

UNIVERSIDAD CATOLICA DE LA SANTISIMA CONCEPCION

Facultad de Ingeniería

Ingeniería Civil Industrial



## **PROPUESTA DE MEJORA PARA EL PROCESO DE GENERACIÓN DE VAPOR DE GELYMAR S.A**

**FRANCISCO JAVIER JIMÉNEZ MAGAÑA**

INFORME DE PROYECTO DE TÍTULO PARA OPTAR AL TITULO DE

**INGENIERO CIVIL INDUSTRIAL**

**Profesor/a Guía**

Dra. Ana Narváez

**Profesor Informante**

Jorge Galleguillos.

Concepción, Enero, 2017

## Resumen

El presente trabajo aborda la problemática de la eficiencia energética en calderas de biomasa, particularmente chips de eucaliptus nitens. Los generadores de vapor al ser máquinas de un intenso consumo de combustible conllevan costos relevantes que de no llevar un seguimiento riguroso de los parámetros de operación y mantenimiento pueden caer en ineficiencias de un orden mayor.

Gelymar, empresa chilena dedicada a la producción de soluciones texturales a base de algas como la carragenina o espirula, entre otras, utiliza vapor como un insumo en sus líneas de producción, de forma intensiva, por lo que mejoras al proceso de generación de vapor son acciones de un impacto positivo en términos económicos

Para la elaboración de propuestas de mejora, en primer lugar se hizo un levantamiento y recopilación de datos e información relevante para caracterizar el funcionamiento actual de la planta de calderas detectando problemas como sobreconsumo de combustible, no reutilización de purgas ni de gases de combustión entre otros. Producto de lo anterior es que se determinó que la media de producción diaria de vapor fue del orden de 171 toneladas diarias para el año 2015, consumiendo diariamente alrededor de 220 metros cúbicos de chips lo que resulta en un ratio de consumo de 1,294 metros cúbicos de chips para producir una tonelada de vapor.

Como alternativa de mejora del proceso y su consecuente reducción de costos, es que este trabajo propone la instalación de un secador rotatorio que utilice los gases de combustión para secar la biomasa y disminuir considerablemente su contenido de humedad. Lo anterior con la finalidad de disminuir el consumo de combustible de manera significativa y por ende sus costos asociados. Así, disminuyendo el contenido de humedad desde un rango entre 25%-50% a un contenido del 20%, el consumo de combustible disminuye en un 15% lo que significa un ahorro de 1,62 US\$/ton. Producto del ahorro mencionado la empresa podría disminuir sus costos anuales de generación de vapor en aproximadamente \$86.000.000 incluyendo esta cifra costos de operación y mantenimiento del secador propuesto.

## **Abstract**

The present project addresses the issue of energy conservation of biomass boilers, particularly biomass such as wood chips made from eucalyptus nitens. Steam generators are machines with a high fuel feeding rate as well as very high cost levels, the previous is one of the reasons to keep a very rigorous record of parameters related to the operation and maintenance of devices.

Gelymar, a Chilean company dedicated to manufacture textural solutions or thickeners based on seaweeds like carrageenan and spirulina, among others, use steam like a supply to their production lines, thus the improvement of the steam generation process are measures of a beneficial impact in economic terms.

For the elaboration of an improvement plan, the first action was the gathering of all relevant information in order to characterize the current operation of the steam generation plant. The result was the determination of a mean of steam production of 171 tons per day for 2015. The daily fuel feeding rate was of 220 cubic meters meaning a consumption ratio of 1,294 cubic meters of wood chips consumed to generate one ton of steam

This project presents the alternative of the installation of a rotary dryer, using as drying agent the boiler flue gas and thus reducing in a major percentage the moist content. This would decrease the fuel consumption and therefore their associated costs. The result would be the decreased of the moisture content to a level of 20%, the fuel consumption would fall 15% meaning saving 1,62 US\$ per ton of steam. All the improvements would lead to the company to save around \$86.000.000 per year

<b>RESUMEN .....</b>	<b>2</b>
<b>ABSTRACT.....</b>	<b>3</b>
1.1 INTRODUCCIÓN .....	5
1.2 OBJETIVOS .....	6
1.2.1 <i>Objetivo General</i> .....	6
1.2.2 <i>Objetivos Específicos</i> .....	6
1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA PROPUESTA .....	7
1.4 DELIMITACIÓN .....	8
<b>CAPÍTULO II .....</b>	<b>8</b>
2.1 MARCO TEÓRICO .....	8
2.1.1 <i>Generación de vapor</i> .....	8
2.1.2 <i>Calderas</i> .....	10
2.1.2.1 Clasificación de calderas.....	11
<b>2.1.2.1.1 Contenido de los tubos</b> .....	11
<b>2.1.2.1.2 Circulación del agua</b> .....	11
<b>2.1.2.1.3 Presión de trabajo</b> .....	12
2.1.2.2 Purgas.....	12
2.1.2.3 Balances de masa y energía en calderas .....	14
2.1.2.4 Combustibles.....	15
2.1.2.5 Eficiencia.....	17
<b>2.1.2.5.1 Eficiencia instantánea, nominal y estacional</b> .....	17
<b>2.1.2.5.2 Calculo de la eficiencia</b> .....	18
2.2 METODOLOGÍA .....	24
<b>CAPÍTULO III CARACTERIZACIÓN DE LAS CONDICIONES ACTUALES DE OPERACIÓN....</b>	<b>26</b>
3.1 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO.....	26
3.2 LEVANTAMIENTO DE INFORMACIÓN.....	27
3.3 ANÁLISIS DE VAPOR Y AGUA DE ALIMENTACIÓN.....	28
3.4 ANÁLISIS DE COMBUSTIBLE Y COMBUSTIÓN .....	31
3.5 CONDICIONES ACTUALES DE OPERACIÓN.....	33
<b>CAPITULO IV DETERMINACIÓN DE ALTERNATIVAS DE MEJORA .....</b>	<b>35</b>
4.1 ANÁLISIS DE MEJORA AL PROCESO .....	35
4.2 VALORIZACIÓN ECONÓMICA DE LOS AHORROS DE CONSUMO DE COMBUSTIBLE .....	49
4.2.1 <i>Equipos necesarios, inversión y costos asociados</i> .....	54
<b>CAPÍTULO V CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....</b>	<b>59</b>
5.1 CONCLUSIONES.....	59
5.2 RECOMENDACIONES.....	61
<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>62</b>
<b>ANEXOS.....</b>	<b>64</b>

## Capítulo I

### **1.1 Introducción**

Desde la creación de la primera máquina a vapor por James Watt, que marca el hito que inicia la primera revolución industrial, hasta las calderas súper críticas que existen actualmente y sirven principalmente para la generación de electricidad, el vapor ha demostrado ser una forma eficaz de resolver problemas que poseen ciertos tipos de industrias, sus aplicaciones van principalmente desde su uso para secado de materias primas a la concentración o destilación de líquidos pasando por varias otras aplicaciones. Particularmente para la realización del presente trabajo se analizarán las operaciones relacionadas a la generación de vapor de una de las plantas de la empresa Gelymar S.A.

Gelymar S.A es una empresa creada en 1991 y cuenta con instalaciones en España, México y Chile (Santiago, Puerto Montt y Porvenir) que se dedica a la producción y comercialización de hidrocoloides especializándose en soluciones texturales, en base a algas como la carragenina o espirulina, para la industria cosmética, alimenticia y farmacéutica contando con clientes en Latinoamérica, Europa y Asia. Esta empresa al igual que cualquier otra empresa del sector industrial debe abordar ciertas aristas en relación con la generación de energía, en la forma de vapor. Estas aristas tienen relación con aspectos económicos, medioambientales y de eficiencia energética.

En primer lugar el aspecto medioambiental es de suma importancia ya que permite mantener un entorno sustentable para que la empresa pueda continuar con sus operaciones por un tiempo prolongado y por otro lado en ciertos mercados, especialmente europeos, el impacto ambiental que generan las industrias repercute en el nivel de inserción de estas industrias en los mencionados mercados. En relación al presente proyecto, un mejor funcionamiento de la planta de calderas como por ejemplo mejorar la calidad de la combustión de estas puede significar una disminución de elementos nocivos derivados de la combustión incompleta.

En segundo lugar lograr realizar las operaciones de generación y distribución de energía, vapor en el presente caso, de forma más eficiente puede otorgar una posición ventajosa respecto a los competidores y ahorrar recursos económicos que permitan a la empresa abrirse a un nuevo espectro de productos.

Como resultado de lo antes planteado es que la empresa debe afrontar las medidas de mejora de proceso no solo desde una aproximación económica sino entendiendo estas reducciones de costos como producto de una mejora de los procesos en su conjunto y no como reducciones aisladas, teniendo así presente que una disminución significativa en el costo de producción por tonelada de vapor debe ser resultado de una política de mejora que considere desde la adquisición del combustible hasta la distribución de vapor desde la planta de calderas a las distintas líneas de producción.

## **1.2 Objetivos**

### **1.2.1 Objetivo General**

Proponer alternativas de mejora del proceso de generación de vapor en la planta de calderas de la empresa Gelymar S.A

### **1.2.2 Objetivos Específicos**

- I. Definir las condiciones actuales de operación de la planta de calderas a través de un levantamiento de información.
- II. Determinar mediante un análisis técnico las alternativas de mejora en el proceso de generación de vapor.
- III. Establecer a través de un análisis económico la mejor alternativa de mejora al proceso de generación de vapor.

### **1.3 Justificación de la propuesta**

En el contexto de un mercado que actualmente atraviesa una expansión en términos de volumen de productos transados del 6% y un aumento en el valor por tonelada de producto del 36%, las empresas que ofrecen soluciones texturales basadas en algas, deben dirigir sus esfuerzos en mejorar todos sus procesos en orden de mantenerse competitivas.

Es en este escenario que Gelymar en su proceso de generación de vapor, uno de los principales insumos en sus procesos de producción, presenta ciertas condiciones que hacen que su funcionamiento y rendimiento diste, en cierta medida, de lo ideal esperado por la empresa. Algunos problemas del proceso antes mencionado son:

- Problemas de presión ya que actualmente la presión del vapor es de  $5 \pm 0,5$  bar siendo que la presión óptima debiese ser de  $6 \pm 0,5$  bar.
- La calidad de la biomasa usada como combustible es altamente variable tanto en sus niveles de humedad variando esta entre 27-50% de humedad y en la cantidad de tierra que posee que gradualmente tapa las rejillas internas de la caldera.
- Bajo rendimiento de la caldera producto de factores como perdidas de calor en los gases de combustión, humedad en la madera, temperatura del aire inducido, etc.

Los problemas antes mencionados sumados a otras situaciones que inciden el rendimiento de la planta de calderas impactan de forma negativa en el costo por tonelada de vapor en el que incurre la empresa. Para el presente año se prevé que se gastaran MM US\$1,3 (US\$24,4 por tonelada de vapor producido) en generación de vapor por lo que mejorar este proceso presenta una alternativa de ahorro significativo y un acercamiento hacia la realización más eficiente de sus procesos.

## **1.4 Delimitación**

La empresa Gelymar cuenta con 3 calderas para producir el vapor necesario, una en base a petróleo, una en base a madera en troncos de 1 metro y finalmente una caldera que consume chips de madera como combustible. La caldera en base a chips de madera funciona como caldera principal mientras las otras dos cumplen funciones de apoyo en el caso que la caldera principal falle o se encuentre en mantención. Para efectos de la realización de este proyecto se someterá a análisis la caldera principal junto a sus sistemas de alimentación de agua y combustible. En términos temporales, los datos recopilados para este estudio abarcan desde enero del 2015 hasta junio del 2016. En términos geográficos la planta objeto de análisis es la planta ubicada en Puerto Montt.

## **Capítulo II**

### **2.1 Marco Teórico**

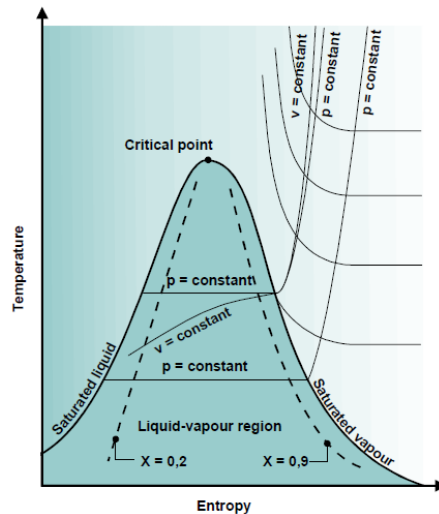
La finalidad del siguiente marco teórico es brindar insumos para poder estructurar un análisis de forma teóricamente coherente y cohesionado en lo práctico. Los elementos teóricos presentados a continuación provienen tanto del mundo académico a través de libros e investigaciones y del mundo empresarial/industrial mediante manuales de fabricante y protocolos internos de la empresa Gelymar S.A

#### **2.1.1 Generación de vapor**

Cuando el agua, a presión atmosférica, alcanza los 100°C empieza su proceso de ebullición pero sin embargo a medida que se aumenta la temperatura aplicada no así aumentara la temperatura del vapor a menos que se encuentre bajo ciertas condiciones. Al vapor a una temperatura de 100°C se le llama vapor saturado y contiene una cierta cantidad de agua líquida, en general se presenta bajo condiciones de baja presión. Por consiguiente cuando el agua está contenida en un sistema cerrado y se le aplica una gran cantidad de calor, esta agua supera su punto de ebullición y se evapora totalmente pasándose a llamar vapor sobrecalentado, cuando a este vapor se le continúa suministrando calor se obtiene un aumento tanto en la temperatura como en la presión. Si se aumenta la temperatura de vapor en gran medida llega a un punto donde no es posible diferenciar el comportamiento del fluido entre vapor y agua líquida y así supera tanto su temperatura como presión crítica, a

este vapor se le llama vapor supercrítico (Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid, 2013). Para visualizar, en cierta medida, lo antes expuesto es que comúnmente se utiliza un gráfico entropía/temperatura para observar los cambios de fase del agua al ser calentada.

Figura N°1: Cambios de fase del agua en base a su temperatura y entropía



Fuente: Boiler Calculations (Teir & Kulla, 2002)

La calidad del vapor es un parámetro de no menor relevancia, esta es la relación entre la masa de agua líquida y la masa total de vapor más agua (Fleming, 1992), así la calidad de vapor esta expresada por

$$X = \frac{m_v}{m_l + m_v} \quad (1)$$

$X$ : Calidad del vapor;  $m_v$ : Masa de vapor;  $m_l$ : Masa de agua líquida

En términos de contenido de impurezas, el vapor producido en calderas es llamado “vapor limpio” ya que presenta bajos niveles de “Totales de Sólidos Disueltos” (en inglés Total Dissolved Solids TDS) esto debido a que el agua de alimentación de la caldera debe presentar un bajo nivel de TDS para evitar la corrosión o incrustaciones en los tubos intercambiadores de calor de la caldera (Lekshmi & Pillai, 2015)

El vapor limpio se puede dividir en 3 categorías dependiendo del nivel de impurezas que presente (United States Environmental Protection Agency (UEEPA), 2004), estas son:

- a) Vapor filtrado: Es el vapor que es pasado por distintos filtros con el fin de remover impurezas provocadas por la adición de químicos en el agua de alimentación.
- b) Vapor limpio-libre de solidos: Es el vapor proveniente de agua desmineralizada y destilada por lo cual no presenta iones ni impurezas.
- c) Vapor puro: Similar al vapor limpio-libre de solidos pero su nivel de impurezas es mucho menor, se usa principalmente en la industria farmacéutica.

### **2.1.2 Calderas**

Los actuales procesos y aplicaciones industriales que utilizan calor, lo hacen usando mayoritariamente calor proveniente de vapor o agua caliente en su defecto. Así es que la forma más recurrente de generación de energía en forma de calor es la utilización de calderas, estas máquinas han demostrado ser altamente eficientes y de bajo consumo de combustible si son operadas y mantenidas adecuadamente (Llorens & Miranda, 2009)

Una caldera es básicamente un dispositivo que transfiere energía desde un combustible como gas o madera a un fluido, en general agua. Lo anterior con el fin de generar un fluido caliente como agua caliente para calefacción o generar vapor de agua para esterilización, generación de electricidad o secado de materias primas entre otros usos. Un elemento importante a considerar es que las calderas son recipientes de presión, en algunos casos bastante altas, por lo que su adecuado funcionamiento es fundamental para la estabilidad de las operaciones de una industria y para la seguridad de los operarios, debido a lo anterior es que la legislación chilena requiere que los operadores de caldera cuenten con un certificado del ministerio de salud para poder operar los mencionados equipos (Diario Oficial, 2013)

Los elementos básicos que conforman una caldera son el hogar o cámara de combustión, los sistemas de alimentación de combustible y agua y los intercambiadores de calor. Estos elementos están estrechamente relacionados debido que el mal funcionamiento de cualquiera de ellos afectara el funcionamiento de los demás. Una caldera debe incluir un subsistema de controles para así asegurar una operación adecuada de ésta, siendo algunos de estos elementos de control los siguientes: Sistema de control de combustión, sistema de control de nivel de agua, válvula de seguridad, sistema de alimentación de agua, etc (United States Department of Energy (UEDE), 2004).

Un sistema de control de combustión regula la mezcla de aire y combustible que es ingresada a la caldera con el fin de alcanzar un nivel óptimo de presión de vapor. Estos sistemas varían en complejidad yendo desde simples cambios en la alimentación del combustible e inyectores de aire de forma manual a sistemas más complejos que miden cambios fuera de rangos especificados, de manera digital y toman las acciones correctivas de forma proporcional. La válvula de seguridad es esencial en cualquier caldera y evita que ésta supere la presión máxima de trabajo.

El sistema de control de agua mide que el nivel de agua no sobrepase cierto rango y manda una señal al sistema de alimentación para regular el caudal de entrada a la caldera, el análisis del sistema de control de agua se puede complementar incorporando la información del flujo de vapor producido (UEDE, 2004).

#### **2.1.2.1 Clasificación de calderas**

Debido a la gran cantidad de aplicaciones en las que son utilizadas las calderas, es que se han desarrollado a través del tiempo un número no menor de tipos de éstas, a continuación se presentaran las clasificaciones más relevantes para los distintos tipos de calderas.

##### **2.1.2.1.1 Contenido de los tubos**

Según la configuración de los tubos intercambiadores al interior de las calderas es que existen calderas pirotubulares, acuotubulares y mixtas. Las calderas pirotubulares son aquellas por las cuales los humos calientes de la combustión recorren el interior de los tubos los cuales se encuentran bajo un nivel de agua. Las calderas acuotubulares son aquellas en que el agua atraviesa el interior de los tubos mientras que los gases de combustión envuelven las paredes externas de éstos, en este tipo de configuración los tubos generalmente se instalan paralelos a eje de la caldera o en ángulo recto a éste. Finalmente las calderas mixtas son las que cuentan con una configuración de intercambiadores de calor de los dos tipos ya mencionados.

##### **2.1.2.1.2 Circulación del agua**

- **Circulación natural:** Calderas en las cuales debido a la diferencia de densidad del agua caliente con el agua menos caliente se produce una circulación natural al interior del dispositivo.

- Circulación forzada: Calderas que cuentan con bombas de agua para hacer circular de mejor manera el agua y aumentar el rendimiento de la producción de vapor.

#### **2.1.2.1.3 Presión de trabajo**

- Caldera de baja presión: Producción de vapor entre 15-20 bar de presión
- Caldera de media presión: Producción de vapor entre 20-80 bar de presión
- Caldera de alta presión: Producción de vapor superior a 80 bar de presión
- Caldera sub-críticas: Producción de vapor bajo la presión crítica del agua
- Caldera súper críticas: Producción de vapor sobre la presión crítica (220 bar)

#### **2.1.2.2 Purgas**

El vapor al ser básicamente un fluido desmineralizado deja atrás todas las impurezas aumentando gradualmente el nivel de TDS en el fluido no evaporado, las purgas son así agua con un alto nivel de impurezas, estas purgas son consideradas como un porcentaje del caudal de agua de alimentación.

Las purgas pueden causar daños interiores en los tubos intercambiadores o formación de espuma que puede causar niveles inestables de agua, cualquiera de estos dos fenómenos afecta la calidad del vapor producido (Lekshmi&Pillai, 2015). Incluso bajo procesos altamente regulados e inspeccionados, la formación de purgas ocurre de forma inevitable y periódica por lo cual se debe eliminar agua de la caldera para evitar altas concentraciones de minerales.

A pesar de que el agua de alimentación contenga un bajo nivel de TDS de igual forma se debe eliminar un porcentaje de agua al interior de la caldera, esta eliminación puede variar desde menos de un 1%, en casos donde el agua de alimentación pasó por un estricto pre-tratamiento a aproximadamente un 20% en sistemas donde el caudal de entrada fue pobremente tratado (Sunudas& Prince, 2013), de lo anterior dependerá la cantidad de agua a ser purgada. Indicadores que señalan si el nivel de impurezas es dañino para la caldera son TDS, conductividad, pH, silicatos y fosfatos.

Al interior de las calderas se generan 2 tipos de purgas: purgas de superficie y purgas de fondo. Las purgas de superficie son aquellas en las que se elimina la espuma o cualquier

solido suspendido y las purgas de fondo son aquellas en que se elimina el barro (sludge) acumulado en el fondo de la caldera (Lekshmi&Pillai, 2015).

El porcentaje de purga, viene dado por:

$$Q_{BD} = \frac{q_s * f_c}{b_c - f_c} \quad (2)$$

$Q_{BD}$ : Porcentaje purga;  $q_s$ : Consumo de vapor (kg/h);  $f_c$ : TDS(ppm) en el agua de alimentación;  $b_c$ : Máximo nivel permitido de TDS en el agua de la caldera (ppm).

O bien de forma simplificada, la cantidad de agua purgada puede ser expresada como:

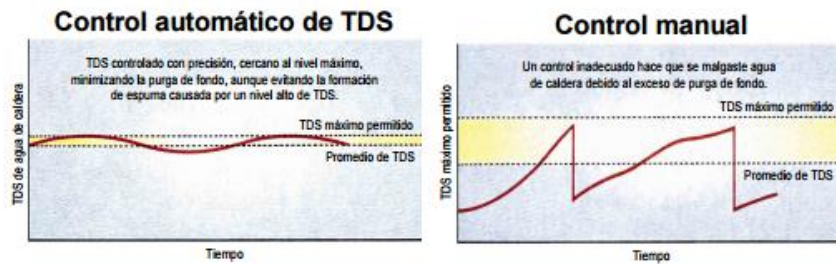
$$Q_{BD} = \frac{C_a - C_v}{C_a} \quad (3)$$

$C_a$ : Cantidad de agua consumida,  $C_v$ : Cantidad de vapor producido

Si el porcentaje de purgas supera el 25% entonces es necesario tratar el agua de alimentación de forma más rigurosa (Cid, 2012). Las purgas se pueden realizar de forma intermitente o continua. Las purgas intermitentes se realizan operando de forma manual una válvula que elimine una cierta cantidad de agua determinada en muchos casos de manera arbitraria por el operador, en general este tipo de descargas ocurren a través de válvulas de un diámetro considerable y por poco tiempo. Las purgas continuas consisten en descargar agua de forma continua utilizando válvulas de un diámetro menor que en las utilizadas en purgas intermitentes pero eliminando agua ininterrumpidamente (Lekshmi&Pillai, 2015).

En la mayoría de los casos purgar de forma continua a través de un control automático es la alternativa más eficiente ya que se minimizan las pérdidas energéticas provocadas por eliminar un exceso de agua. A continuación en la figura N°2 se puede observar de forma gráfica la diferencia de contar con controladores automáticos y purgar de forma continúa v/s purga de forma intermitente y manual

Figura N°2: Diferencia control manual v/s control automático respecto al tiempo

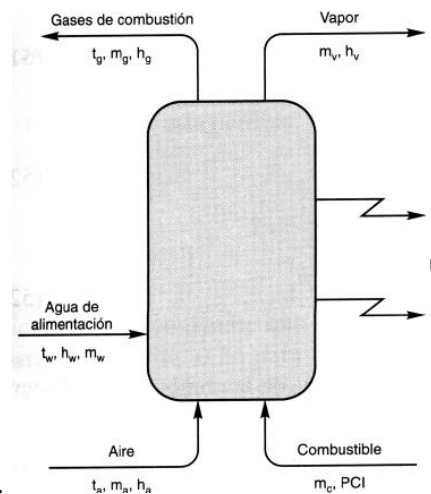


Fuente: Catalogo Purgas de Caldera, Spirax Sarco

### 2.1.2.3 Balances de masa y energía en calderas

Una caldera al ser un dispositivo que consume combustible para la generación de vapor a través de la transferencia de energía entre un combustible al agua, puede ser sujeta a un balance de masas y a un balance de energía como se observa en la figura N°3

Figura N°3: Inputs y outputs de un generador de vapor



Fuente: Ingeniería térmica (Llorens y miranda, 1999)

Es así que para un balance de masa, se tiene:

$$m_a + m_c = m_g \quad (4)$$

$$m_v = m_w \quad (5)$$

donde  $m_a$  es la masa del aire de combustión,  $m_c$  es la masa del combustible,  $m_g$  es la masa del gas de combustión. Por otro lado  $m_v$  es la masa del vapor producido y  $m_w$  es la masa del

agua de alimentación. En el caso que se incurra en purgas, a la masa del vapor se le suma la masa del agua purgada ( $m_p$ ).

Por otra parte de un balance de energía se obtiene que la sumatoria de la energía entregada por el combustible, el aire inducido y el agua de alimentación debe ser igual a la energía contenida en los gases de combustión, el vapor y las pérdidas, así se tiene:

$$m_c * PCI + m_a * h_a + m_w * h_w = m_g * h_g + m_v * h_v + P \quad (6)$$

donde PCI es el poder calorífico inferior del combustible,  $h_a$  es la entalpía del aire a la entrada,  $h_w$  es la entalpía del agua de alimentación,  $h_g$  es la entalpía del gas de combustión,  $h_v$  es la entalpía del vapor producido y finalmente P es la suma de todas las pérdidas en que incurre la caldera.

#### **2.1.2.4 Combustibles**

El combustible al ser el mayor gasto en el que se incurra en la operación de una caldera, se vuelve un parámetro fundamental a la hora de analizar el desempeño de ésta o cuando inicialmente se deben considerar ciertas variables para elegir qué tipo de caldera se desea adquirir al inicio de un proyecto industrial. En la actualidad la gran mayoría de calderas funciona en base a combustibles fósiles como carbón, gas natural o petróleo (International Energy Agency (IEA), 2016) pero cada vez son más las industrias que, en un esfuerzo por coincidir con las políticas mundiales de des-carbonización, entre otras razones, están recurriendo a la biomasa como combustible principal. Como biomasa se entiende a cualquier materia orgánica que provenga de elementos vegetales independiente si su procedencia es forestal, agrícola o urbana incluyendo desechos animales (Saidur et al. 2011). Una de las mayores ventajas de utilizar biomasa como combustible es que todo el dióxido de carbono que el elemento vegetal absorbió durante su vida es liberado a la atmósfera durante la combustión lo que significa que no se incurre en un aumento del dióxido de carbono atmosférico (Demirbas, 2003). Como el concepto de biomasa es muy amplio se tienen en consideración ciertos parámetros para así poder jerarquizar los tipos de biomasa y apuntar hacia un uso eficiente de estas.

Un primer parámetro altamente relevante a la hora de considerar cualquier combustible es su poder calorífico inferior (PCI) pero más particularmente en el caso de la biomasa su Valor Calorífico Bruto (GCV por sus cifras en inglés) que es la cantidad de calor liberado al oxidar completamente el combustible hasta que el agua contenida condense totalmente. Para el cálculo del  $GCV_{df}$  se tiene la siguiente ecuación (US Institute of Gas Technology (IGT), 1978):

$$GCV_{df} = 0,341C + 1,322H - 0,12(O + N) + 0,0686S - 0,0153Ceniza \quad (7)$$

Donde C: % de carbono, H: % de hidrogeno, O: % de oxígeno, N: % de nitrógeno, Ceniza: % de ceniza, todos los valores anteriores son porcentajes en relación al combustible en base seca,  $GCV_{df}$ : Valor calorífico bruto en MJ/kg. En el contexto de la combustión en el hogar de una caldera, el  $GCV_{df}$  es la cantidad máxima teórica de energía que un combustible puede transferir a un fluido. (Departamento de estrategia comercial, energética e industrial Reino Unido, 2014)

Otro parámetro muy importante de la biomasa como combustible es su porcentaje de humedad. El porcentaje de humedad es la masa de agua en relación a la masa total del combustible, entre menor sea el porcentaje de humedad mayor será la energía disponible a utilizar, por lo que es de suma importancia mantener siempre en el mínimo posible este valor. La relación entre el porcentaje de humedad y el valor calorífico bruto está dada por:

$$GCV_{wf} = GCV_{df} * (1 - \%M) \quad (8)$$

donde  $GCV_{wf}$  es el valor calorífico bruto en base húmeda,  $GCV_{df}$  es el valor calorífico bruto en base seca y %M es el porcentaje de humedad. Mantener el porcentaje de humedad en el menor valor posible es un factor importante por ende la tarea de secado de la biomasa puede resultar una ayuda bastante valiosa. El proceso de secado, en general es un proceso bastante complejo que conlleva distintos análisis tanto a la materia prima como al agente secante (vapor, aire seco, etc) pero algunas de las variables más relevantes de este proceso se pueden obtener a través de sencillos cálculos. En primer lugar la cantidad de chip seco se calcula a partir de chips con un contenido de humedad elevado. Para el cálculo de uno u otro

valor o de incluso la masa de agua a ser extraída del combustible se puede utilizar la siguiente igualdad (Selivanovs et al. 2012)

$$W = M_2 \left( \frac{W_1 - W_2}{100 - W_1} \right) = M_1 \left( \frac{W_1 - W_2}{100 - W_2} \right) \quad (9)$$

en que  $W$  es la cantidad de agua a ser extraída (kg),  $M_1$  es el combustible húmedo (kg/h),  $M_2$  es el combustible seco (kg/h),  $W_1$  es el porcentaje de humedad al inicio del secado y  $W_2$  es el porcentaje de humedad al final del secado.

### 2.1.2.5 Eficiencia

El parámetro más importante a la hora de evaluar el funcionamiento general de cualquier caldera es la eficiencia o rendimiento de ésta. La eficiencia puede ser descrita como la cantidad real de energía absorbida por un fluido en relación a la cantidad de energía que puede entregar un combustible, es así que el ratio de transferencia de energía entre el combustible y un fluido establece la eficiencia de la caldera. El rendimiento se vuelve un parámetro fundamental al analizar cualquier caldera, lo anterior debido al ser máquinas de un intenso consumo de combustible, ya que entre mayor sea la eficiencia mayor será el ratio de transferencia de energía entre el combustible y el fluido y menos combustible será necesario lo que se traduce en una disminución del costo por concepto de consumo de petróleo, gas natural, biomasa o el combustible que utilice el sistema en cuestión.

#### 2.1.2.5.1 Eficiencia instantánea, nominal y estacional

El ratio de transferencia de energía entre el combustible y el fluido puede tomarse en consideración de una serie de factores. En primer lugar, la cantidad de calor utilizada en transformar el agua en vapor (en una unidad de tiempo definida) o potencia calorífica útil  $\dot{Q}_u$  está definida por (Llorens y miranda, 2009):

$$\dot{Q}_u = \dot{m}_v (h_v - h_w) \quad (10)$$

donde  $\dot{m}_v$  es el caudal másico de vapor,  $h_v$  es la entalpía del vapor y  $h_w$  es la entalpía del agua de alimentación. Por otra parte, la cantidad de vapor producido en una industria muy rara vez se presenta como flujos uniformes de producción, lo anterior conlleva el hecho de que la alta variabilidad en la producción del vapor está estrechamente

relacionado con el nivel óptimo eficiente de una caldera, es así que los generadores de vapor tienen puntos óptimos de funcionamiento según su nivel de carga. Para las condiciones óptimas de funcionamiento se tiene la potencia nominal  $\dot{Q}_n$ , valor cuya unidad de medida se puede expresar en kW

Paralelamente al ratio de transferencia de energía necesaria para la evaporación de agua en ciertas condiciones, se tiene la energía que aporta el combustible  $\dot{Q}_c$  dada por:

$$\dot{Q}_c = \dot{m}_c * PCI \quad (11)$$

con  $\dot{Q}_c$  siendo el caudal másico del combustible y PCI el poder calorífico inferior de este. De lo anterior decanta la deducción del rendimiento instantáneo y nominal como:

$$\eta_n = \frac{\dot{Q}_n}{\dot{Q}_c} \quad (12)$$

$$\eta_i = \frac{\dot{Q}_u}{\dot{Q}_c} \quad (13)$$

con  $\eta_n$  como rendimiento nominal y  $\eta_i$  como rendimiento instantáneo (Llorens y miranda, 1999). Por otro lado se tiene el rendimiento estacional, la diferencia fundamental de este valor es que considera al tiempo dentro de su cálculo, se utiliza generalmente para calcular el consumo de combustible de una caldera en relación al tiempo de funcionamiento. Su cálculo está dado por:

$$\eta_e = \frac{\dot{Q}_u}{\dot{Q}_c * n_a} \quad (14)$$

donde  $n_a$  es el tiempo de funcionamiento del generador de vapor y  $\dot{Q}_u$  en la potencia calorífica en un cierto periodo de tiempo.

#### **2.1.2.5.2 Calculo de la eficiencia**

Como se indicó en el apartado anterior, para un cierto método de cálculo de eficiencia se necesita tener conocimiento de la cantidad de calor aportada por el combustible y la cantidad de energía por unidad de tiempo utilizada en evaporar el agua. Este método se entiende como un método directo de calcular la eficiencia, tomando en consideración así mediciones

exactas del consumo de combustible para una producción dada de vapor. De lo anterior se puede desprender otro parámetro de no menor importancia como lo es la razón de consumo. La razón de consumo indica la cantidad de combustible utilizado para la generación de una cierta cantidad de vapor, ésta se puede presentar de forma absoluta o unitaria (por tonelada de vapor producido), así la razón de consumo está dada por:

$$\text{Razón de consumo} = \frac{\text{Cantidad de combustible utilizado}}{\text{Cantidad de vapor generado}} \quad (15)$$

Por otra parte, se puede obtener el rendimiento de un generador de vapor de forma indirecta. En primer lugar el cálculo indirecto de la eficiencia toma en consideración un análisis unitario del funcionamiento en torno al consumo de combustible, así es que arroja como resultado un indicador de eficiencia en torno al consumo de 1 kg de combustible (Kumar, Navindgi & Srinivas, 2016). Lo anterior indica una de las grandes diferencias entre los métodos antes señalados, por un lado el método directo considera el total de producción de vapor en conjunto con la cantidad de combustible necesario para producirlo y por otro lado el método indirecto solo toma en consideración los elementos necesarios para un buen funcionamiento teniendo como base 1 kg de combustible.

Para la forma de cálculo antes mencionada, en primer lugar se considera al sistema caldera como un sistema sujeto a pérdidas de distinto tipos, estas pérdidas están consideradas como pérdidas químicas, térmicas y por restos no combustionados (International Energy Agency (IEA), 2006). Cada una de las pérdidas anteriores se calculan en base a la energía que puede entregar el combustible y resultan en valores adimensionales que representan un porcentaje de pérdida de calor por cada tipo de pérdida particular, así éstas se detallan como sigue y como está reflejado en la investigación de Kumar, Navindgi y Srinivas (2016)

#### Pérdidas debido a los gases de combustión ( $L_1$ )

La combustión que ocurre en el hogar de la caldera, necesita de ciertas condiciones para alcanzar un nivel óptimo, una de las más importantes es el exceso de oxígeno. Esto considera ingresar una cantidad de oxígeno superior a la cantidad estequiométrica, si bien es beneficioso introducir un exceso de aire al hogar ya que evita la combustión incompleta y la producción de elementos no combustionados también trae ciertas desventajas como la

reducción de temperatura de la combustión lo que resulta en pérdidas de calor a través de los gases de combustión y finalmente una disminución en la eficiencia. Este cálculo está dado por

$$L_1 = \frac{m * C_{p.gc} * (T_f - T_a)}{GCV_f} \quad (16)$$

donde  $m$  es la masa del gas de combustión producido por kg de combustible consumido,  $C_{p.gc}$  es el calor específico en kCal/kg del gas de combustión,  $T_f$  es la temperatura (°C) del gas de combustión,  $T_a$  es la temperatura (°C) del aire que hace ingreso al hogar de la caldera,  $GCV_f$  es el valor calorífico bruto del combustible.

#### Pérdidas debido a la evaporación del agua formada por el $H_2$ en el combustible ( $L_2$ )

La gran mayoría de los combustibles está conformado, en algún grado, por hidrogeno. Lo anterior es no menor en combustible como la biomasa. Es así que el hidrogeno al combustionar produce agua la que al evaporarse utiliza parte de la energía interna del combustible. Por lo anterior se considera que se incurre en una pérdida ya que esta energía no termina en el agua al interior de los intercambiadores. El cálculo de esta pérdida viene dado por:

$$L_2 = \frac{9 * H_2 * (584 + C_{p.v} * (T_f - T_a))}{GCV_{wf}} \quad (17)$$

donde  $H_2$  es la masa de hidrogeno presente en 1 kg de combustible, 584 es el calor latente correspondiente a la presión parcial del vapor de agua en kCal,  $C_{p.v}$  es el calor especifico del vapor expresado en kCal/kg°C,  $T_f$  es la temperatura (°C) del gas de combustión,  $T_a$  es la temperatura (°C) del aire que hace ingreso al hogar de la caldera,  $GCV_f$  es el valor calorífico bruto del combustible.

#### Pérdidas debido a la evaporación del contenido de humedad en el combustible ( $L_3$ )

Semejante al proceso explicado en la pérdida por el contenido de hidrogeno del combustible, el porcentaje de humedad del combustible es uno de los factores fundamentales que afecta el poder calorífico de éste. La pérdida se produce por la evaporación del agua contenida, su cálculo viene dado por:

$$L_3 = \frac{M * (584 + C_{p.v} * (T_f - T_a))}{GCV_f} \quad (18)$$

donde M es la masa de agua en 1 kg de combustible, 584 es el calor latente correspondiente a la presión parcial del vapor de agua en kCal,  $C_{p.v}$  es el calor específico del vapor expresado en kCal/kg°C,  $T_f$  es la temperatura (°C) del gas de combustión,  $T_a$  es la temperatura (°C) del aire que hace ingreso al hogar de la caldera,  $GCV_f$  es el valor calorífico bruto del combustible.

#### Pérdidas debido a la humedad del aire ( $L_4$ )

El agua contenida en el aire es calentada y al pasar por la caldera se considera una pérdida ya que consume energía en su evaporación. Para el cálculo de esta pérdida se tiene:

$$L_4 = \frac{AAS * \text{factor de humedad} * C_{p.v} * (T_f - T_a)}{GCV_v} \quad (19)$$

donde AAS es la masa de aire suministrado por 1 kg de combustible, el factor de humedad es la masa de agua (kg) por 1 kg de aire,  $C_{p.v}$  es el calor específico del vapor expresado en kCal/kg°C,  $T_f$  es la temperatura (°C) del gas de combustión,  $T_a$  es la temperatura (°C) del aire que hace ingreso al hogar de la caldera,  $GCV_f$  es el valor calorífico bruto del combustible.

#### Pérdidas debido a la combustión incompleta ( $L_5$ )

Al no combustionar la totalidad del material debido a diferentes factores como falta de aire, poco movimiento de la base de combustible en el caso de combustible sólidos, entre otros, es que a través del gas de salida se pierde parte del chip no combustionado y este se considera una pérdida, su cálculo esta expresado por:

$$L_5 = \frac{\%CO * C}{\%CO + \%CO_2} * \frac{5744}{GCV_f} \quad (20)$$

donde %CO, %CO<sub>2</sub> son los volúmenes de monóxido y dióxido de carbono, respectivamente, en el gas de combustión, *C* es el contenido de carbono, en kg, respecto de 1 kg de combustible y 5744 kCal es el calor perdido debido a la combustión parcial del carbono. En el caso que la medición de monóxido de carbono sea en partes por millón (ppm), el cálculo de la pérdida por combustión incompleta está dado por:

$$M_{CO} = CO(ppm) * 10^{-6} * M_f * 28L_5 = M_{CO} * 5744 \quad (21)$$

donde *M<sub>f</sub>* es el consumo de combustible en kg/h, *M<sub>CO</sub>* es la formación de CO.

#### Pérdidas debido a radiación y/o convección (*L<sub>6</sub>*)

Perdidas de calor tanto por radiación y/o convección son comunes a todas las calderas en mayor o menor grado, normalmente las pérdidas superficiales y otras pérdidas similares son basadas en el tipo y tamaño de la caldera en cuestión, así las pérdidas están tipificadas de la siguiente manera:

- Calderas industriales pirotubulares: pérdidas entre 1,5%-2,5%
- Calderas industriales acuotubulares: pérdidas entre 2%-3%
- Calderas para generación de electricidad: pérdidas entre 0,4%-1%

Sin embargo en el caso que se tenga conocimiento del área superficial de la caldera y su temperatura, las pérdidas por radiación y/o convección se pueden calcular con la siguiente fórmula:

$$L_6 = 0,548 * \left( \left( \frac{T_s}{55,55} \right)^4 - \left( \frac{T_a}{55,55} \right)^4 \right) + 1,957 * (T_s - T_a)^{1,25} \sqrt{\frac{196,85 * V_m + 68,9}{68,9}} \quad (22)$$

donde *V<sub>m</sub>* es la velocidad de la corriente de aire alrededor de la caldera en m/s, *T<sub>s</sub>* es la temperatura superficial y *T<sub>a</sub>* la temperatura ambiente, ambas en °K.

### Pérdidas debido a ceniza volátil y de fondo ( $L_7$ y $L_8$ )

Cuando la combustión al interior de la caldera es incompleta, pequeñas cantidades de carbono serán expulsadas con la cenizas, tanto volátil como de fondo. Para cuantificar las pérdidas potenciales de energía que ocurren al eliminar material no combustionado, se debe realizar un análisis a la ceniza para calcular su contenido de carbono y calcular la cantidad de ceniza producida por cada kilogramo de combustible. Así para analizar las pérdidas por cenizas se deben calcular las pérdidas por ceniza volátil ( $L_7$ ) y las pérdidas por ceniza de fondo ( $L_8$ ) por separado, para lo anterior se tiene:

$$L_7 = \frac{\left( \frac{\text{Total de ceniza recolectada}}{\text{kg de combustible consumido}} \right) * GCV_{cv}}{GCV_f} \quad (23)$$

$$L_8 = \frac{\left( \frac{\text{Total de ceniza recolectada}}{\text{kg de combustible consumido}} \right) * GCV_{cf}}{GCV_f} \quad (24)$$

donde  $GCV_{cv}$  es el valor calorífico bruto de la ceniza volátil,  $GCV_{cf}$  es el valor calorífico bruto de la ceniza de fondo y  $GCV_f$  es el valor calorífico bruto del combustible.

Finalmente con todas las pérdidas cuantificadas, el cálculo de la eficiencia viene a ser dado por:

$$\eta_i = 100 * \left( 1 - \sum_{i=1}^8 L_i \right) \quad (25)$$

Lo expuesto a través de todo el marco teórico se presenta como un insumo fundamental a la hora de comprender el funcionamiento de una caldera y más importante aún, poder caracterizar su funcionamiento y particularizar sus pérdidas. Lo anterior con la finalidad de realizar mejoras al proceso de generación de vapor de la empresa.

## 2.2 Metodología

La metodología utilizada para la realización del presente proyecto es una compilación de distintas herramientas de análisis relacionadas al funcionamiento de calderas, propiedades de los gases de combustión, etc.

Posterior a la recopilación y centralización de datos relacionados al funcionamiento de la caldera, como presión o temperatura, se utilizaron pruebas de hipótesis con el estadístico t de Student como base y un nivel de confianza del 95%, aplicadas a través del software estadístico SPSS. Con esta herramienta se pudo comparar el comportamiento de la caldera entre las estaciones de invierno y verano del periodo bajo análisis. Debido a lo anterior es que se dio respuesta al objetivo número uno. Cabe mencionar que como parte de la caracterización de desempeño de la planta de calderas se incluye la eficiencia calculada directamente utilizando la cantidad de calor que entrega el combustible al agua.

Posterior al inicial cálculo de eficiencia, se procedió a re-calcular el rendimiento a través de cuantificar cada una de las pérdidas de calor que sufre la caldera en estudio y restarlas a un ideal 100% de rendimiento, para a través de ello dar con un valor de rendimiento que debiese ser siempre cercano al valor de la eficiencia calculado directamente sobre la base del calor aportado por el combustible al agua.

Para efectos de cuantificar las pérdidas de calor, se utilizó de base una investigación realizada por Kumar, Navindgi & Srinivas (2016) relacionada a la evaluación de funcionamiento de calderas de lecho fluidizado de circulación atmosférica (CFBC), identificando así 8 tipos de escapes de calor que ocurren en esta clase de calderas. Las pérdidas de calor más relevantes en la mayoría de las calderas ocurren por escapes de calor producidos por el ingreso de una cantidad muy alta de exceso de aire que genera que la energía escape por los gases de combustión ( $L_1$ ), otra pérdida significativa de energía es debido al contenido de hidrógeno del combustible ( $L_2$ ) y por el contenido de humedad presente en el combustible ( $L_3$ ). En la mayoría de los casos las 5 pérdidas restantes son de menor importancia que las ya mencionadas. Para la totalidad de ecuaciones de pérdida se considera una gran cantidad de términos que deben ser calculados previamente y otros que deben ser medidos con cierta periodicidad como lo son el contenido de humedad del combustible o la temperatura del aire de entrada, entre otros.

Es en el marco anterior que la complejidad de calcular experimentalmente el calor específico de los gases de combustión llevo a utilizar un modelo de aproximación, para ello se utilizó como guía un modelo propuesto por Coskun, Oktay & Ilten (2009) de forma que para la determinación del calor específico se utilizaron datos relacionados a la temperatura de los gases de combustión y las propiedades químicas del combustible utilizado, entre otros datos, lo que permitió cuantificar la pérdida  $L_1$ .

Por otra parte, para evaluar el sistema de purgas superficiales y de fondo y si la energía de éstas podría ser reutilizada, es que se recurrió a balances de energía entre el agua purgada y la cantidad de aire ingresa al hogar de la caldera. Para la determinación de parámetros relacionados a los gases de combustión es que se utilizó como insumo un estudio de gases realizado en la planta de caldera durante junio del año 2015.

Con las herramientas mencionadas sobre cálculo de pérdidas, cálculo de calor específico de gases de combustión y balances de energía, entre otras como análisis estadístico, es que se pudo dar con el objetivo número dos.

Con las herramientas mencionadas se puro establecer un plan de mejora solo en términos técnicos, finalmente para realizar una propuesta completa se calculó el impacto económico. Para ello se calcularon los ahorros diarios durante el periodo en estudio y de estos se estimó un ahorro anual, esto sumado a la valorización de la maquinaria necesaria para llevar el proyecto a cabo, permitieron realizar un flujo de caja con los respectivos elementos necesarios. Con los flujos de caja neto (FCN) se procedió a utilizar las herramientas de Valor Actual Neto y Payback para evaluar si la inversión en la maquinaria necesaria daba como resultado saldos positivos en un horizonte de evaluación de 5 años.

## Capítulo III Caracterización de las condiciones actuales de operación

### 3.1 Descripción del proceso

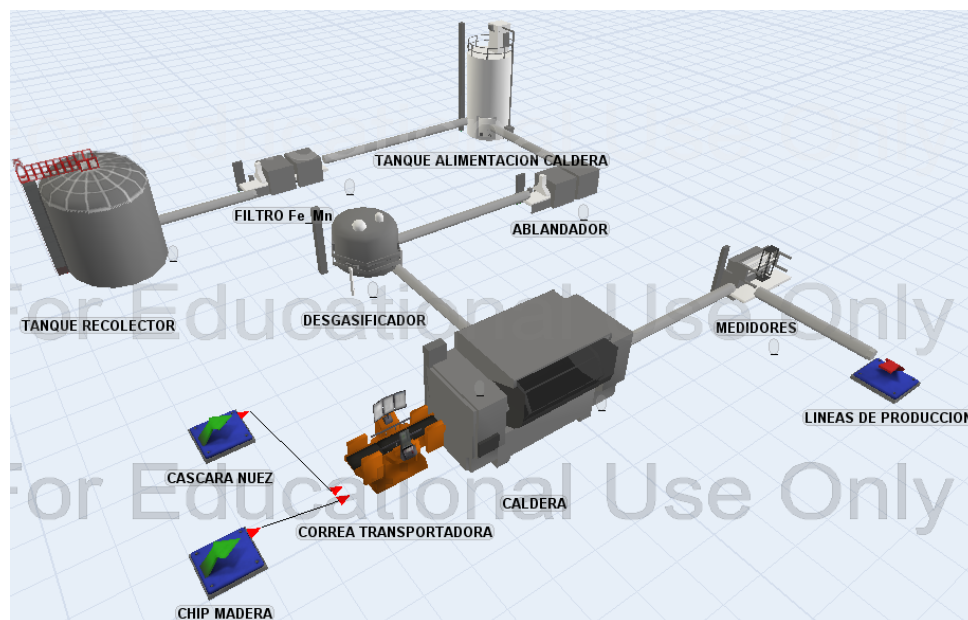
Como se mencionó en la delimitación, lo central en el análisis del presente trabajo es la caldera a biomasa y sus sistemas anexos. Algunas especificaciones técnicas relevantes para retratar el funcionamiento de la caldera son:

Producción de Vapor a 100° C	13.804 kg/h
Superficie de Calefacción	476 m <sup>2</sup>
Presión máxima de Trabajo	7 kg/cm <sup>2</sup>
Presión de diseño	7,7 kg/cm <sup>2</sup>
Presión de Prueba Hidráulica	10,5 kg/cm <sup>2</sup>
Combustible	Chips
Consumo máximo de combustible	3.892 kg/h
Eficiencia	80%

El proceso de generación de vapor cuenta con dos aristas fundamentales para mantener sus operaciones de forma normal. La arista de mayor relevancia es la económica que esta relacionada al combustible. La producción de vapor comienza con la recepción de la madera, en troncos, para ser apilada en los terrenos de la empresa y diariamente una parte es chipeada y utilizada como combustible, no obstante de lo anterior y con el fin de mantener estrechas relaciones con los proveedores, la empresa compra diariamente varias toneladas de chips. En ciertas épocas del año y debido al alto contenido de humedad del combustible la empresa también utiliza cáscara de nuez molida ya que contiene un poder calorífico muy superior al del chip y mejora, en cierta medida, la calidad de la combustión con el contrapeso de aumentar significativamente los costos de combustible, su adición al chip se realiza de forma manual y a criterio del operario. Posteriormente el chip es apilado al interior de una bodega para luego alimentar a la caldera a una cierta velocidad mediante un tornillo sin fin, según los requerimientos de vapor y el estado de la madera.

Paralelamente el agua de alimentación es bombeada desde los tanques de almacenamiento y tratada con diferentes filtros para disminuir el nivel de TDS, posterior a esto es mezclada con el condensado proveniente de la red de distribución de vapor he ingresada a la caldera. Producto de la combustión los gases son liberados a la atmosfera a través de una chimenea y el vapor producido es transportado a través de una red de tuberías hasta los lugares de uso final perdiendo alrededor de 1 bar de presión desde la salida de la planta de calderas hasta las líneas de producción. En la figura N°4 se muestra el diagrama del proceso de generación de vapor, incluyendo el sistema de alimentación de agua y combustible.

Figura N°4: Diagrama general del proceso de generación de vapor.



Fuente: Elaboración propia

### 3.2 Levantamiento de información

Para poder determinar las condiciones actuales de operación de la planta de calderas, se realizó un levantamiento de información desde diversas fuentes y en distintos tiempos, así la información recopilada comprende datos desde el primer trimestre del 2015 hasta el segundo trimestre del 2016.

Considerando al sistema caldera como un sistema cerrado se puede analizar en base a sus inputs y outputs. Entre los elementos de entrada se encuentran los combustibles, chips y cáscara de nuez, el agua de alimentación y el aire inducido y forzado. Como elementos de

salida se puede considerar producción de vapor, cantidad purgada y gases de combustión. Del informe diario de la planta de caldera se pudieron obtener los siguientes parámetros:

- Fecha
- Consumo chip (m<sup>3</sup>)
- Consumo cáscara de nuez (kg)
- Producción de vapor (ton)
- Costo de vapor por tonelada

Para la recopilación de los parámetros no obtenidos del informe diario, es que se recurrió a traspasar a formato Excel las planillas diarias de la planta. Estos documentos llevan registro de una serie de variables siendo consideradas solamente las relacionadas al vapor y agua de alimentación, las cuales son:

- Consumo inicial de agua (m<sup>3</sup>)
- Consumo final de agua (m<sup>3</sup>)
- Medición inicial de vapor (ton)
- Medición final de vapor (ton)
- Temperatura del vapor (°C)
- Presión del vapor (psi)

La empresa realiza mediciones de agua y vapor con el objetivo de poder calcular pérdidas de vapor y purgas con el fin de no solapar mediciones. Un factor relevante a la hora de consolidar la base de datos para su posterior análisis fue el hecho de que tanto las planillas físicas como digitales que se utilizaron como insumo contenían una cantidad no menor de errores, inconsistencias y datos faltantes. Las planillas diarias contienen datos de presión y temperatura en mediciones realizadas cada 30 minutos por lo que fue necesario utilizar un promedio simple para calcular los valores diarios de las variables ya mencionadas.

### **3.3 Análisis de vapor y agua de alimentación**

Debido a la complejidad de digitalizar una gran cantidad de documentos relacionados a datos de vapor y agua de alimentación, se decidió crear una base de datos con información referente a los meses del año donde la temperatura, humedad relativa y presión barométrica

son altamente dispares, lo anterior debido a que la estación del año incide, en cierto grado, en la eficiencia de la caldera (Cleaver Brooks, 2010). Para lo anterior se decidió tomar como base verano e invierno con 2 meses por estación, para la elección de los meses se consideró la temperatura media como el factor decisivo, así resultó

- Verano: Enero y Febrero
- Invierno: Junio y Julio

La determinación de estos meses se hizo en base al comportamiento histórico del clima en Puerto Montt.

Figura N°5: Registro histórico del clima en Puerto Montt

Mes	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Anual
Temp. máx. abs. (°C)	33.0	34.1	31.1	24.6	22.6	20.5	19.5	23.5	25.9	27.5	30.8	32.3	34.1
Temp. máx. media (°C)	19.2	18.9	17.4	14.8	12.4	10.2	9.9	10.8	12.4	14.2	16.0	18.0	14.5
Temp. media (°C)	14.3	13.9	12.5	10.5	9.0	6.9	6.5	7.0	8.2	9.7	11.5	13.3	10.3
Temp. mín. media (°C)	9.4	9.0	8.0	6.6	5.4	3.9	3.5	3.7	4.4	5.6	7.1	8.6	6.3
Temp. mín. abs. (°C)	0.1	0.4	-0.6	-1.3	-13.1	-12.1	-9.1	-8.1	-2.7	-5.4	-1.8	0.9	-13.1
Precipitación total (mm)	89.8	82.3	94.6	146.9	222.1	235.9	218.3	188.9	141.9	128.4	109.9	105.8	1764.8
Días de precipitaciones (≥ 1 mm)	14	12	15	19	22	22	22	22	20	19	17	15	219
Días de nevadas (≥ 1 mm)	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	2
Horas de sol	226.3	211.9	167.4	123.0	80.6	60.0	74.4	102.3	129.0	155.0	171.0	213.9	1714.8

Fuente: Dirección Meteorológica de Chile

Las variables de análisis para los meses seleccionados fueron:

- Consumo agua diario (m<sup>3</sup>)
- Producción diaria de vapor (ton)
- Purga diaria (m<sup>3</sup>)
- Temperatura de vapor por día (°C)
- Presión de vapor por día (psi)
- Grupo (1: Invierno; 2: Verano)

De esta forma, solo se necesitaron digitalizar las estaciones de verano e invierno correspondientes al año 2015, con la finalidad de que el comportamiento de por lo menos una de las estaciones sirviese para retratar el comportamiento anual del vapor. En primer lugar se contó con la estadística descriptiva como sigue:

Tabla N°1: Estadística descriptiva Enero-Febrero 2015

	N	Mínimo	Máximo	Media	Desv. típ.	Asimetría		Curtosis	
	Estadístico	Estadístico	Estadístico	Estadístico	Estadístico	Estadístico	Error típico	Estadístico	Error típico
TEMP_DIARIA	58	146,000	155,411	151,16525	1,999376	-,259	,314	,607	,618
PRESION_DIARIA	58	68,750	88,724	78,63152	4,332164	,200	,314	,501	,618
PURGA	37	,781	63,799	9,95611	10,850484	3,577	,388	16,900	,759
CONSUMO_AGUA	58	79,000	267,000	187,68966	33,667730	-1,194	,314	1,873	,618
CONSUMO_VAPOR	58	73,307	223,689	183,93557	33,706257	-1,781	,314	2,840	,618
N válido (según lista)	37								

Fuente: Elaboración propia

Tabla N°2: Estadística descriptiva Junio-Julio 2015

	N	Mínimo	Máximo	Media	Desv. típ.	Asimetría		Curtosis	
	Estadístico	Estadístico	Estadístico	Estadístico	Estadístico	Estadístico	Error típico	Estadístico	Error típico
TEMP_DIARIA	61	147,725	156,941	152,45883	1,939701	-,532	,306	-,132	,604
PRESION_DIARIA	61	64,853	87,450	81,13182	4,798200	-1,064	,306	1,133	,604
PURGA	37	3,026	27,407	11,48327	5,126436	,689	,388	1,386	,759
CONSUMO_AGUA	37	57,000	234,000	195,97297	38,639708	-2,034	,388	4,571	,759
CONSUMO_VAPOR	61	53,436	225,852	181,06507	38,192633	-1,621	,306	2,301	,604
N válido (según lista)	37								

Fuente: Elaboración propia

Del análisis descriptivo, se observa que todas las variables son mayores en la estación de invierno, esto se puede deber a que en esta estación como la madera se encuentra con un contenido de humedad sobre lo normal se utiliza una gran cantidad de cascara de nuez por lo que la temperatura al interior del hogar aumenta considerablemente, lo que se traduce en un mayor consumo de agua y mayor generación de vapor con sus consiguientes valores elevados de presión, temperatura y nivel de purgas. La asimetría mayoritariamente negativa en todas las variables indica que la mayoría de los datos se encuentra sobre la media, especialmente en la estación de invierno lo que refuerza el hecho de que en esta estación la planta trabaja a mayor temperatura y presión de vapor para compensar las pérdidas de calor que ocurren en el trayecto entre la planta de calderas y las líneas de producción. A pesar de la información que entrega el análisis descriptivo, esta no es suficiente para explicar el comportamiento conjunto de las estaciones, para establecer si se comportan de manera similar o no, es por esto que se realizó una prueba de hipótesis de igualdad de medias con un 95% de confianza

$$H_0: \mu_{1i} = \mu_{2i}$$

$$H_0: \mu_{1i} \neq \mu_{2i}$$

donde  $i$  representa cada una de las variables y los números 1 y 2 invierno y verano, respectivamente.

Tabla N°3: Prueba de hipótesis para igualdad de medias entre invierno y verano 2015

		Prueba de Levene para la igualdad de varianzas		Prueba T para la igualdad de medias				
		F	Sig.	t	gl	Sig. (bilateral)	Diferencia de medias	Error típ. de la diferencia
TEMP_DIARIA	Se han asumido varianzas iguales	,237	,627	3,582	117	,000	1,293581	,361111
	No se han asumido varianzas iguales			3,579	116,235	,001	1,293581	,361389
PRESION_DIARIA	Se han asumido varianzas iguales	1,498	,223	2,979	117	,004	2,500302	,839429
	No se han asumido varianzas iguales			2,986	116,694	,003	2,500302	,837258
PURGA	Se han asumido varianzas iguales	2,344	,130	,774	72	,441	1,527159	1,972879
	No se han asumido varianzas iguales			,774	51,309	,442	1,527159	1,972879
CONSUMO_AGUA	Se han asumido varianzas iguales	,277	,600	1,104	93	,273	8,283318	7,505970
	No se han asumido varianzas iguales			1,070	69,081	,288	8,283318	7,739216
CONSUMO_VAPOR	Se han asumido varianzas iguales	,868	,353	-,434	117	,665	-2,870503	6,616398
	No se han asumido varianzas iguales			-,435	116,366	,664	-2,870503	6,595519

Fuente: Elaboración propia

La prueba de hipótesis en primer lugar indica, a través de la prueba de Levene, que las varianzas no son iguales ya que todos los p-valores son mayores a 0,05 (ver tabla N°3). Por otro lado se observa que la temperatura, presión y cantidad de purga no son iguales en las dos estaciones analizadas, no así los consumos de agua y vapor que se observan estadísticamente iguales. De acuerdo al análisis anterior se establece utilizar como referencia los meses de junio y julio ya que presentan condiciones de trabajo de mayor carga, por lo cual utilizar estos valores supone un cierto margen de seguridad además del hecho que invierno presenta valores relativamente superiores a verano por ende se entiende esta estación como el límite superior en el valor que pueden tomar las variables como presión o temperatura.

### 3.4 Análisis de combustible y combustión

Los datos recopilados referentes a combustible y combustión, son las variables seleccionadas del informe diario de caldera. A partir de estos datos se calculó la eficiencia de forma directa, para ello se utilizó un poder calorífico de 7600 kCal/kg como valor fijo

para la cascara de nuez. Para el cálculo del poder calorífico inferior de los chips, se consideró el porcentaje de humedad que contienen por estación y a partir de esto se calculó su potencial energético como se indica en el punto 2.4 del marco teórico. El departamento de ingeniería y mantención no posee datos exactos del contenido de humedad por lo que en pos de la rigurosidad se relacionó el contenido de humedad de los chips con la humedad relativa del aire (ver tabla n°4). Para lo anterior se utilizó la siguiente expresión:

$$\%h_{chips} = \left( \frac{HR_{diaria} - MHR_{mes}}{d_{hr}} \right) * d_{rh} \quad (26)$$

donde  $\%h_{chips}$  es el porcentaje de humedad del chip para un determinado día,  $HR_{diaria}$  es la humedad relativa del aire para un día específico,  $MHR_{mes}$  es el menor valor de la humedad relativa para una determinada estación del año,  $d_{hr}$  es la distancia entre el menor y el mayor valor de la humedad relativa del aire por estación y  $d_{rh}$  es la distancia entre el menor y mayor valor del porcentaje de humedad de los chips por estación.

Tabla N°4: Contenido de humedad por estación

<b>Estación</b>	<b>Rango de porcentaje de humedad</b>
Verano	37-45%
Otoño	45-50%
Invierno	37-45%
Primavera	27-35%

Fuente: Departamento de ingeniería y mantención Gelymar

El comportamiento de las variables relacionadas a la eficiencia, por estación, para el periodo comprendido entre enero del 2015 y junio del 2016, se presenta a continuación en la tablas N°5 y N°6

Tabla N°5: Estadística descriptiva periodo enero-diciembre 2015, base diaria.

Estación	Parámetros	Mínimo	Máximo	Media	Desviación	Asimetría	Curtosis
Verano	Consumo chip	46,00	278,00	221,75	47,38	-1,18	1,59
	Consumo c.nuez	100,00	2000,00	1085,87	471,95	0,36	-0,24
	Producción vapor	0,00	223,69	175,42	43,72	-1,98	4,14
	Eficiencia	17,57	82,53	51,94	12,93	-0,18	0,60
Otoño	Consumo chip	56,00	280,00	215,01	53,16	-1,23	1,38
	Consumo c.nuez	133,00	3000,00	974,90	515,72	1,04	2,69
	Producción vapor	17,00	231,00	185,90	38,00	-1,80	4,08
	Eficiencia	4,99	78,02	59,79	12,55	-1,69	5,00
Invierno	Consumo chip	20,00	310,00	237,76	57,07	-1,88	3,69
	Consumo c.nuez	350,00	2500,00	941,52	524,19	1,14	0,42
	Producción vapor	10,00	225,85	161,08	46,67	-1,46	2,13
	Eficiencia	3,45	77,99	54,35	14,84	-1,84	3,59
Primavera	Consumo chip	16,00	300,00	205,56	53,64	-1,62	2,91
	Consumo c.nuez	800,00	5000,00	1568,04	994,59	2,44	6,25
	Producción vapor	15,00	202,00	161,26	38,18	-2,57	6,53
	Eficiencia	11,78	73,38	54,79	38,18	-1,77	5,16

Fuente: Elaboración propia

Tabla N°6: Estadística descriptiva periodo enero-junio 2016, base diaria.

Estación	Parámetros	Mínimo	Máximo	Media	Desviación	Asimetría	Curtosis
Verano	Consumo chip	45,00	254,00	210,22	39,04	-2,90	8,99
	Consumo c.nuez	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Producción vapor	46,26	202,00	168,42	27,16	-2,69	8,05
	Eficiencia	14,71	78,38	52,22	6,81	-1,60	17,99
Otoño	Consumo chip	19,00	293,00	193,32	53,75	-1,40	2,50
	Consumo c.nuez	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Producción vapor	18,00	268,00	165,29	32,24	-1,43	7,92
	Eficiencia	43,36	85,70	63,68	8,30	0,71	1,42

Fuente: Elaboración propia

### 3.5 Condiciones actuales de operación

Como resultado de los datos exhibidos, se puede concluir que las condiciones actuales de operación de la planta de calderas distan de lo óptimo. Para el año 2015 se aprecia que la eficiencia promedio de las cuatro estaciones es de un 55,22% estando muy por debajo de lo recomendado por fabricante de un nivel de eficiencia del 80%. También se puede apreciar que en invierno es donde más cantidad de chips se consumieron, no así cáscara de nuez. Los

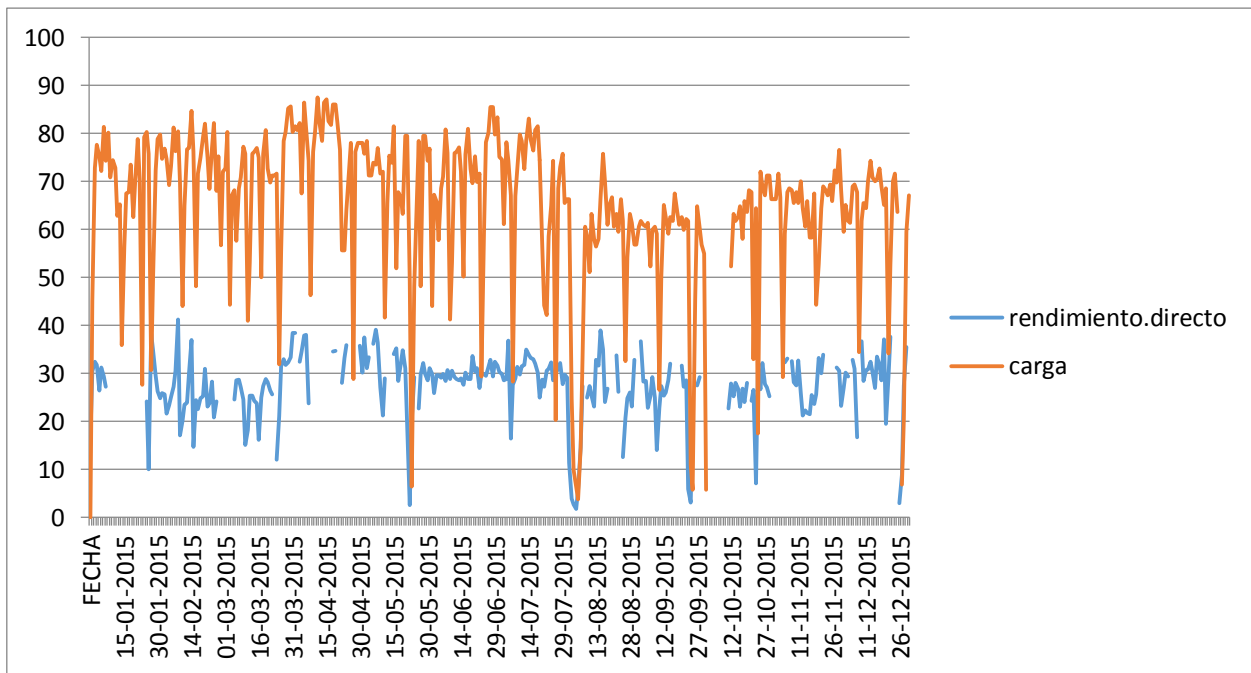
desajustes en la relación de uso chips/cáscara de nuez pueden deberse a que ésta es usada a criterio del operario y no sobre la base de cuál es la relación óptima de mezcla entre estos dos combustibles.

Para el periodo enero-junio del 2016 se puede ver una mejora en el uso de combustible respecto del 2015, para el 2016 la empresa descartó el consumo de cascara de nuez por su elevado costo y también debido a que provocaba desperfectos en la correa que alimenta de combustible al tornillo sin fin. La mejora en la eficiencia en otoño, respecto del 2015 se debe en parte a que la madera apilada se empezó a cubrir para evitar que aumentase el contenido de humedad. No obstante de lo anterior, el promedio de eficiencia para la primera mitad del año 2016 es de solo un 57,95% y al igual que para el año 2015 este valor difiere significativamente del 80% recomendado. La discreta mejora del proceso entre el 2015 y 2016 también se puede notar en que a pesar de que la cantidad de vapor producido bajó de 218,4 ton/día para el 2015 a 201,8 ton/día para el 2016 la razón de consumo disminuyó de 1,81 m<sup>3</sup> chip/ton vapor a 1,20 m<sup>3</sup> chip/ton vapor lo que se significa una disminución en el consumo de combustible.

Por otro lado el nivel de purga se observa bajo, a una media de 11,48 metros cúbicos diarios lo que significa alrededor de un 5,85% del consumo de agua lo que indica que el relativamente bajo nivel actual de eficiencia no se debe a la irregularidad en el caudal de purgas. También se observa que el vapor se produce a una temperatura media de 152,5°C y presión de 81,1 psi (5,6 bar)

Otro factor que está estrechamente ligado a la eficiencia de la caldera es su nivel de carga, esto es la cantidad de vapor producido respecto al máximo que puede producir (Sustainability Victoria, 2010). Visualizar la incidencia del nivel de carga sobre la eficiencia se puede hacer mediante un gráfico Carga vs. Rendimiento Directo, como se muestra en la figura N°3

Grafico N°6: Nivel de carga y Rendimiento directo diario entre enero 2015 y junio 2016



Fuente: Elaboración propia

## Capitulo IV Determinación de alternativas de mejora

### 4.1 Análisis de mejora al proceso

El calor, al ser un insumo costoso, debe ser utilizado de forma eficiente con el fin de evitar caer en costos innecesarios, es por esto que en orden de minimizar las pérdidas se debe comprender en primer lugar como éstas se generan. Producto de lo anterior lo ideal es que una disminución de las pérdidas se traduzca en beneficios económicos para la empresa.

Como se explicó en el punto 2.5.2 del marco teórico, los escapes de calor que sufre una caldera a biomasa, están dados por

Tabla N°7: Pérdidas de calor en una caldera a biomasa

Nombre	Ecuación
Pérdidas debido a los gases de combustión	$L_1 = \frac{m * C_{p.gc} * (T_f - T_a)}{GCV_{wf}}$
Pérdidas debido a la evaporación de agua formada por el H <sub>2</sub> en el combustible	$L_2 = \frac{9 * H_2 * (584 + C_{p.v} * (T_f - T_a))}{GCV_{wf}}$
Pérdidas debido a la evaporación del contenido de humedad en el combustible	$L_3 = \frac{M * (584 + C_{p.v} * (T_f - T_a))}{GCV_{wf}}$
Pérdidas debido a la humedad del aire	$L_4 = \frac{AAS * \text{factor de humedad} * C_{p.v} * (T_f - T_a)}{GCV_{wf}}$
Pérdidas debido a la combustión incompleta	$L_5 = \frac{\%CO * C}{\%CO + \%CO_2} * \frac{5744}{GCV_{wf}}$
Pérdidas debido a radiación y/o convección	$L_6 = 0,548 * \left( \left( \frac{T_s}{55,55} \right)^4 - \left( \frac{T_a}{55,55} \right)^4 \right) + 1,957$ $* (T_s - T_a)^{1,25} \sqrt{\frac{196,85 * V_m + 68,9}{68,9}}$
Pérdidas debido a ceniza volátil	$L_7 = \frac{\left( \frac{\text{Total de ceniza recolectada}}{\text{kg de combustible consumido}} \right) * GCV_{cv}}{GCV_f}$
Pérdidas debido a ceniza de fondo	$L_8 = \frac{\left( \frac{\text{Total de ceniza recolectada}}{\text{kg de combustible consumido}} \right) * GCV_{cf}}{GCV_f}$

Fuente: Performance Guarantee Test Assessment of CFBC Boiler, Kumar et al. 2016

Como primera consideración a la hora de calcular las pérdidas, se tuvo en cuenta que ciertas variables son importantes de medir periódicamente, fue así que todos los valores se clasificaron en valores fijos y variables, de acuerdo a la tabla N°8

Tabla N°8: Valores fijos y variables de los cálculos de pérdida

Valores Fijos	Valores variables
Masa de gas de combustión por kg de combustible (m)	Valor calorífico del combustible
Calor específico gas de combustión	Contenido de humedad del combustible
Calor específico vapor	Temperatura de los gases de combustión
Contenido de hidrogeno del combustible	Temperatura ambiente al interior de la planta
Contenido de carbono del combustible	Concentraciones de CO <sub>2</sub> y CO en el gas de combustión
Masa de aire suministrado por kg de combustible	Cantidad de ceniza recolectada
Factor de humedad	
Valor calorífico de la ceniza volátil y de fondo	

Fuente: Elaboración propia

Debido a la falta de equipos necesarios para realizar ciertas mediciones periódicamente y a la falta de un registro de parámetros como la cantidad de ceniza recolectada sumado al hecho que ciertos escapes de calor son virtualmente triviales, se consideró que las pérdidas por radiación y por ceniza volátil y de fondo sean fijas y no se calculen en base diaria. Como está señalado en el marco teórico las pérdidas por radiación ( $L_6$ ) en calderas, están en el rango de 1,5%-3%, por lo cual ésta se fijó en un 2% para el presente trabajo, lo anterior bajo un criterio de holgura en este valor ya que la caldera presenta su superficie adecuadamente aislada y no presenta mayores problemas en este punto. Por otro lado las pérdidas por ceniza volátil ( $L_7$ ) y de fondo ( $L_8$ ), se fijaron en un valor igual a la diferencia entre el valor de

eficiencia calculado por la empresa y el valor obtenido en el presente proyecto, dando como resultado que las pérdidas mencionadas son de 1,57% de las pérdidas totales de calor.

y frente a la imposibilidad de calcular el poder calorífico de los dos tipos de ceniza, se estableció que el promedio de la diferencia entre el cálculo directo e indirecto fuese atribuido a este tipo de pérdidas.

Para la determinación de ciertos valores de las ecuaciones de cálculo de pérdidas, se dispuso de un estudio de gases realizado en la planta de calderas en junio del año 2015, este estudio consideró la medición de distintos parámetros como temperatura de salida de los gases de combustión, temperatura ambiente, %CO<sub>2</sub> y contenido de CO (ppm) en los gases de salida entre otras variables. En el Anexo A se puede encontrar el detalle de las mediciones realizadas, no obstante de lo anterior la media de las mediciones realizadas se muestran en la tabla

Tabla N°9: Media de los parámetros medidos en el estudio de gases

T° final °C	T° ambiente °C	O <sub>2</sub> %	CO ppm	NO ppm	SO <sub>2</sub> ppm	CO <sub>2</sub> %	CO ppm
231,24	22,04	13,24	4843,54	15,88	263,41	8,83	19166,60

Fuente: Departamento de Ingeniería y Mantenimiento Gelymar

Para el cálculo de los valores fijos se empezó por los valores relacionados a la masa de aire suministrado a la caldera (Kumar et al, 2016) para ello se calculó en primer lugar el aire teórico requerido para la combustión, dado por:

$$\text{Aire teórico requerido} \left( \frac{\text{kg}}{\text{kg combustible}} \right) = 11,6 * C + 34,8 * \left( H_2 - \frac{O_2}{8} \right) + \frac{4,35 * S}{100} \quad (27)$$

Posteriormente se determinó el exceso de aire, en base a las mediciones de CO<sub>2</sub> y CO que resulto ser de 126,16%, así finalmente se calculó la masa de aire que se debe suministrar en consideración a un kg de combustible en base al aire seco teórico requerido (AR), el cálculo utilizado para ello está dado por:

$$\text{Masa de aire suministrado (AAS)} = \left( 1 + \frac{\text{Exceso de aire}}{100} \right) * AR \quad (28)$$

Se determinó que por cada kg de combustible se consumen 12,879 kg de aire. También a partir de la masa de aire suministrado se calculó la masa de aire seco de combustión que se genera en base a un kg de combustible (m) lo cual resulto que por cada kg de combustible se generan 13,32 kg de aire seco de combustión. Para el cálculo del calor específico del vapor, se tomó en consideración su presión y temperatura para el periodo de la estación de invierno del 2015, así para una presión de 81 psi o aproximadamente 5,6 bar el calor específico del vapor es de 2,45 kJ/kg °k o para efectos de las ecuaciones de pérdida usadas en el presente trabajo 0,585 kCal/kg °C.

Para el contenido de carbono e hidrógeno del combustible, en este caso chips de eucaliptus nitens, la literatura (Saidur et al. 2011) indica que esta especie de árbol contiene un 48,33% de carbono y un 5,89% de hidrogeno. Por otra parte para el cálculo del factor de humedad o la masa de vapor de agua contenida en el aire, la literatura indica que cuando la humedad relativa es cercana al punto de saturación, como ocurre la mayor parte del año en Puerto Montt, el factor de humedad es cercano a 0,016 (Kumar et al., 2016)

Por otro lado una de las variables fundamentales para la cuantificación de pérdidas y a la vez muy difícil de calcular experimentalmente, es el calor específico de los gases de combustión. Cosky, Oktay & Ilten (2009) plantean una aproximación simplificada para el cálculo de esta variable en función de la composición del combustible, contenido de cenizas, temperatura del gas de combustión, masa de aire estequiometrico, entre otros datos. La ecuación planteada por los autores es la siguiente

$$C_{p.flue\ gas} = \frac{C_{p.c}}{(a_C + b_N + c_H + d_S)} * \frac{m_{tot.steo}}{m_{flue.gas}} + f_A \quad (29)$$

Para un detalle mayor de la ecuación de calor específico de gases de combustión, ver Anexo B. Del cálculo planteado y tomando en consideración el estudio de gases, el calor específico del gas de combustión a 232°C resulto de 0,538 kJ/kg°K o 0,128 kCal/kg°C.

En relación a los valores variables en el tiempo, la dificultad de contar con mediciones diarias hizo que se consideraran solo valores promedio. La temperatura de salida de los gases se fijó en 232°C, el %CO<sub>2</sub> se definió en 8,83% y el %CO en un 0,48%.

En relación al contenido de humedad y valor calorífico se utilizaron los mismos valores que en el cálculo directo del rendimiento del apartado 3.3

El valor final, y no menos relevante, a considerar fue la temperatura ambiente al interior de la planta, la dificultad en este punto se presentó debido al virtualmente nulo registro de este parámetro. Para poder elaborar un registro diario, necesario para el cálculo de todos los tipos de pérdida, se estimó la temperatura interior de la planta en base al registro histórico de la temperatura ambiental de Puerto Montt, como se muestra en la tabla N°10.

A partir de las mediciones del estudio de gases, se observó que durante la primeras tres horas de registro diario la caldera se encontraba en estado transiente por lo que la temperatura fluctuaba bruscamente y debido a ello las primeras tres mediciones de cada día fueron descartadas. Así es que para el cálculo de la temperatura interna de la planta, se observó la diferencia entre las mediciones del estudio de gases con la temperatura histórica en el mismo rango horario para los mismos días

Tabla N°10: Temperatura ambiente al interior y exterior de la planta por hora

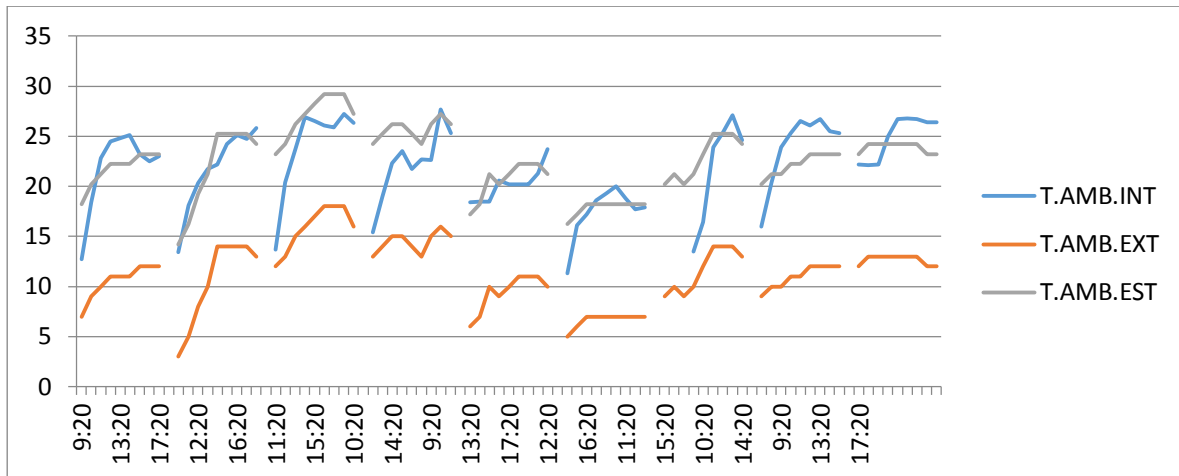
Hora	T.ambiente.int	T.ambiente.ext	Diferencia
9:20	15,39	8,44	5,23*
10:20	19,13	9,67	7,33*
11:20	21,36	10,78	8,21*
12:20	22,18	11,33	10,84
13:20	22,70	12,11	10,59
14:20	23,90	12,56	11,34
15:20	23,84	12,89	10,96
16:20	24,46	12,89	11,57
17:20	24,26	12,22	12,03

Fuente: Elaboración propia

\*La inconsistencia de la columna “Diferencia” en las primeras tres horas se debe al problema ya mencionado del estado transiente inicial de la caldera.

Debido a lo anterior se utilizó el promedio de las diferencias para estimar la temperatura al interior de la planta en base a la suma de un factor de corrección más la temperatura externa.

Figura N°7: Temperatura ambiental interna (INT), externa (EXT) y estimada (EST)



Fuente: Elaboración propia

La figura N°4 permite apreciar en primer lugar el estado transiente que atraviesa la caldera entre las 9:20 y las 12:20, mostrando una pendiente altamente positiva durante este horario. Por otro lado se aprecia que las diferencias de entre las mediciones del estudio de gases y los registros históricos de temperatura son similares en todo horario excepto el antes mencionado. Finalmente el factor de corrección del registro histórico de temperatura fue de 11,22°C, este factor fue sumado a la temperatura diaria externa del periodo enero/2015-junio/2016. Además se puede apreciar gráficamente que la temperatura estimada no es significativamente superior a las mediciones, lo cual favorece el cálculo preciso de las pérdidas. Con todos los valores fijos definidos, se calcularon las pérdidas por día y por ende el rendimiento de forma indirecta. De la diferencia entre el rendimiento directo e indirecto y como se mencionó anteriormente en este apartado, se definió en un 3,3% el nivel de pérdida por ceniza volátil y de fondo ( $L_7$  y  $L_8$ ).

Así es que se presenta un resumen de los rendimientos y las perdidas por estación (para el detalle ver Anexo C) como se muestra en las tablas N°9 y N°10

Tabla N°11: Rendimiento indirecto y pérdidas por estación para el año 2015

	Verano	Otoño	Invierno	Primavera
Rendimiento Ind.	67,08%	56,63%	51,71%	59,21%
Pérdida L1	11,35%	14,05%	15,58%	13,55%
Pérdida L2	12,25%	14,93%	16,00%	14,10%
Pérdida L3	7,16%	12,19%	14,52%	10,97%
Pérdida L4	0,09%	0,11%	0,11%	0,09%
Pérdida L5	0,04%	0,05%	0,06%	0,05%

Fuente: Elaboración propia

Tabla N°12: Rendimiento indirecto y pérdidas por estación para el año 2016

	Verano	Otoño
Rendimiento Ind.	66,87%	64,39%
Pérdida L1	11,37%	12,15%
Pérdida L2	12,33%	12,97%
Pérdida L3	7,27%	8,35%
Pérdida L4	0,09%	0,09%
Pérdida L5	0,04%	0,05%

Fuente: Elaboración propia

Los resúmenes de eficiencia muestran una clara tendencia de que la estación del año influye directamente en el rendimiento, invierno se presenta como la estación con el mayor nivel de pérdidas y por consecuencia con el nivel más bajo de eficiencia durante el año 2015. Para la primera mitad del 2016 el rendimiento mejoró sin embargo todavía se encuentra distante del 80% ideal. Para todas las estaciones las pérdidas más significativas son las relacionadas al gas de combustión ( $L_1$ ), a la evaporación de agua debido al contenido de hidrogeno ( $L_2$ ) y al contenido de humedad de la madera ( $L_3$ ). Las pérdidas por humedad ambiental y combustión incompleta se observan cercanas al 0,1% Como observación cabe señalar que el bajo valor de las pérdidas por combustión incompleta ( $L_6$ ) se puede deber a la poca cantidad de mediciones de dióxido y monóxido de carbono, ya que si las pérdidas por gases de combustión son elevadas también  $L_6$  debiese tomar un alto valor. De las pérdidas que más influyen en el rendimiento, se reconocen solo dos, las cuales pueden ser abordadas de manera concreta en la planta. Estas son las pérdidas por el gas de combustión y por el contenido de humedad de la biomasa. Como resultado de lo antes mencionado, las únicas variables sobre las cuales se puede incidir para aumentar la eficiencia son el contenido de

humedad y la temperatura del aire de entrada. En particular, a mayor temperatura del aire que ingresa al hogar de la caldera, menor es el diferencial de temperatura y por ende menoresson las pérdidas. Con el fin de ser costo-efectivo es que se analizó la posibilidad de subir la temperatura del aire de entrada a través de un intercambiador de calor alimentado por el agua purgada diariamente. Más específicamente, se calculó la cantidad en que debe aumentar la temperatura del aire para que el rendimiento aumente en un 1% y desde ahí poder decidir si la cantidad de calor contenido en el agua purgada puede elevar la temperatura del aire significativamente. Para ello se consideró como base de cálculo la ecuación de pérdida por gases de combustión ( $L_1$ ) y se asumió que en el caso que la masa de aire suministrado ( $m$ ) y el calor específico del gas de combustión ( $C_{p.flue\ gas}$ ) se mantengan constante, una diferencia en un 1% en el rendimiento se basaría en un cambio en la temperatura del aire de entrada, por lo tanto reacomodando la ecuación (16), se tiene:

$$\text{Aumento requerido de } T \text{ de aire de entrada (1\% de mejora)} = \frac{0,01 * GCV_{wf}}{m * C_{p.flue\ gas}} \quad (30)$$

De la ecuación planteada, la única variable diaria considerada fue el valor calorífico bruto ( $GCV_{wf}$ ) lo que permitió calcular la cantidad en que debe aumentar la temperatura del aire de entrada, arrojando así que en promedio cada 20°C que aumente la temperatura del aire, el rendimiento subirá en un 1%.

Por otro lado para determinar la factibilidad de aumentar la temperatura del aire de manera significativa, utilizando el calor contenido en el agua purgada, se realizó un balance de energía entre la cantidad purgada diariamente y la cantidad de aire que consume la caldera normalmente. Para el balance se dispuso de la información que se detalla en la tabla

Tabla N°13: Valores promedios de los parámetros para balance energía

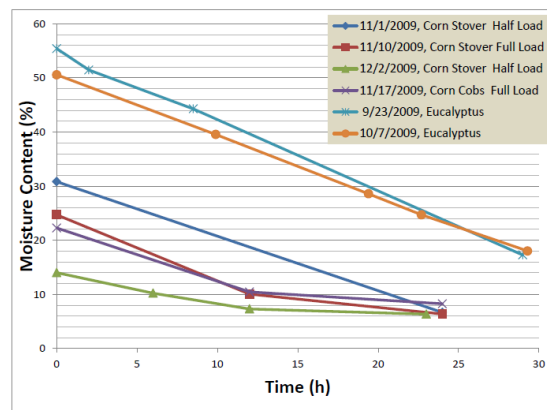
Parámetro	Valor
Cp.aire (J/kg°K)	4.186,00
Cp.vapor (J/kg°K)	1.012,00
Masa de agua (kg)	9.758,00
Masa de aire (kg)	798.134,40
T.agua.inicio (°K)	373,15
T.aire.inicio (°K)	293,35

Fuente: Elaboración propia

Así el resultado del balance (ver en Anexo D el cálculo de balance de energía) da como resultado que con los valores promedios de masa y temperatura, el agua purgada puede elevar teóricamente la temperatura del aire en  $\Delta T = 15,94^{\circ}\text{C}$ , lo que viene a representar un aumento en la eficiencia de menos de un 0,8%.

Otra forma de incidir en el rendimiento es a través del contenido de humedad de la biomasa, éste afecta en gran medida la capacidad del chip de entregar calor por lo que disminuir al máximo posible el contenido de agua puede asegurar un combustible de calidad uniforme y de un mayor poder calorífico. Para el eucaliptus nitens, Bin (2010) indica que el menor punto de humedad que se puede alcanzar es de alrededor de un 20%. Secar la biomasa de eucaliptus más allá de este punto supone un gran consumo de recursos que no se traduciría en ningún caso en un beneficio económico. Con la finalidad de poder comparar tiempos de secado, el autor establece un tiempo de secado de 29 horas para cada muestra cómo se puede apreciar en el figura N°5

Figura N°8: Tiempo de secado vs contenido de humedad



Fuente: Properties and bulk drying of biomass, Iowa State University, 2010

Por lo tanto se establece disminuir el contenido de humedad a un 21% con un margen de error de un 1% para que en el caso más favorable el valor mínimo sea de un 20%. Para ello se hizo variar el porcentaje de humedad en un rango entre el 20% y 22% según la humedad relativa del aire, de manera análoga al cálculo realizado en el punto 3.3. Así, el valor calorífico aumentó significativamente a un valor promedio de 3435,75 kCal/kg para el año 2015 y 3559,85 kCal/kg para la primera mitad del 2016. Recalculando los rendimientos con este contenido de humedad, las pérdidas disminuyen considerablemente como se muestra en la tablas N°14 y N°15

Tabla N°14: Rendimiento y pérdidas por estación para el año 2015

	Verano	Otoño	Invierno	Primavera
Rendimiento Ind.	72,62%	72,07%	71,88%	72,43%
L1	10,27%	10,54%	10,69%	10,44%
L2	10,73%	10,85%	10,88%	10,75%
L3	4,25%	4,41%	4,42%	4,23%
L4	0,06%	0,07%	0,07%	0,06%
L5	0,04%	0,04%	0,04%	0,04%

Fuente: Elaboración propia

Tabla N°15: Rendimiento y pérdidas por estación para el año 2015

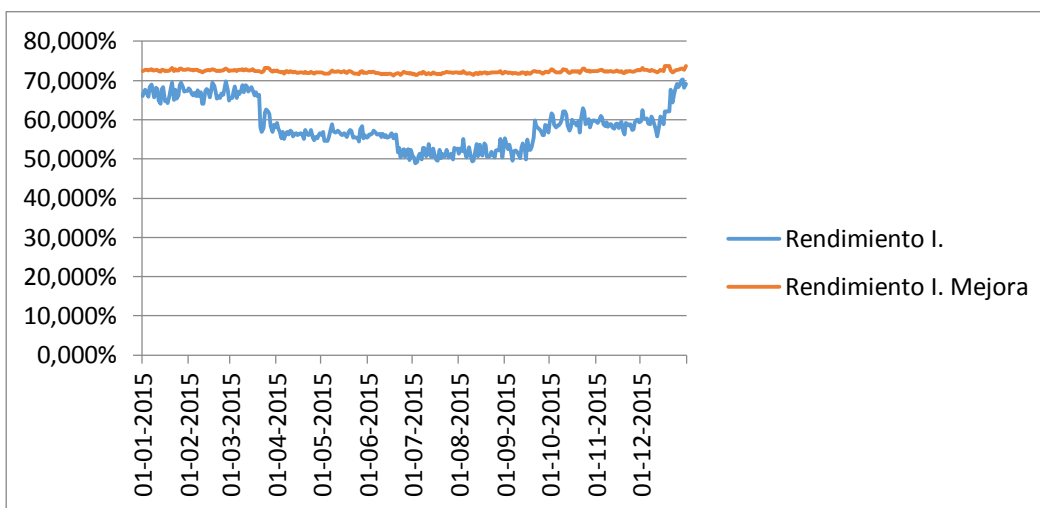
	Verano	Otoño
Rendimiento Ind.	72,96%	72,45%
L1	9,90%	10,18%
L2	10,74%	10,84%
L3	4,26%	4,39%
L4	0,08%	0,08%
L5	0,04%	0,04%

Fuente: Elaboración propia

En primer lugar, al establecer una calidad constante de biomasa el rendimiento se presenta relativamente uniforme a través de las estaciones, con una media aproximada al 72% tanto para el año 2015 como para el 2016. Las pérdidas por el gas de combustión y por el contenido de hidrógeno se mantienen como la de mayor relevancia, siendo esta última la de mayor nivel. Las estaciones de verano y otoño se comportan de manera similar en ambos años, dejando entrever que independiente de la época del año, una calidad de combustible

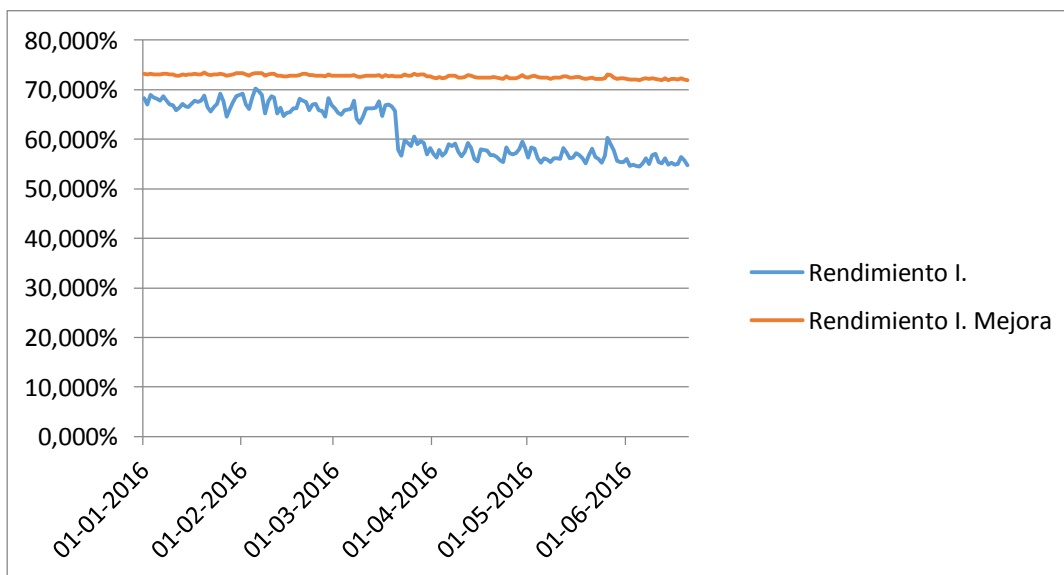
uniforme asegura un funcionamiento uniforme del generador de vapor, esto se aprecia gráficamente en las figuras N°6 y N°7

Figura N°9: Rendimiento indirecto y rendimiento mejorado para el periodo 2015



Fuente: Elaboración propia

Figura N°10: Rendimiento indirecto y rendimiento mejorado para 1er semestre 2016



Fuente: Elaboración propia

Gráficamente se aprecia que uniformando la calidad del combustible, los escapes de calor se pueden mantener constante y por ende también el rendimiento..

De la disminución del contenido de humedad es que el mayor nivel de eficiencia viene a representar una menor nivel de los distintos tipos de pérdidas, esto a su vez se traduce en que para producir la misma cantidad de vapor previa mejora, el combustible debe aportar una menor cantidad de calor al agua, logrando así un mayor rendimiento como el ya calculado. Para cuantificar el descenso en el consumo de combustible se calculó en primer lugar, y por separado, el calor contenido en el vapor producido y el calor que entrega el combustible, estas dos valores se calcularon en base diaria. Posteriormente se realizó una serie de cálculos menores en el orden que se expresa a continuación

Tabla N°16: Orden de cálculo para determinación de valores necesarios para cuantificar el ahorro en consumo y en dinero

Orden en el cálculo	Ecuación
1.-	$\eta_d = \frac{Q_v}{Q_{c.h}}$
2.-	$Q_{c.s} = \frac{Q_v}{\eta_{i.m}}$
3.-	$M_2 = \frac{Q_{c.s}}{GCV_{f.s}}$
4.-	$M_1 = M_2 * \frac{(100 - W_2)}{(100 - W_1)}$
5.-	$W = M_1 * \frac{(W_1 - W_2)}{(100 - 1)}$

Fuente: Elaboración propia

donde  $\eta_d$  es la eficiencia calculada de la generación de vapor utilizando como la cantidad de energía que aporta el combustible y la cantidad de energía contenida en el vapor,  $Q_v$  es el contenido de calor en el vapor producido,  $GCV_{f.s}$  es el valor calorífico del chip ya secado,  $Q_{c.h}$  es el contenido de calor en el chip antes de ser secado,  $\eta_{i.m}$  es el rendimiento calculado de

forma indirecta y en base a chips secados al 20% aproximadamente y  $Q_{c.s}$  es el contenido de calor necesario en base a chip secado. Los puntos 4 y 5 están explicados en el apartado “combustible” del marco teórico. De esta forma se determinó por cada día del periodo en estudio, la cantidad de combustible húmedo que se debería utilizar para alcanzar los rendimientos exhibidos, considerando que este combustible húmedo pierde una parte importante de su masa al ser secado y fue en base a estos nuevos valores de consumo de combustible que se calcularon los ahorros en términos de masa. Finalmente las medias de los parámetros utilizados para el periodo de estudio se presentan en las tablas N°17 y N°18

Tabla N°17: Media parámetros relacionados al ahorro de combustible para el 2015

Energía vapor (kCal)	94.618.928,81
C. Chip húmedo(kCal)	177.891.196,69
E. chip seco (kCal)	131.483.756,14
Masa de chip secado	38.279,66
Masa de chip humedo	54.685,23
Agua evaporada (kg)	16.405,57
Ahorro (kg)	11.104,17
Ahorro(%)	15,91%
Ahorro (M3)	39,66

Fuente Elaboración propia

Tabla N°18: Media parámetros relacionados al ahorro de combustible para primer semestre 2016

Energía vapor (kCal)	91.194.205,55
C. Chip húmedo(kCal)	161.341.695,27
E. chip seco (kCal)	128.869.551,81
Masa de chip secado	36.217,93
Masa de chip humedo	51.739,90
Agua evaporada (kg)	15.521,97
Ahorro (kg)	7.632,05
Ahorro (%)	12,18%
Ahorro (M3)	27,26

Fuente Elaboración propia

De las tablas se observa que el consumo de combustible disminuye significativamente tanto para el 2015 como para el primer semestre del 2016. Como resultado del alto volumen de

biomasa que debe ser secada también resulta un tanto elevada la masa de agua a evaporar diariamente, cercana a la magnitud de 16 toneladas para ambos periodos. Así es que, finalmente, la cantidad de combustible ahorrado está en el orden de 11 toneladas por día para el 2015 y casi 8 toneladas para el 2016.

La disparidad en las medias entre 2015 y 2016 se debe a que para el 2016 solo se sometió a análisis las estaciones de verano y otoño que son las que presentan mejores condiciones de operación debido al bajo contenido de humedad de la madera provocado por los menores índices de humedad relativa y precipitaciones.

#### **4.2 Valorización económica de los ahorros de consumo de combustible**

Los costos en los que incurre la empresa en la generación de vapor, son desglosados en:

- 1) Energía:
- 2) Operacionales:
- 3) Químicos
- 4) Valor agregado

El costo particular sobre el que incide el presente proyecto está dentro del ítem “Energía” y corresponde al costo por concepto de “Chip de eucaliptus”. En efecto para calcular el costo de generación de vapor, la empresa desglosa cada uno de los costos por tonelada. El presente trabajo incide sobre el área de Energía, específicamente en el ítem de chip de eucaliptus.

Para el cálculo del costo de chip de eucaliptus por tonelada de vapor, la empresa utiliza el siguiente cálculo:

$$\text{Costo de chip por ton. de vapor} = \text{Costo m}^3 \text{ chip} * \text{ratio de consumo} \quad (31)$$

El costo por metro cubico de chip viene dado por el promedio ponderado del precio fijado por el proveedor por un lado, en el caso del chip comprado, y por otro lado por los costos asociados a la producción de chips por parte de Gelymar, en este último punto se consideran los sueldos de los operarios, costo por uso de cargador frontal, entre otros. La incidencia sobre la razón de consumo ocurre debido a que si la biomasa contiene menos humedad, menor cantidad de ésta será utilizada para generar la cantidad de vapor necesario.

En la tabla N°19 se presenta en la primera columna las razones de consumo mensual para el escenario de chips sin seca, en la segunda columna se muestran las razones de consumo para chips con un 20% de contenido de humedad, la columna “costo m3 chip” presenta el precio por metro cubico obtenido a partir del promedio ponderado de la cantidad de chips producidos por la empresa con la cantidad de chips comprados al proveedor, finalmente la cuarta columna presentas los ahorros en los que se incurre al disminuir el contenido de humedad.

Tabla N°19: Razones de consumo y ahorros por tonelada de vapor para periodo 2015

Mes	Razón de consumo chip húmedo	Razón de consumo chip secado	Diferencia	Costo m3 chip (US\$)	Ahorro (US\$/ton)
Enero	1,249	1,140	0,109	13,71	1,49
Febrero	1,313	1,144	0,169	13,93	2,35
Marzo	1,141	1,142	0,001	13,41	-0,01
Abril	1,178	1,160	0,018	12,89	0,23
Mayo	1,374	1,163	0,210	13,11	2,76
Junio	1,267	1,167	0,099	13,87	1,38
Julio	1,311	1,167	0,144	13,11	1,89
Agosto	1,278	1,163	0,115	12,02	1,39
Septiembre	1,332	1,162	0,170	12,58	2,14
Octubre	1,322	1,146	0,176	12,18	2,14
Noviembre	1,326	1,152	0,174	11,29	1,96
Diciembre	1,278	1,131	0,147	11,99	1,77
Media	1,281	1,153	0,127	12,842	1,62

Fuente: Elaboración propia

Se puede observar que al disminuir el contenido de humedad las razones de consumo disminuyen para todos los mese excepto marzo, el aumento en el consumo de combustible en este mes al ser cercano a cero se traduce solo en un aumento de costo de 1 centavo por tonelada de vapor producido. Para el resto de los meses la disminución en las razones de consumo es de alrededor de un 10% respecto al consumo de chips húmedos, resultando en un ahorro de 1,62 dólares por tonelada de vapor producido.

Tabla N°20: Ratios de consumo y ahorros por tonelada de vapor para periodo 2016

Mes	Factor de consumo chip húmedo	Factor de consumo chip seco	Diferencia	Costo m3 chip	Ahorro (US\$/ton)
Enero	1,257	1,096	0,161	12,696	2,04
Febrero	1,218	1,098	0,120	12,800	1,53
Marzo	1,194	1,104	0,090	12,955	1,17
Abril	1,108	1,111	-0,003	13,205	-0,04
Mayo	1,014	1,116	-0,102	13,293	-1,36
Junio	1,203	1,122	0,081	13,089	1,06
Media	1,165	1,108	0,058	13,006	0,734

Fuente: Elaboración propia

Como se observa en la tabla N°20, para el 2016 la diferencia de la razón de consumo no es tan marcada como para el 2015, lo anterior se puede deber a las particularidades climáticas de las estaciones de verano y otoño, como resultado de lo anterior es que el ahorro disminuye significativamente a casi 0,74 dólares por tonelada de vapor. Lo anterior muestra, en cierta medida, una imagen incompleta del comportamiento de consumo de combustible para el año, ya que como se mencionó las buenas condiciones climáticas inciden directamente en el contenido de humedad y por ende en el consumo de biomasa y eficiencia.

Para el cálculo de ahorro diario y su efecto anual, se multiplicó el ahorro por tonelada de vapor por la producción diaria de vapor. Además, estos ahorros diarios se calcularon en moneda nacional en base al precio del dólar por mes entre enero-2015 a junio-2016, así los ahorros en dinero se observan en la tabla N°21

Tabla N°21: Media de ahorros diarios por mes año 2015

Mes	Media ahorro diario
Enero	\$ 249.057,51
Febrero	\$ 392.248,40
Marzo	\$ -
Abril	\$ 53.968,40
Mayo	\$ 100.492,96
Junio	\$ 433.326,77
Julio	\$ 240.466,68
Agosto	\$ 211.825,80
Septiembre	\$ 198.649,78
Octubre	\$ 287.926,59
Noviembre	\$ 280.711,50
Diciembre	\$ 292.973,64

Fuente: Elaboración propia

En primer lugar, los ahorros diarios no necesariamente tienen el mismo comportamiento que los ahorros por tonelada de vapor ya que la producción de vapor diaria y su eficiencia también influyen fuertemente en los ahorros por día. El mayor ahorro diario ocurre en junio, el mes más lluvioso del año en la zona y en general en el resto del año los ahorros estarían en el rango entre \$210.000 y \$290.000. Que los ahorros en invierno sean significativos se debe al hecho que durante esta estación se utilizó en gran medida cáscara de nuez, lo que significó un aumento en el poder calorífico del combustible (chip húmedo y cáscara de nuez)

Tabla N°22: Media de ahorros diarios por mes para el primer semestre 2016

Mes	Media ahorro diario
Enero	\$ 249.489,5
Febrero	\$ 189.263,8
Marzo	\$ 140.308,9
Abril	-
Mayo	-
Junio	\$ 119.491,5

Fuente: Elaboración propia

De la tabla N°22 se observa que para el primer semestre del 2016, el mayor ahorro se produce en verano (enero), esto debido a que a pesar de que enero se presenta como un mes donde la humedad relativa y el nivel de precipitaciones son bajos, la dispar producción de vapor puede tener efectos sobre la eficiencia y por ende en la razón de consumo.

Finalmente para calcular una cifra anual de ahorro se tomó en consideración el periodo 2015 por ser un año completo de registro. El ahorro anual considera el hecho de que la planta está en funcionamiento alrededor de 325 días al año. Para el mencionado año la media de ahorro diario fue de \$265.744 con una desviación estándar de \$119.899 (estadística descriptiva completa en Anexo E), se establecieron 3 escenarios para el cálculo del ahorro anual basado en el ahorro diario, estos escenarios son:

- Optimista: Media + Desviación estándar = \$ 125.410.209
- Probable: Media = \$ 86.366.971
- Pesimista: Media - Desviación estándar = \$ 47.323.733
- 

Las distinciones por escenario optimista, probable y pesimista se hicieron en base a que el funcionamiento de la caldera y su consecuente razón de consumo no se pueden proyectar de manera exacta debido a la gran variabilidad en el funcionamiento (esto se puede notar en el gran margen que representa la desviación estándar en comparación con la media de ahorro) y también por el hecho de que la demanda de vapor desde las líneas de producción es altamente cambiante. Otro hecho que complica la proyección del comportamiento de la planta de calderas es la poca cantidad de registros históricos con los que cuenta la planta y que a su vez, esto represento un problema en la realización del presente proyecto.

Es por lo anterior que para otorgar una cierta variabilidad y margen de seguridad al cálculo de ahorro es que se considero escenario pesimista, uno que podría estar dado por recepción de madera con un contenido de humedad mas alla del 50% o en el caso que el proveedor aumente el costo por metro cubico de chip, entre otras motivos. Por otra parte un escenario optimista podría estar dado por un bajo contenido de humedad en la madera que fuese constante en el tiempo, disminución en el costo de operación (disminución en el costo por MW), baja tasa de falla en el funcionamiento del secador, etc. Finalmente como escenario

probable se comprende un rango de acción de características similares a las del periodo en estudio.

#### 4.2.1 Equipos necesarios, inversión y costos asociados

En primer lugar es necesario establecer los parámetros pertinentes para definir el método de secado de la biomasa. Estos parámetros vienen dados por la cantidad de combustible seco que necesitaría la caldera para generar la misma cantidad de energía que si consumiese combustible húmedo, así estos parámetros en kg/hr se muestran en la tabla N°20

Tabla N°23: Parámetros de consumo de chips en base húmeda y seca y agua evaporada

Parámetro	Mínimo	Máximo	Media	Desv. Estandar
Consumo chip seco	91	2.075	1.520	399
Consumo chip húmedo	130	2.964	2.172	570
Agua a evaporar	39	889	652	171

Fuente: Elaboración propia

Un elemento fundamental es calcular si la cantidad de gas de combustión es suficiente para extraer la media de un poco más de 15 toneladas de agua por día. Para ello en primer lugar la literatura (Francescato & Antonini, 2008) indica que para el secado de biomasa con aire caliente se requieren entre 3 a 4 MJ de energía (717-956 kCal) para extraer 1kg de agua. Por lo tanto, fijando en 4 MJ la cantidad de energía necesitada, se necesita una media de 14.959.488 kCal al día para remover el agua de la biomasa.

Por otro lado la cantidad de calor que se pierde diariamente en la caldera debido a los gases de combustión rodea el 10,4% como se indica en la tabla N°10 lo que significa un escape de 19.805.237 kCal/día, considerando que reduciendo el contenido de humedad a alrededor de un 20% significa un poder calorífico de la biomasa de 3435,75kCal/kg. Por lo tanto el calor contenido en los gases de combustión es suficiente para extraer la cantidad de agua señalada anteriormente.

Para la elección del método de secado la literatura (Li et al., 2010) muestra los parámetros más relevantes en torno a los distintos tipos de secadores, como se aprecia en la figura N°

Figura N°11: Comparación de secadores rotatorios, flash y de correa.

	DRYER TYPE		
	Rotary	Flash	Belt
Evaporation Rate (t/h)	3-23	4.8-17	0.5-40
Drying Temperature (°C)	200-800	150-280	30-200
Capacity (t/h)	3-45	4.4-16	-
Feed Moisture at Inlet (%)	45-65	45-65	45-72
Moisture Discharge (%)	10-45	10-45	15-25
Feed Moisture at Outlet (%)	-	12	25
Pressure Drop (kPa)	2.5-3.7	7.5	0.5
Optimal Particle Size (mm)	19-50	-	-
Maximum Particle Size (mm)	25-125	0.5-50	-
Thermal Requirement (GJ/t-evaporation)	3.0-4.0	2.7-2.8	1.26-2.5

Fuente: Evaluation of a biomass drying process, Li et al., 2010

De los valores exhibidos en la figura, el secador que más se acomoda a los requerimientos antes mencionados es el secador rotatorio ya que la cantidad de biomasa a secar se acerca a un máximo de 3 toneladas hora, por otra parte la temperatura del agente secante es de 232°C. Otra ventaja del secador rotatorio es que el secado es más uniforme y no solo superficial y en comparación con un secador de correa, utiliza un área más reducida.

Para efectos de cálculo y para saber si una inversión en un secador rotatorio podría dar saldos positivos es que se contó con una valorización de Gelymar de un secador rotatorio con un costo total de \$122.500.000 incluyendo costos de instalación y transporte. El secador en cuestión ya es de propiedad de la empresa y su fin inicial era secado de algas pero su posterior no uso ha abierto la posibilidad de que se le dé un fin distinto al secado de algas, motivo por lo que el departamento de ingeniería y mantención valorizo el secador para secado de chip, incluyendo en lo anterior los cambios técnicos que ello conlleva.

El secador rotatorio posee una capacidad de secado de chip húmedo de 3.573 kg/hr lo que se traduce en un ritmo de evaporación de agua de 1.471 kg/hr (detalles en Anexo F), a su vez cuenta con un motor de 12 kW que funcionando 325 días al año, 24 horas al día significa un consumo anual de 95,6 MW, por otra parte para Gelymar el costo por concepto de electricidad es de 128 US\$/MW

Para la evaluación económica del secador rotatorio se debe contar con un Estado de Resultados (EERR) en primer lugar para la posterior elaboración de un Flujo de Caja Neto, para todo lo anterior se consideraron los siguientes conceptos:

“Ingresos”: Flujos positivos de dinero que provienen por conceptos de ahorro de combustible (chips) para el presente caso.

Egresos: Como gastos en los que se deben incurrir se consideraron los costos de operación y mantención. Los costos de operación son los costos del consumo eléctrico y por otra parte los costos de mantención se consideraron como un 5% por año del costo total del secador, lo anterior fijado por el departamento de ingeniería y mantención de la empresa.

Depreciación: La depreciación referida, es la depreciación de los costos de instalación y transporte; ya que su vida útil es mayor a un año estos se consideran gastos por depreciación en 5 años. El costo de instalación y de transporte representa un 3,5% y un 1% respectivamente del costo del secador, lo que se traduce en montos de \$4.102.871 y \$1.172.249.

Ingresos No Operacionales: Se considera al valor de salvamento, o al valor al cual se puede liquidar a la maquinaria al final del periodo de análisis de 5 años , para el secador es de aproximadamente US\$25.000 o \$16.500.000 ya que este el precio de mercado de un secador usado de características similares cotizado a través de internet.

Costos No Operacionales: En el caso que los costos por concepto de instalación y transporte no alcanzasen a ser depreciados totalmente en el periodo de análisis, el remanente de estos costos sería considerado un costo no operacional.

Impuesto: La empresa al ser un contribuyente de primera categoría, es gravada con un impuesto del 25%, este porcentaje es aplicado desde el 2017.

El valor de mercado del secador actualmente se estima en \$85.000.000, lo anterior basado en precios de secadores de similares características en venta en China.

Finalmente cabe mencionar que para los proyectos de mejora, adquisición o reemplazo de maquinarias, Gelymar trabaja sobre un horizonte de análisis de 5 años con el fin de poder visualizar posibles pérdidas y/o ahorros en un mediano plazo.

Así, con los ítems anteriores, se elaboró un EERR como se muestra en la tabla N°24

Tabla N°24: Estado de Resultados uso de secador rotatorio

	Año 1		Año 2		Año 3		Año 4		Año 5	
Ahorro	\$	86.366.971	\$	86.366.971	\$	86.366.971	\$	86.366.971	\$	86.366.971
(-)Costos de Operación	\$	8.198.656	\$	8.198.656	\$	8.198.656	\$	8.198.656	\$	8.198.656
(-)Costos de Mantención	\$	6.125.000	\$	6.125.000	\$	6.125.000	\$	6.125.000	\$	6.125.000
(-)Depreciación		1.055.024		1.055.024		1.055.024		1.055.024		1.055.024
Ingresos No Operacionales									\$	16.402.530
(-)Costos No Operacionales									\$	-
Utilidad antes de impuestos	\$	70.988.291	\$	70.988.291	\$	70.988.291	\$	70.988.291	\$	87.390.821
Impuesto	\$	17.747.073	\$	17.747.073	\$	17.747.073	\$	17.747.073	\$	21.847.705

Fuente: Elaboración propia

Con el monto a pagar de impuestos obtenido del EERR, se puede completar un flujo de caja, como se observa en la tabla N°25

TablaN°25: Flujo de Caja Neto para Proyecto Uso de Secador Rotatorio

	Inversión	Ahorros	Gastos	Impuestos	Flujo de Caja Neto (FCN)
Año 0	-\$ 85.000.000	\$ -	\$ -	\$ -	-\$ 85.000.000
Año 1		\$ 86.366.971	\$ 14.323.656	\$ 17.747.073	\$ 54.296.242
Año 2		\$ 86.366.971	\$ 14.323.656	\$ 17.747.073	\$ 54.296.242
Año 3		\$ 86.366.971	\$ 14.323.656	\$ 17.747.073	\$ 54.296.242
Año 4		\$ 86.366.971	\$ 14.323.656	\$ 17.747.073	\$ 54.296.242
Año 5	\$ 16.402.530	\$ 86.366.971	\$ 14.323.656	\$ 21.847.705	\$ 66.598.140

Fuente: Elaboración propia

Del flujo de caja se puede determinar el Valor Actual Neto (VAN) de lo que significa la inversión, mantención y operación del secador rotatorio. Para la empresa las inversiones en el área de Ingeniería conllevan una tasa de descuento del 15%, por lo tanto para el cálculo del VAN se tiene:

$$VAN = \sum_{i=1}^5 \frac{FCN}{(1+k)^i}$$

donde *FCN* es el flujo de caja neto, *i* es el número de periodos y *k* es la tasa de descuento. Así resulta un VAN de \$ 89.674.472 lo que significa que la inversión en un secador, con sus respectivos costos asociados, es menor que los ahorros de manera significativa lo que se traduce en un proyecto rentable en el tiempo.

Algunas consideraciones para el cálculo anterior son:

- Se estableció que el precio actual por MW que paga Gelymar se mantendrá o disminuirá en el tiempo, una razón de peso para lo anterior es el continuo descenso en los precios de electricidad en el último tiempo.
- Se utilizó como base de “ingreso” para todos los años, el ahorro para el periodo 2015 debido a la imposibilidad de proyectar el consumo futuro de combustible por la falta de datos históricos.

Para el cálculo del periodo de recuperación de la inversión o Payback se observa el flujo de caja acumulado, considerando la inversión, así se tiene:

Tabla N° 26: Flujo de caja acumulado considerando inversión inicial

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Flujo de Caja Neto (FCN)	-\$ 85.000.000	\$ 54.296.242	\$ 54.296.242	\$ 54.296.242	\$ 54.296.242	\$ 66.598.140
FCN Acumulado	-\$ 85.000.000	-\$ 30.703.758	\$ 23.592.484	\$ 77.888.727	\$ 132.184.969	\$ 198.783.109

Fuente: Elaboración propia

$$Payback = \text{Ultimo periodo con flujo negativo} + \frac{|\text{Ultimo flujo acumulado negativo}|}{\text{Flujo de caja primer periodo positivo}} \quad (33)$$

$$Payback = 1 + \frac{|-30.703.758|}{54.296.242}$$

Lo que resulta en un periodo aproximado de recuperación de la inversión de 1,6 años o 19 meses aproximadamente.

## **Capítulo V Conclusiones y recomendaciones**

### **5.1 Conclusiones**

El proceso de generación de vapor, tan ampliamente utilizado en la actualidad para diversos usos, se presenta como un proceso al cual se le debe realizar un seguimiento de manera rigurosa con el fin de evitar caer en sobrecostos por el mal funcionamiento de alguna de sus áreas. Las calderas, principales generadores de vapor, a pesar de ser máquinas de una elevada inversión inicial, el mayor costo asociado que conllevan es el relacionado con el mantenimiento y operación de las mismas. Al ser equipos de un intenso consumo de combustible, se debe supervisar que el funcionamiento sea siempre el recomendado por fabricante. Particularmente en la empresa Gelymar, el intenso uso de vapor en sus líneas de producción, alrededor de 173 toneladas diarias, conlleva altos costos asociados a este insumo, costos que bordean los MMUS\$1,3 anuales.

La cuantificación de parámetros como la eficiencia o el consumo de combustible permitieron retratar las operaciones de la planta de calderas y notar que su nivel de eficiencia actual (60% aproximadamente) más que funcionamiento general, está estrechamente ligado a la estación del año y en general dista bastante del funcionamiento recomendado por el fabricante SERVIMET de un 80% de eficiencia. Otro elemento relevante es la razón de consumo, se calculó que para el año 2015 la empresa consumió una media de 1.281 metros cúbicos de chip para producir una tonelada de vapor a un costo medio de 12,84 dólares el metro cubico de chips. Lo anterior muestra a grueso modo los parámetros relacionados al consumo de la caldera durante el periodo en estudio.

Inicialmente se barajaron varias ideas para aumentar el rendimiento de la caldera sin caer en costos excesivos. Controladores automáticos de purga, aumento de temperatura del aire a través de un intercambiador de calor alimentado con el agua purgada, controladores automáticos para ventiladores con la finalidad de inyectar siempre la cantidad exacta de exceso de aire, disminuir el contenido de humedad del combustible, entre otras. Fue a través de las ecuaciones de pérdida que se visualizó que solo se podía intervenir en ciertas variables que tuvieran repercusiones físicas mayores y terminaran siendo un beneficio económico para la empresa.

Así se descartaron las ideas relacionadas a las purgas debido al bajo, pero muy fluctuante, nivel de estas, que en el caso de ser reutilizadas solo tenían la capacidad calórica de aumentar la temperatura del aire en 15,94°C e impactar en la eficiencia en alrededor de un 0,8% lo cual viene a ser una mejora irrelevante al rendimiento y a no presenta ni un beneficio económico.

Así es que el contenido de humedad en el combustible se presentó como la única alternativa de mejora al proceso. Las condiciones en las cuales se encontraba la biomasa al ingresar a la caldera se presentaron altamente dispares por estación y de forma transversal a todas las épocas del año, la madera presento una gran cantidad de tierra en la corteza lo que tendía a tapar las parrillas al interior de la caldera e interrumpe el flujo de aire ascendente que facilita la combustión. La definición de un rango acotado para el contenido de humedad del combustible, casi en el punto mínimo del 20% resulta ser una mejora significativa para aumentar el rendimiento de la caldera, disminuir el consumo de combustible y por ende reducir los costos de generación de vapor. El menor contenido de humedad resulta en un aumento del poder calorífico y ello en una disminución de la razón de consumo, es en este punto donde específicamente se abarataron costos.

Producto de la propuesta de mejora es que se calculó que la razón de consumo podría disminuir a 1,153 metros cúbicos por tonelada de vapor producido traduciéndose esto en una disminución de los costos de 1,62 dólares por tonelada de vapor y finalmente significando un ahorro anual de cerca de \$86.000.000. Por otro lado la inversión en un secador rotatorio con los gastos asociados en operación y mantenimiento más la depreciación del activo no representan un costo mayor al beneficio de llevar a cabo el proyecto de secado de biomasa, esto se aprecia en el hecho que el Valor Actual Neto del proyecto resulta de \$ 89.674.472 y que el Payback resulte solo de 19 meses. Finalmente la mejora del proceso de generación de vapor, significa no solo una reducción de los costos sino más importante aún, una realización más rigurosa y precisa de las operaciones de la planta.

## 5.2 Recomendaciones

En el transcurso de la realización del presente trabajo se presentaron ciertas complicaciones para el levantamiento y recopilación de la información. Lo ideal en cualquier proceso industrial es tener un amplio conocimiento de todos los parámetros involucrados en dicho proceso. Producto de lo anterior se recomienda

- I. La instalación de un termopar y de medidores de  $CO$  y  $CO_2$  que realicen mediciones cada cierto periodo de tiempo, en lo posible una hora, ya que esta información es fundamental a la hora de calcular la eficiencia de una caldera y permitiría monitorear en tiempo real la totalidad de la planta de calderas.
- II. Llevar un registro digital de las planillas diarias de caldera ya que al contener una cantidad no menor de datos su digitalización se hace casi imposible y por ende su propia finalidad se vuelve irrelevante.
- III. Realizar un nuevo estudio de gases centrado en la cantidad de exceso de aire que ingresa a la caldera ya que al operar ésta con las puertas abierta, recibe un influjo de aire que no está contabilizado para efectos de cálculo.
- IV. Centralizar la información y datos relacionados al funcionamiento de la planta.
- V. Analizar el dimensionado de parte de la planta donde se apila el chip ya que debido a la poca ventilación puede aumentar el contenido de humedad en el centro de la pila

## Referencias bibliográficas

Barroso, J., Barreras, F., Amaveda, H. and Lozano, A. (2003). On the optimization of boiler efficiency using bagasse as fuel. *Fuel*, 82(12), pp.1451-1463.

Bin, A. (2011). *Properties and bulk drying of biomass*. Master of science, Major: Agricultural Engineering. Iowa State University.

Coszkun, C., Oktay, Z. and Ilten, N. (2009). A new approach for simplifying the calculation of flue gas specific heat and specific exergy value depending on fuel composition. *Energy*, 34, pp.1898–1902.

Demirbas, A. (2004). Combustion characteristics of different biomass fuels. *Progress in Energy and Combustion Science*, 30(2), pp.219-239.

Diario Oficial, (2013). Subsecretaria de salud pública aprueba reglamento de calderas, autoclaves y equipos que utilizan vapor de agua. pp.Cuerpo 1-4.

Guía de calderas eficientes. (2013). 1st ed. Madrid, pp.34-36; 71-78.

Guidance Combined Heat & Power Quality Assurance Programme Notes. (2014). *Low carbon technologies*, 29, pp.1-4.

Improving Steam System Performance: A Sourcebook for Industry. (2004). 2nd ed. Golden, CO: Bruce Gorelick, pp.1-20.

Kumar, R., Navindgi, M. and Srinivas, G. (2006). Performance Guarantee Test Assessment of CFBC Boiler. *International Journal of Innovative Science, Engineering & Technology*, 3(7).

Lekshmi, K. and Pillai, V. (2015). Boiler Blowdown Analysis In An Industrial Boiler. *IOSR Journal of Engineering (IOSRJEN)*, 5(7), pp.22-28.

Li, H., Chen, Q., Zhang, X., Finney, K., Sharifi, V. and Swithenbank, J. (2012). Evaluation of a biomass drying process using waste heat from process industries: A case study. *Journal of applied thermal engineering*, 35, pp.71-80.

Llorens Morraja, M. and Miranda, A. (2009). *Ingeniería térmica*. 1st ed. Barcelona: Marcombo, p.Capitulo 29.

McCoy, G. (2014). *Improving energy efficiency through biomass drying..*

Pang, S. and Mujumdar, A. (2010). Drying of Woody Biomass for Bioenergy: Drying Technologies and Optimization for an Integrated Bioenergy Plant. *Drying Technology*, 28(5), pp.690-701.

Quintero-Marquez, A., Bernard, C., Zoulalian, A. and Rogaume, Y. (2014). Improving the Operation of an Automatic Wood Chip Boiler by Optimizing CO Emissions. *Energy & Fuels*, 28(3), pp.2152-2159.

Sunudas, T. and Prince, M. (2013). Optimization of Boiler Blowdown and Blowdown Heat Recovery in Textile Sector. *Journal of Engineering Research and Application*, 3, pp.35-38.

## Anexos

### Anexo A Mediciones del Estudio de Gases

#### 04-06-2015

Hora	T° final °C	T° ambiente °C	O2 %	CO ppm	NO ppm	SO2 ppm	CO2 %	CO ppm
9:20	211	12,7	18,4	4843	0	229	2,9	39786
10:20	253	18,4	14,3	4854	7	380	7,6	15242
11:20	237	22,8	17,3	4856	0	74	4,2	27494
12:20	245	24,5	17,5	4854	0	363	4	29207
13:20	181	24,8	15,2	4853	0	534	6,7	17425
14:20	208	25,1	13,2	4854	7	550	8,9	13090
15:20	206	23,2	16,1	4853	6	451	5,6	20712
16:20	224	22,5	17,5	4855	0	164	4	29059
17:20	180	23	16,7	4854	0	199	4,9	23577

#### 06-06-2015

Hora	T° final °C	T° ambiente °C	O2 %	CO ppm	NO ppm	SO2 ppm	CO2 %	CO ppm
9:20	200	13,4	16,7	4807	0	308	4,9	23390
10:20	196	18,1	15,9	4854	0	372	6,1	19045
11:20	201	20,3	14,2	4854	12	205	7,8	14958
12:20	177	21,7	16,5	4855	0	246	5,2	22555
13:20	220	22,2	19,4	4721	0	220	1,8	62503
14:20	221	24,2	18,6	4854	0	137	2,8	41697
15:20	175	25,1	17,9	4853	0	348	3,5	32965
16:20	209	24,7	18,1	4854	0	232	3,3	35282
17:20	211	25,8	16,4	4853	0	482	5,2	22298

#### 11-06-2015

Hora	T° final °C	T° ambiente °C	O2 %	CO ppm	NO ppm	SO2 ppm	CO2 %	CO ppm
9:20	227	13,7	16	4834	6	512	5,7	20425
10:20	201	20,4	16,8	4844	0	297	4,8	24302
11:20	190	23,7	18,2	4854	0	289	3,2	36450
12:20	243	26,9	17	4854	0	397	4,3	27052
13:20	207	26,5	17,9	4835	6	118	3,5	33201
14:20	210	26,1	16,5	4854	0	234	5,2	22452
15:20	238	25,9	15,9	4847	0	166	5,8	20033
16:20	232	27,2	16,3	4853	0	366	5,4	21641

17:20	203	26,3	18	4854	0	312	3,4	34515
-------	-----	------	----	------	---	-----	-----	-------

### 12-06-2015

Hora	T° final °C	T° ambiente °C	O2 %	CO ppm	NO ppm	SO2 ppm	CO2 %	CO ppm
9:20	246	15,4	18,4	4858	0	323	3	39402
10:20	140	19	19,4	4855	0	189	1,8	63857
11:20	200	22,3	17,8	4854	0	298	3,7	31463
12:20	220	23,5	15,8	4854	7	278	5,8	20133
13:20	222	21,7	15,9	4854	10	362	4,4	26213
14:20	187	22,7	17,1	4854	0	365	4,1	28387
15:20	180	22,6	19,3	4854	0	207	2	58942
16:20	176	27,7	17,7	4853	8	317	3,8	30431
17:20	201	25,3	19,4	4854	0	195	1,8	63451

### 25-06-2015

Hora	T° final °C	T° ambiente °C	O2 %	CO ppm	NO ppm	SO2 ppm	CO2 %	CO ppm
9:20	303	18,4	12,7	4847	22	67	9,5	12220
10:20	270	18,5	6	4846	33	124	17,2	6768
11:20	275	18,5	8,4	4846	25	203	14,5	8048
12:20	263	20,6	12	4854	11	357	10,3	11316
13:20	285	20,2	11,9	4854	15	276	10,4	11136
14:20	293	20,2	8,3	4843	30	206	14,6	7185
15:20	253	20,2	8,2	4843	36	152	14,6	7913
16:20	273	21,3	8,5	4853	41	168	14,3	8153
17:20	291	23,7	8,9	4854	43	163	13,8	8428

### 26-06-2015

Hora	T° final °C	T° ambiente °C	O2 %	CO ppm	NO ppm	SO2 ppm	CO2 %	CO ppm
9:20	246	11,3	9,5	4849	16	306	13,1	8881
10:20	270	16,1	9,5	4849	20	160	13,2	8843
11:20	162	17,2	14,6	4852	12	328	7,3	13949
12:20	214	18,6	14,3	4854	12	199	7,7	15128
13:20	226	19,3	12,4	4841	23	152	9,8	11872
14:20	216	20	12,6	4854	18	111	9,6	12190
15:20	263	18,8	10,4	4854	32	93	12,1	9609
16:20	313	17,7	5,4	4855	31	145	17,8	6543
17:20	267	17,9	6,6	4855	56	77	16,4	7088

**27-05-2010**

Hora	T° final °C	T° ambiente °C	O2 %	CO ppm	NO ppm	SO2 ppm	CO2 %	CO ppm
9:20								
10:20								
11:20								
12:20	238	13,5	13,2	4470	26	61	8,9	12060
13:20	267	16,4	5,5	4849	24	942	17,7	6582
14:20	271	23,9	10,5	4854	32	134	12	9710
15:20	209	25,4	11,5	4854	30	174	10,8	10766
16:20	266	27,1	10,4	4853	18	273	12,1	9659
17:20	266	24,6	11,6	4854	21	120	10,7	10839

**31-05-2010**

Hora	T° final °C	T° ambiente °C	O2 %	CO ppm	NO ppm	SO2 ppm	CO2 %	CO ppm
9:20	292	16	8,5	4845	40	206	14,2	8161
10:20	240	20,4	7	4844	29	319	16	7258
11:20	208	23,9	11	4855	25	105	11,4	10209
12:20	266	25,3	10,2	4854	10	404	12,3	9456
13:20	280	26,5	9,8	4852	39	304	12,8	9096
14:20	271	26,1	8,9	4852	55	214	13,8	8434
15:20	229	26,7	9,8	4853	58	173	12,8	9102
16:20	249	25,5	12,1	4854	34	172	10,1	11484
17:20	219	25,3	8,4	4854	32	284	14,4	8063

**01-07-2015**

Hora	T° final °C	T° ambiente °C	O2 %	CO ppm	NO ppm	SO2 ppm	CO2 %	CO ppm
9:20	184	22,2	12,6	4846	9	110	9,6	12114
10:20	200	22,1	10,1	4845	10	324	12,4	9357
11:20	204	22,2	10,3	4844	7	622	12,2	9526
12:20	268	25	8,1	4843	25	358	14,8	7861
13:20	267	26,7	8,4	4843	30	309	14,4	8054
14:20	237	26,8	9,3	4843	30	271	13,3	8714
15:20	241	26,7	8,6	4843	38	262	14,2	8190
16:20	239	26,4	11,5	4845	42	96	10,9	10691
17:20	265	26,4	12,3	4844	30	303	9,9	11704

## Anexo B

Calculo del calor especifico de gases de **combustión** (Coskun, Oktay&Ilten, 2009)

Simbología

Símbolo	Significado
K	% en la composición del combustible
C	Carbono
H	Hidrogeno
O	Oxigeno
N	Nitrógeno
Ash	Cenizas
n	Ratio de exceso de aire
T	Temperatura gas de combustión
fuel	Combustible
tot.steo	Total estequiometrico

El cálculo del calor especifico está dado por

$$C_{p, \text{flue gas}} = \frac{C_{p,C}}{(a_C + b_N + c_H + d_S)} \cdot \frac{m_{\text{tot. steo.}}}{m_{\text{flue gas}}} + f_A \quad (34)$$

Para ello se necesitan los siguientes valores:

- Masa de aire estequiometrico ( $m_{air}$ )

$$m_{air} = (2.9978 \cdot K_H - 0.3747 \cdot K_O + 0.3747 \cdot K_S + K_C) \cdot (11.445 \cdot n) \quad (35)$$

- Masa de gas de combustión

$$m_{\text{flue gas}} = (2.9978 \cdot K_H - 0.3747 \cdot K_O + 0.3747 \cdot K_S + K_C) \cdot (11.445 \cdot n) + (m_{\text{fuel}} - K_{\text{ash}}) \quad (36)$$

Así, con los valores de las masas de aire estequeometrico y del gas de combustión se pueden calcular todos los términos, como se muestra en las ecuaciones

$$a_C = \frac{3.667 \cdot K_C}{m_{\text{tot. steo.}}} \quad (37)$$

Para  $b_N$

$$b_N = \frac{b_m}{b_{cp}} ; \quad b_{cp} = 0.9094 + 1.69 \cdot 10^{-4} \cdot T - \frac{11135}{T^2} \quad (38)$$

$$b_m = \frac{m_N}{m_{\text{tot. steo.}}} = \frac{0.767(2.9978 \cdot K_H - 0.3747 \cdot K_O + 0.3747 \cdot K_S + K_C) \cdot (11.445) + K_N}{m_{\text{tot. steo.}}} \quad (39)$$

Para  $c_H$

$$c_H = \frac{c_m}{c_{cp}} ; c_{cp} = 0.5657 - 6.68 \cdot 10^{-6} \cdot T - \frac{10465}{T^2} \quad (40)$$

$$c_m = \frac{m_H}{m_{\text{tot. steo.}}} = \frac{8.938 \cdot K_H + K_M}{m_{\text{tot. steo.}}} \quad (41)$$

Para  $d_S$

$$d_S = \frac{d_m}{d_{cp}} ; d_{cp} = e^{\left[2.679 - \frac{151.16}{T} - 0.289 \ln(T)\right]} \quad (42)$$

$$d_m = \frac{m_S}{m_{\text{tot. steo.}}} = \frac{2 \cdot K_S}{m_{\text{tot. steo.}}} \quad (43)$$

Para  $f_A$

$$f_A = f_m \cdot C_{p,A} \quad (44)$$

$$f_m = \frac{m_{\text{air steo.}} \cdot (n - 1)}{m_{\text{flue gas}}} \quad (45)$$

$$C_{p,C} = (0.1874) \cdot 1.000061^T \cdot T^{0.2665} \quad (46)$$

## Anexo C

### Estadística descriptiva de la eficiencia indirecta y pérdidas para el periodo 2015-2016

Año 2015

**Estadísticos descriptivos<sup>a</sup>**

	N	Mínimo	Máximo	Media	Desv. típ.	Asimetría		Curtosis	
	Estadístico	Estadístico	Estadístico	Estadístico	Estadístico	Estadístico	Error típico	Estadístico	Error típico
RENDIMIENTOIND	90	72,06%	73,72%	72,6290%	0,23317%	1,003	,254	4,624	,503
L1	90	10,00%	10,56%	10,2710%	0,10929%	-,027	,254	,318	,503
L2	90	10,33%	10,86%	10,7356%	0,06409%	-2,852	,254	17,988	,503
L3	90	3,42%	4,41%	4,2527%	0,11513%	-4,287	,254	30,970	,503
L4	90	0,07%	0,07%	0,0685%	0,00073%	-,027	,254	,318	,503
L5	90	0,04%	0,04%	0,0432%	0,00028%	-4,563	,254	33,648	,503
N válido (según lista)	90								

a. ESTACION = Verano

**Estadísticos descriptivos<sup>a</sup>**

	N	Mínimo	Máximo	Media	Desv. típ.	Asimetría		Curtosis	
	Estadístico	Estadístico	Estadístico	Estadístico	Estadístico	Estadístico	Error típico	Estadístico	Error típico
RENDIMIENTOIND	92	71,30%	73,24%	72,0721%	0,34782%	1,011	,251	2,205	,498
L1	92	10,09%	11,06%	10,5413%	0,18665%	-,019	,251	,220	,498
L2	92	10,57%	10,99%	10,8570%	0,07511%	-1,647	,251	4,089	,498
L3	92	3,99%	4,54%	4,4157%	0,10483%	-2,132	,251	5,783	,498
L4	92	0,07%	0,07%	0,0703%	0,00124%	-,019	,251	,220	,498
L5	92	0,04%	0,04%	0,0435%	0,00024%	-2,225	,251	6,144	,498
N válido (según lista)	92								

a. ESTACION = Otoño

**Estadísticos descriptivos<sup>a</sup>**

	N	Mínimo	Máximo	Media	Desv. típ.	Asimetría		Curtosis	
	Estadístico	Estadístico	Estadístico	Estadístico	Estadístico	Estadístico	Error típico	Estadístico	Error típico
RENDIMIENTOIND	92	71,41%	72,35%	71,8808%	0,20634%	-,138	,251	,034	,498
L1	92	10,40%	11,01%	10,6942%	0,13267%	,179	,251	-,378	,498
L2	92	10,78%	10,98%	10,8834%	0,04185%	-,194	,251	,153	,498
L3	92	4,28%	4,54%	4,4267%	0,06017%	-,554	,251	-,074	,498
L4	92	0,07%	0,07%	0,0713%	0,00088%	,179	,251	-,378	,498
L5	92	0,04%	0,04%	0,0435%	0,00014%	-,586	,251	-,184	,498
N válido (según lista)	92								

a. ESTACION = Invierno

**Estadísticos descriptivos<sup>a</sup>**

	N	Mínimo	Máximo	Media	Desv. típ.	Asimetría		Curtosis	
	Estadístico	Estadístico	Estadístico	Estadístico	Estadístico	Estadístico	Error típico	Estadístico	Error típico
RENDIMIENTOIND	91	71,79%	73,72%	72,4345%	0,37953%	1,687	,253	3,919	,500
L1	91	10,00%	10,70%	10,4400%	0,12710%	-,376	,253	,799	,500
L2	91	10,33%	10,91%	10,7592%	0,11184%	-2,554	,253	8,006	,500
L3	91	3,42%	4,51%	4,2536%	0,20396%	-3,057	,253	10,640	,500
L4	91	0,07%	0,07%	0,0696%	0,00085%	-,376	,253	,799	,500
L5	91	0,04%	0,04%	0,0431%	0,00050%	-3,152	,253	11,157	,500
N válido (según lista)	91								

a. ESTACION = Primavera

Año 2016

**Estadísticos descriptivos<sup>a</sup>**

	N	Mínimo	Máximo	Media	Desv. típ.	Asimetría		Curtosis	
	Estadístico	Estadístico	Estadístico	Estadístico	Estadístico	Estadístico	Error típico	Estadístico	Error típico
RENDIMIENTOIND	79	72,53%	73,39%	72,9643%	0,20332%	,197	,271	-,696	,535
L1	79	9,67%	10,12%	9,9040%	0,09848%	-,010	,271	-,892	,535
L2	79	10,64%	10,85%	10,7436%	0,04602%	-,196	,271	-,527	,535
L3	79	4,08%	4,45%	4,2659%	0,07443%	-,108	,271	-,334	,535
L4	79	0,08%	0,08%	0,0805%	0,00080%	-,010	,271	-,892	,535
L5	79	0,04%	0,04%	0,0417%	0,00015%	-,073	,271	-,320	,535
N válido (según lista)	79								

a. V8 = Verano

**Estadísticos descriptivos<sup>a</sup>**

	N	Mínimo	Máximo	Media	Desv. típ.	Asimetría		Curtosis	
	Estadístico	Estadístico	Estadístico	Estadístico	Estadístico	Estadístico	Error típico	Estadístico	Error típico
RENDIMIENTOIND	93	71,90%	73,20%	72,4524%	0,29479%	,382	,250	-,240	,495
L1	93	9,84%	10,50%	10,1851%	0,15843%	-,183	,250	-,574	,495
L2	93	10,68%	10,96%	10,8473%	0,06304%	-,455	,250	-,229	,495
L3	93	4,15%	4,54%	4,3904%	0,09348%	-,471	,250	-,583	,495
L4	93	0,08%	0,09%	0,0828%	0,00129%	-,183	,250	-,574	,495
L5	93	0,04%	0,04%	0,0419%	0,00018%	-,441	,250	-,754	,495
N válido (según lista)	93								

a. V8 = Otoño

## Anexo D

Balance de energía Purga-Aire de alimentación

$$m_a * C_{p.a} * (T_{f.a} - T_{i.a}) = m_w * C_{p.w} * (T_{f.w} - T_{i.w}) \quad (47)$$

	Valor	Unidad
$C_{p.w}$	4186	J/kg°K
$C_{p.a}$	1012	J/kg°K
$m_a$	798134,4	kg
$m_w$	9758	kg
$T_{i.a}$	203,35	°K
$T_{i.w}$	393,15	°K

Si  $A = m_a * C_{p.a}$  y  $B = m_w * C_{p.w}$  y con la condición de equilibrio  $T_{f.a} = T_{f.w} = T_f$

Entonces

$$\frac{A * T_{i.a} - B * T_{i.w}}{A - B} = T_f \quad (48)$$

Reemplazando los valores se obtiene una temperatura final ( $T_f$ ) de 289,09°K o 15,94°C.

## Anexo E

### Estadística descriptiva del ahorro para el 2015

Estadísticos descriptivos

	N	Mínimo	Máximo	Media	Desv. típ.	Asimetría		Curtosis	
	Estadístico	Estadístico	Estadístico	Estadístico	Estadístico	Estadístico	Error típico	Estadístico	Error típico
AHORROS	259	9370,92	546625,01	265744,5262	119899,99813	-,125	,151	-,424	,302
N válido (según lista)	259								

## **Anexo F**

Especificaciones técnicas del secador cotizado

Especificaciones técnicas

Potencia Eléctrica	12 kW
Certificación	ISO y CE
Diámetro	2,3 m
Tipo	Secador rotatorio
Numero de modelo	HY-1060
Dimensiones:	9200x2300x2300 (mm)
Capacidad	3.573 kg/h
Velocidad de rotación	3-5 rpm
Voltaje	380 V
Peso	6 toneladas