólo se representa la diferencia entre ingresos y egresos, se considera que la ejecución del proyecto resulta indiferente. Mientras que el escenario n°2 presenta un valor de 3, que resulta aceptable para la implementación del proyecto, ya que representa que los ingresos del proyecto son mayores que los egresos y finalmente que la ejecución del proyecto traerá ganancias.

Por todo lo anterior, se concluye que un resultado negativo para el caso de estudio propuesto en el presente proyecto, no debe significar un fracaso, sino una oportunidad de ir más allá en la búsqueda de alternativas para diversificar la matriz energética y que hagan más sustentable cualquier proyecto que involucre recursos naturales, de manera de encontrar la opción más adecuada para la realidad particular de cada caso de estudio.

Es posible citar, a modo de comparación, experiencias internacionales donde los proyectos que involucran la utilización de biomasa, constituyen iniciativas muy rentables, cuando se trabaja con un volumen mucho mayor de materia prima, es decir, cuando varias empresas del rubro se asocian para producir su propia electricidad, como el caso de Andalucía, España, donde el orujo de la elaboración de aceite de oliva se utiliza para producir electricidad por parte de diversas empresas, como la planta Agroenergética de Baena o la planta Agroenergética de Algodonales (SODEAN, 2009), cuyos proyectos han servido de ejemplo para la elaboración de la presente propuesta.

Pero en el país, no es posible aún hablar a tan grandes escalas, por lo que la iniciativa del Net metering considerada en este estudio, es una excelente opción para llevar a cabo proyectos energéticos que involucren Energías Renovables No Convencionales.

Finalmente, el estudio realizado en la presente propuesta, ayuda a sentar las bases de ideas innovadoras para el desarrollo sustentable del país, donde participen todos los actores involucrados, grandes y pequeños, con alternativas que se adapten a cada realidad específica y constituyan oportunidades reales de crecimiento para todos aquellos que deseen sacar el máximo provecho de sus recursos e incorporar formas de generación de energía más limpias en sus procesos.

BIBLIOGRAFÍA

BCN (Biblioteca del Congreso Nacional de Chile), 2009. Energía de la Biomasa. Disponible en: http://www.bcn.cl/carpeta_temas_profundidad/energias-renovables-no-convencionales/energia-de-biomasa/ Leído el 5 de Septiembre de 2009.

BCN (Biblioteca del Congreso Nacional de Chile), 2009. Leyes Energías Renovables. Disponible en: http://www.bcn.cl/leyes_temas/leyes_por_tema.2007-03-20.7683847886. Leído el 13 de Noviembre de 2009.

BCN (Biblioteca del Congreso Nacional de Chile), 2010. Historia de la ley N° 20.257. Disponible en: <http://www.bcn.cl/histley/lfs/hdl-20257/HL20257.pdf>. Leído el 6 de Diciembre de 2010.

BCN (Biblioteca del Congreso Nacional de Chile), 2005. Boletín BCN Legislativo. Legislación Temática. Disponible en: http://sdi.bcn.cl/boletin/pags/legislacion?id_boletin=19. Leído el 6 de Diciembre de 2010.

BIOENERGIA SANTAMARÍA, 2007. Bioenergía. Disponible en: <http://comunidad.terra.es/blogs/bioenergia/default.aspx>. Leído el 5 de Septiembre de 2009.

CÁMARA DE DIPUTADOS, 2012. Boletín 6041/2008. Disponible en: http://www.camara.cl/pley/pley_detalle.aspx?prmID=6424&prmBL=6041-08. Leído el 28 de Mayo de 2012.

CAPUTO, A. *et al*, 2003. Disposal of by-products in olive oil industry: waste-to-energy solutions. *Applied Thermal Engineering* 23: 197–214.

CGE (CGE DISTRIBUCION S.A), 2012. Tarifas de Suministro Eléctrico - 1 de Marzo de 2012. Disponible en: http://www.cgedistribucion.cl/mercadoelectrico/Peajes_Servicio_Suministros/Tarifas%20de%20Suministro%20-%20CGE%20DISTRIBUCION%202012-03.pdf. Leído el 3 de Marzo de 2012.

CNE (Comisión Nacional de Energía), 2009. Introducción a Energías Renovables no Convencionales. Disponible en: http://www.cne.cl/cnewww/opencms/03_Energias/Renovables_no_Convencionales/tipos_energia.html. Leído el 24 de Octubre de 2009.

CNE (Comisión Nacional de Energía), 2009. Instrumentos de Fomento. Disponible en: http://www.cne.cl/cnewww/opencms/03_Energias/Renovables_no_Convencionales/instrumentos_fomento.html. Leído el 13 de Noviembre de 2009.

CNE (Comisión Nacional de Energía), 2010. Leyes. Disponible en: http://www.cne.cl/cnewww/opencms/08_Normativas/Otros_Niveles/Electricidad/electr_sector_electrico.html. Leído el 7 de Diciembre de 2010.

CNE (Comisión Nacional de Energía), 2009. Las Energías Renovables no Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno. Disponible en: http://www.cne.cl/cnewww/export/sites/default/05_Public_Estudios/descargas/ERNC_mercado_electrico_chileno_baja_resolucion.pdf. Leído el 22 Abril de 2011.

CNE (Comisión Nacional de Energía), 2009. Instrumentos de Fomento. Disponible en: http://www.cne.cl/cnewww/opencms/03_Energias/Renovables_no_Convencionales/instrumentos_fomento.html. Leído el 13 de Noviembre de 2009.

CNE (Comisión Nacional de Energía), 2009. Introducción a Energías Renovables no Convencionales. Disponible en: http://www.cne.cl/cnewww/opencms/03_Energias/Renovables_no_Convencionales/tipos_energia.html. Leído el 24 de Octubre de 2009.

CNE (Comisión Nacional de Energía), 2007. Proyectos de Biomasa. Guía para Evaluación Ambiental Energías Renovables No Convencionales. Disponible en: http://www.cne.cl/cnewww/export/sites/default/05_Public_Estudios/descargas/GuiaBiomasaEIA.pdf. Leído el 5 de Marzo de 2010.

DESCONTAMINA, 2012. Chile para al Senado proyecto que regula el Net Metering. Disponible en: <http://descontamina.cl/blog/2012/01/chile-pasa-al-senado-proyecto-que-regula-el-net-metering/#.T9ezUheHg6x>. Leído el 4 de Mayo de 2012.

DEPRECIACIÓN, 2011. Métodos de depreciación. Disponible en: <http://www.depreciacion.net/metodos.html>. Leído el 22 de Mayo de 2011.

EL DINAMO, 2012. Cámara aprueba proyecto de ley que permite generar energía para autoconsumo. Disponible en: <http://www.eldinamo.cl/2012/01/10/camara-aprueba-proyecto-de-ley-que-permite-generar-energia-para-autoconsumo/>. Leído el 25 de Mayo de 2012.

EMISON, 2012. Filtros de mangas. Disponible en: <http://www.emison.com/1183.htm>. Leído el 01 de Abril de 2012.

EE-RR Chile, 2010. Marco Regulatorio Aplicable en el país para Proyectos de Biomasa. Evaluación e identificación proyectos de biomasa. Disponible en: <http://www.eerr-chile.cl/FILES/1er%20taller%20biomasa/Marco%20Vaccarezza%20-%20bioenergia%20&%20marco%20regulatorio.pdf>. Leído el 14 de Marzo de 2011.

ROMERO, F., 2005. Central Térmica de Biomasa de 5 Mw de Potencia. Tesis. Escuela de Ingeniería Técnica Agrícola, Especialidad: Industrias Agroalimentarias, Universidad Castilla – La Mancha, España. Disponible en: http://www.uclm.es/area/ing_rural/BibliotecaProyectos.htm#CentralTermica. Leído el 23 de Octubre de 2009.

SII (Servicio de Impuestos Internos), 2012. Tablas de Vida Útil de los Activos. Disponible en: http://www.sii.cl/pagina/valores/bienes/tabla_vida_enero.htm. Leído el 22 de Junio de 2011.

SODEAN, 2009. Sociedad para el Desarrollo Agrícola de Andalucía. Potencial y aprovechamiento energético de la Biomasa del olivar en Andalucía. Disponible en: www.madrimasd.org/citme/Biblioteca/EnergiasRenovables/Downloads_GetFile.aspx?id=5475. Leído el 5 de Septiembre de 2009.

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE MADRID, 2012. Tecnología de Elaboración de los Aceites de Oliva. Disponible en: http://www.uam.es/personal_pdi/ciencias/alimento/TCAC-4Tec_elabor_aceite_oliva.pdf.pdf. Leído el 24 de Marzo de 2012.

APÉNDICES

APÉNDICE I: Informe de Laboratorio sobre características particulares del orujo producido en la empresa objeto del estudio.

APÉNDICE II: Mapa de la empresa con la ubicación del proyecto.

APÉNDICE III: Flujos de caja del Proyecto para los escenarios evaluados.

APÉNDICES

APÉNDICE I: INFORME DE LABORATORIO DE ORUJO

UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS AGRONÓMICAS
DPTO. DE PRODUCCIÓN ANIMAL
Stgo., 14-04-2010

Srta.
Sofía Urzúa
Escuela de Recursos Naturales
Facultad de Ciencias Agronómicas
Universidad de Chile

De mi consideración:

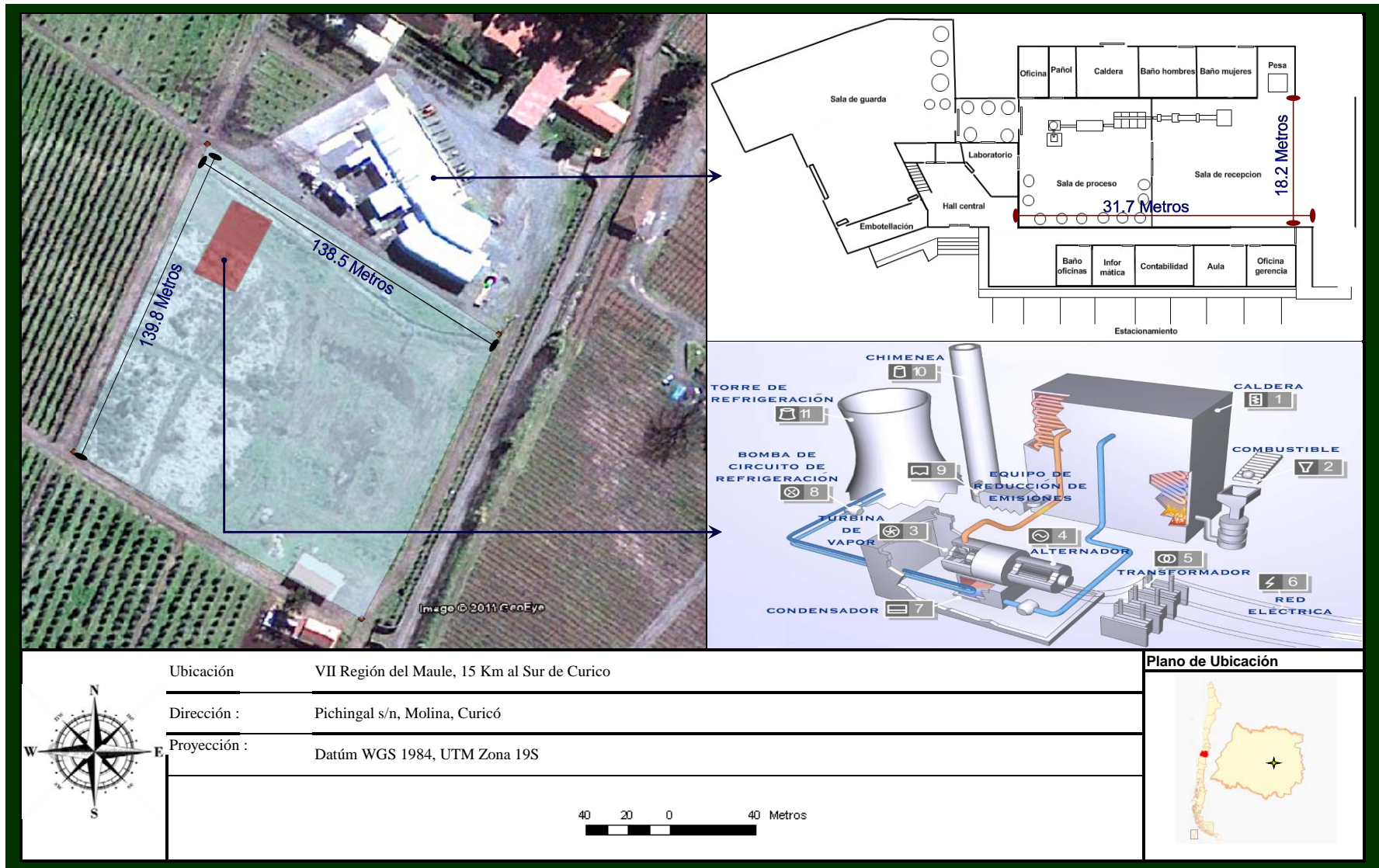
Informo Ud., que la muestra de **Orujo de aceituna** dió **2,88 Mcal/kg** de **Energía Bruta**, solicitado por Ud.

El contenido de **Materia Seca (MS)** a 105 °C fue de 93,70 %. La **Energía** se determinó por **calorimetría**, para lo cual se usó un calorímetro de bomba balístico. Y la MS en estufa a 105°C hasta peso constante.

Le saludó Atte.
Dina Cerda A.
Jefa Laboratorio de Nutrición Animal

Saluda atte. a Ud.,
DINA CERDA

APÉNDICE II: MAPA DE LA EMPRESA Y UBICACIÓN DEL PROYECTO.



APÉNDICE III: FLUJOS DE CAJA DEL PROYECTO ESCENARIO N°1

Año	0	1	2	3	4	5	6	7
Ingresos (+)								
Ahorro energía producida		1.588.104	1.588.104	1.588.104	1.588.104	1.588.104	1.588.104	1.588.104
Costos Operativos Anuales (-)								
Mantenión de equipos		100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
Sueldos		1.200.000	1.200.000	1.200.000	1.200.000	1.200.000	1.200.000	1.200.000
Total de Costos		1.300.000	1.300.000	1.300.000	1.300.000	1.300.000	1.300.000	1.300.000
Depreciación (-)								
Equipo de generación		457.880	457.880	457.880	457.880	457.880	457.880	457.880
Total Depreciaciones		457.880	457.880	457.880	457.880	457.880	457.880	457.880
Utilidad		-169.775	-169.775	-169.775	-169.775	-169.775	-169.775	-169.775
Depreciación (+)								
Equipo de generación		457.880	457.880	457.880	457.880	457.880	457.880	457.880
Total Depreciaciones		457.880	457.880	457.880	457.880	457.880	457.880	457.880
Flujo de caja Anual	-4.578.795	288.104	288.104	288.104	288.104	288.104	288.104	288.104
Inversiones (-)								
Adquisición maquinaria básica	-4.578.795							
Total Inversiones	-4.578.795							
TIR	-0,71%							
Payback (años)	15,8							
VAN (tasa descuento 10%)	-2.387.453							

(Continúa)

APÉNDICE III: FLUJOS DE CAJA DEL PROYECTO ESCENARIO N°2

Año	0	1	2	3	4	5	6	7
Ingresos (+)								
Net metering		5.147.311	5.147.311	5.147.311	5.147.311	5.147.311	5.147.311	5.147.311
Costos Operativos Anuales (-)								
Mantenión de equipos		400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000
Sueldos		1.200.000	1.200.000	1.200.000	1.200.000	1.200.000	1.200.000	1.200.000
Total de Costos		1.600.000	1.600.000	1.600.000	1.600.000	1.600.000	1.600.000	1.600.000
Depreciación (-)								
Equipo de generación		2.106.840	2.106.840	2.106.840	2.106.840	2.106.840	2.106.840	2.106.840
Total Depreciaciones		2.106.840	2.106.840	2.106.840	2.106.840	2.106.840	2.106.840	2.106.840
Utilidad antes de impuesto		1.440.471	1.440.471	1.440.471	1.440.471	1.440.471	1.440.471	1.440.471
Impuesto (19%)		273.690	273.690	273.690	273.690	273.690	273.690	273.690
Utilidad después de impuesto		1.166.782	1.166.782	1.166.782	1.166.782	1.166.782	1.166.782	1.166.782
Depreciación (+)								
Equipo de generación		2.106.840	2.106.840	2.106.840	2.106.840	2.106.840	2.106.840	2.106.840
Total Depreciaciones		2.106.840	2.106.840	2.106.840	2.106.840	2.106.840	2.106.840	2.106.840
Flujo de caja Anual	-21.068.400	3.273.622	3.273.622	3.273.622	3.273.622	3.273.622	3.273.622	3.273.622
Inversiones (-)								
Adquisición maquinaria básica	-21.068.400							
Total Inversiones	-21.068.400							
TIR	13,08%							
Payback (años)	6,4							
VAN (tasa de descuento 10%)	3.831.028							

(Continúa)

Estimación de producción energética del proyecto

Ejemplo	Empresa	
50.000.000	700.000	kg orujo
7.344.000	102.816	kWh/año

Estimación de materia prima requerida para cubrir demanda actual

Orujo (kg)	Energía producida (kWh/año)
700.000	102.816
152.131	22.345

Costos operativos totales

Item a evaluar	Costo unitario anual (\$)
Sueldo Operador	1.200.000
Mantenimiento maquinaria	400.000
Total Costos	1.600.000

Situación actual de demanda energética SIC

Demanda empresa (kWh/año)	Costo energía SIC (\$ kW/h)	Costo total energía convencional (\$)
22.345	71,072	1.588.104

Ahorro de energía por autoabastecimiento

Energía estimada (kWh/año)	Costo de la energía (\$/kWh/año)	Ahorro (\$)
102.816	71,072	7.307.338,752

Inversiones 2° Escenario

	Costo (\$)
Maquinarias sistema eléctrico	21.068.400
Total Inversiones	21.068.400

Inversiones 1° Escenario

	Costo (\$)
Maquinarias sistema eléctrico	4.578.795
Total Inversiones	4.578.795

Tabla de Depreciaciones Escenario 2

	Costo o inversión (\$)	Vida útil (años)
Sistema de generación	21.068.400	10

	Año1	Año2
Sistema de generación	2.106.840	2.106.840

Tabla de Depreciaciones Esecenario 1

	Costo o inversión (\$)	Vida útil (años)
Sistema de generación	4.578.795	10

	Año1	Año2
Sistema de generación	457.880	457.880

Sueldo operario sistema generación

Personal	Cantidad	Costo mensual unitario (\$)
Operador de maquinaria	1	200.000

Venta de Energía Net metering

Cantidad de energía producida (kWh/año)	Cantidad requerida para autoabastecimiento (kWh/año)	Energía disponible para "devolver" al Sic (kWh/año)
102.816	22.345	80.471

Energía para la venta (kWh/año)	Costo (Precio de venta menos el 10%)	Precio que recibe la empresa por inyección de energía al SIC
80.471	63,965	5.147.311

* Condición de venta Net metering: El valor de cancelación que se pague por recibir energía será el mismo que se cobra por entregar, menos el 10% que corresponde a gastos de administración, facturación y mantención de líneas de distribución

Escenario n°1: Sólo autoabastecimiento	
TIR	-0,71%
Payback (años)	15,8
VAN (tasa de descuento 10%)	-2.387.452

Escenario n°2: Net metering	
TIR	13,08%
Payback (años)	6,4
VAN (tasa de descuento 10%)	3.831.028

Relación costo-beneficio escenario n°1	
Ingresos del proyecto	23.821.561
Egresos del proyecto	19.500.000
Relación costo/beneficio	1,2

Relación costo-beneficio escenario n°2	
Ingresos del proyecto	77.209.671
Egresos del proyecto	24.000.000
Relación costo-beneficio	3,2

Datos:

Costo de la energía (\$/kWh/año):	71,072
Volumen de orujo producido:	700.000
Demanda energética actual (kWh/año):	22.345
Impuesto:	19%

Instalaciones existentes en la empresa:	Costo de construcción (\$)
Galpón	24.090.000

Depreciación del Galpón

Costo Galpón (\$)	Vida útil (años)
24.090.000	20

Materia prima (kg orujo)	Energía producida (kWh/año)
700.000	102.816
152.131	22.345

Costo Maquinarias (\$)	Volumen de orujo a procesar (kg)
21.068.400	700.000
4.578.795	152.131



Depreciación anual (\$/años)
2.106.840

Año3	Año4	Año5
2.106.840	2.106.840	2.106.840



Depreciación anual (\$/años)
457.880

Año3	Año4	Año5
457.880	457.880	457.880



Costo total por periodo considerado (\$)
1.200.000



Depreciación anual (\$)	Valor residual (\$)
1.204.500	12.045.000

Año6	Año7	Año8	Año9	Año10	Valor Residual
2.106.840	2.106.840	2.106.840	2.106.840	2.106.840	21.068.400

Año6	Año7	Año8	Año9	Año10	Valor Residual
457.880	457.880	457.880	457.880	457.880	#¡REF!