UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA MECANICA

"IMPLEMENTACION DE UN SISTEMA DE GESTION ENERGETICA EN PLANTAS DE GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA CON BIOMASA COMO COMBUSTIBLE"

Marco A. Monsálvez López

MAGISTER EN ECONOMIA ENERGETICA

2017

UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA MECANICA

"IMPLEMENTACION DE UN SISTEMA DE GESTION ENERGETICA EN PLANTAS DE GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA CON BIOMASA COMO COMBUSTIBLE"

Tesina de grado presentada por

Marco A. Monsálvez López

Como requisito parcial para optar al grado de

Magíster en Economía Energética

Profesor Guía
Dr. Ing. Mario Toledo T

Profesor Correferente
Ing. Flavio Comunian

Octubre 2017

TITULO DE LA TESINA:

“IMPLEMENTACION DE UN SISTEMA DE GESTION ENERGETICA EN PLANTAS DE GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA CON BIOMASA COMO COMBUSTIBLE”

AUTOR:

Marco A. Monsálvez López

TRABAJO DE TESINA, presentado en cumplimiento parcial de los requisitos para el Grado de Magíster en Economía Energética del Departamento de Ingeniería Mecánica de la Universidad Técnica Federico Santa María.

Profesor Mario Toledo T.....

Profesor Flavio Comunian…….....

Santiago, Chile. 2017

RESUMEN

Esta tesis pretende entregar las bases para la implementación de un sistema de gestión energética en centrales de generación de energía eléctrica que utilizan biomasa como combustible, basado en la norma ISO 50001.

Este trabajo se llevó a cabo realizando una revisión de la participación de la biomasa en la matriz energética del país, determinando que existen 24 centrales operando con biomasa, con potencias que van desde 1,5 a 67,2 MW, sumando una potencia instalada a febrero del 2017 de 425,9 MW. Además se puede mencionar que existen proyectos con su RCA aprobada por 449 MW y en calificación ambiental 87 MW, pero no hay centrales en construcción, a diferencia de las otras ERNC que en construcción existen en torno a 1.500 MW.

Con respecto a la biomasa utilizada en Chile, ésta se concentra en los subproductos de la industria de la madera, tales como cortezas, astillas combustibles, virutas y aserrín. También se ha desarrollado la producción de biomasa a partir de los desechos que quedan en el bosque después de una cosecha, logrando además limpiar el bosque y evitar así incendios forestales. El uso de la biomasa de origen agrícola ha comenzado lentamente, pero ya se está utilizando la paja de trigo, paja de maíz, paja de avena y cascarilla de avena, subproductos de la agricultura que normalmente se queman en el campo.

Con el fin de determinar si existe espacio para la incorporación de nuevos proyectos de generación con biomasa (forestal y agrícola), se ha realizado una estimación del potencial que podría lograse una potencia de 256,5 MW y 456 MW respectivamente.

Con respecto a la tecnología de generación con biomasa se ha realizado una revisión a los aspectos fundamentales que afectan la eficiencia en el diseño y la operación de las centrales de biomasa. Concluyendo lo determinante que es el diseño eficiente del ciclo de vapor y los parámetros operacionales como

temperatura del vapor, vacío en el condensador de la turbina y humedad del combustible. Es así como se pueden tener centrales diseñadas para operar con eficiencia total de un 25% a un 32 %.

Entendiendo que la aplicación de un SGE requiere conocer dónde y cómo se consume la energía dentro de la central, se realizó un análisis de los consumos eléctricos propios, obteniendo un valor medio de 9,6% de la potencia total generada. Estos consumos propios son los que deben ser gestionados para lograr la mayor eficiencia posible en el proceso de transformación de energía.
Una vez conocido los aspectos técnicos antes mencionado, se introduce el tema conceptual de Sistema de Gestión Energético, SGE, definiendo quienes pueden adoptarlos, qué es un SGE y los pasos para la implementación.

En las etapas finales de la Tesis se presenta la propuesta del SGE basado en la norma ISO 50001, desarrollando con mayor detalle los requisitos medulares, como la planificación energética, dentro de la cual se proponen los indicadores de desempeño que se deben tener bajo control en la operación de la central.
Se concluye que es recomendable la utilización de un SGE, basado en norma ISO 50001, puesto busca aunar y sistematizar los esfuerzos de la organización para mejorar su gestión energética por medio de la mejora continua.

A nivel internacional se indica que la aplicación de un SGE ha permitido lograr una mejora en el desempeño energético en torno del 3 a 10%, donde la implementación puede ser formal, pero no necesariamente certificada para obtener los beneficios.

ABSTRACT

This thesis aims to provide the foundations for the implementation of an Energy Management System (SGE) in electric power generation plants that use biomass as fuel, based on the ISO 50001 standard.

This work was conducted by reviewing the contribution of biomass in the country's energy matrix, establishing that there are 24 plants operating with biomass, with powers from 1.5 to 67.2 MW, making a total of 425.9 MW of installed capacity in February 2017. Also, it may be mentioned that there are projects with an approved RCA of 449 MW and environmental rating of 87 MW, however, there are no power plants under construction, as opposed to the other ERNCs that exist under construction of around 1,500 MW.

Regarding the biomass used in Chile, it concentrates on byproducts of the wood industry, such as bark, wood chip, shaving and sawdust. The production of biomass has also been developed from the waste that is left in the forest after harvesting, thus avoiding forest fires. The use of biomass from agricultural origin has begun slowly; but wheat straw, corn straw, oat straw and oat husks are already being used; which are by-products that are normally burned in the field.

In order to determine if there is room for the incorporation of new biomass power generation projects (forestry and agriculture), an estimation of the potential that could achieve a power of 256.5 MW and 456 MW each has been made.

A review to the fundamental aspects that affect the efficiency in the design and the operation of biomass plants was made in relation to the technology of biomass power generation. Concluding how decisive it is to have an efficient design of the steam cycle and the operational parameters, such as: steam temperature, vacuum on the turbine condenser, and moisture of the fuel. This is how it is possible to have plants designed to operate with total efficiency from 25 % to 32 %. By understanding that the application of a SGE requires knowing where and

how the energy is consumed within the power plant, an analysis of the plant's electrical consumption was made, obtaining an average value of 9.6 % of the total generated power. These own consumptions are the ones that must be managed in order to achieve the highest efficiency in the process of energy transformation.

After the technical aspects aforementioned were known, the conceptual theme of an Energy Management System (SGE) is introduced. Defining who can adopt them, what an SGE is and the steps towards its implementation.

In the final stages of the Thesis, the proposal of the SGE based on ISO 50001 standard is presented, developing the core requirements in further detail, such as; energy planning, where the performance indicators that must be under control in the operation of the plant are proposed.
It is concluded that the use of SGE is recommended, based on the ISO 50001 standard, since it seeks to unify and systematize the efforts of the organization to improve its energy management by means of continuous improvement.

It is internationally noted that the application of an SGE has allowed an improvement in the energy performance of around 3 to 10 %, where its implementation can be formal, but not necessarily certified in order to obtain its benefits.

GLOSARIO

CIFES	: Centro para la Innovación y Fomento de las Energías Sustentables
CNE	: Comisión Nacional de Energía
EE	: Eficiencia Energética
SGE	: Sistema de Gestión Energética
AChEE	: Agencia Chilena de Eficiencia Energética
ANESCO	: Asociación Nacional de Empresas de Eficiencia Energética
CONAF	: Corporación Nacional Forestal
ERNC	: Energías Renovables No Convencionales
SIC	: Sistema Interconectado Central
CMPC	: Compañía Manufacturera de Papeles y Cartones
INE	: Instituto Nacional de Estadística
AU	: Auditoría Energética
PCS	: Poder Calorífico Superior
PCI	: Poder Calorífico Inferior
kWe	: kilo Watts eléctricos
MWh	: Mega Watt hora
RCA	: Resolución calificación ambiental
PDCA	: Ciclo mejora continua, del inglés planificar-hacer-verificar-actuar
Cmg	: costo marginal

INDICE

1.0 INTRODUCCION 12

2.0 OBJETIVOS 13
2.1 Objetivo general 13
2.2 Objetivos específicos 13

3.0 METODOLOGIA DE TRABAJO 14

4.0 DESCRIPCION DEL PROBLEMA PLANTEADO 15

5.0 AVANCE EN LA LEY DE EFICIENCIA ENERGETICA EN CHILE 16

6.0 CONCEPTOS DE GESTION ENERGETICA EN LA INDUSTRIA 20
6.1 ¿Qué organizaciones pueden adoptar un SGE? 21
6.2 Sistema de Gestión Energética, SGE 21
6.3 Implementación de un Sistema de Gestión Energética, SGE 22
6.3.1 Responsabilidad de alta dirección y la política energética 23
6.3.2 Planificación 23
6.3.3 Implementación y operación 23
6.3.4 Verificación 24
6.3.5 Revisión por la alta dirección 24
6.4 Beneficios de la aplicación de un SGE 24

7.0 LA AUDITORIA ENERGETICA COMO HERRAMIENTA DE GESTION 26
7.1 Etapas de una auditoria energética 26
7.1.1 Estudio inicial 26
7.1.2 Medición y obtención de datos 26
7.1.3 Análisis de datos y propuestas de optimización 27

8.0 CENTRALES DE BIOMASA EN CHILE Y SU APORTE A LA MATRIZ ENERGETICA 28

9.0 QUÉ ES BIOMASA Y DISPONIBILIDAD EN CHILE 32
9.1 Biomasa 33
9.2 Ventajas del uso de la biomasa 33
9.3 Desventajas del uso de la biomasa 33
9.4 Tipos de biomasa residual y su origen 33
9.4.1 Biomasa de origen agrícola 35
9.4.2 Biomasa de origen forestal 37
9.5 Poder Calorífico de la biomasa forestal 40
9.6 Potencial de biomasa en Chile 41
9.6.1 Biomasa de origen forestal 41
9.6.2 Biomasa de origen agrícola 42
9.7 Potencial de generación con biomasa 43
9.7.1 Potencial de generación con biomasa forestal 43

9.7.2 Potencial de generación con biomasa agrícola 45
9.7.3 Potencial de generación total con biomasa 46
9.7.4 Desarrollo de nuevos proyectos de generación con biomasa . 46

10.0 CICLOS DE VAPOR UTILIZADOS EN GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA Y SUS RESPECTIVOS RENDIMIENTOS EN PLANTAS DE BIOMASA 47
10.1 Ciclo de Carnot 48
10.2 Ciclo Rankine con sobrecalentamiento 50
10.3 Como incrementar la eficiencia de un ciclo Rankine 51
10.3.1 Reducción de la presión del condensador 52
10.3.2 Sobrecalentamiento del vapor a altas temperaturas 54
10.3.3 Incremento de la presión de la caldera 55
10.3.4 Ciclo Rankine ideal con recalentamiento 57
10.3.5 Ciclo Rankine ideal regenerativo 59
10.3.5.1 Calentadores abiertos 60
10.3.5.2 Calentadores cerrados 60
10.4 Ciclos reales en plantas de Generación 61

11.0 PRESION Y TEMPERATURA RECOMENDADA EN LA GENERACION DE ENERGIA Y SU IMPACTO EN COSTOS DE INVERSIÓN Y OPERACIÓN 67

12.0 COMPONENTES DE LA CENTRALES DE BIOMASA 70
12.1 Patio de biomasa 71
12.1.1 Recepción de biomasa 72
12.1.2 Manejo interno de biomasa 72
12.2 Calderas de biomasa 73
12.2.1 Caldera de parrillas reciprocantes 76
12.2.2 Calderas de parrilla rotativas viajera 77
12.2.3 Calderas de parrillas vibratorias 78
12.2.4 Calderas de lecho fluidizado 79
12.3 Planta de tratamiento de agua 81
12.4 Turbina de vapor y equipos anexos 82
12.4.1 El rotor 82
12.4.2 La carcasa 82
12.4.3 Equipos auxiliares 83
12.4.4 Condensador de vapor 84
12.5 Torres de enfriamiento 85
12.6 Generador 85
12.7 Sub Estación principal 86

13.0 LOGISTICA DE ABASTECIMEINTO DE BIOMASA 87
13.1 Biomasa de origen forestal 87
13.1.1 Industria de procesamiento de madera 88
13.1.2 Empresas productoras de biomasa 89
13.2 Biomasa de origen agrícola, paja de trigo y avena 91
13.3 Abastecimiento de biomasa de las plantas de generación en Chile 93

14.0 MANEJO DE BIOMASA EN PLANTA 95
14.1 La humedad de la biomasa y el efecto en la energía disponible 96
14.2 La humedad y el efecto en la eficiencia de la caldera 99

15.0 CONSUMOS PROPIOS EN LAS CENTRALES DE BIOMASA 103
15.1 Distribución consumos propios en centrales de biomasa 105

16.0 ESTUDIOS DE CASOS: POTENCIALES DE AHORRO DE ENERGIA 107
16.1 Etapa de diseño 107
16.2 Etapa de operación 108
16.2.1 Vacío de operación condensador 108
16.2.2 Temperatura del vapor sobrecalentado 109
16.2.3 Presión vapor sobrecalentado 109
16.2.4 Biomasa 109
16.2.5 Incorporación medición oxígeno, peso y humedad biomasa 110
16.2.6 Instalación variadores de velocidad bombas agua alimentación 111
16.2.7 Pérdidas de cargas en circuitos de agua a condensador 112
16.2.8 Otras mejoras 112

17.0 PROPUESTA SISTEMA DE GESTION, SGE. 113
17.1 Compromiso de la dirección y política energética 116
17.2 Planificación energética 117
17.2.1 Análisis fuentes y consumos de energía 118
17.2.2 Identificación área de consumos significativos 120
17.2.3 Registro de oportunidades de mejora 121
17.2.4 Linea base de energía 124
17.2.5 Indicadores de desempeño energético 124
17.2.6 Objetivos y metas 125
17.2.7 Planes de acción 127
17.3 Implementación y operación 127
17.4 Verificación 128
17.5 Revisión por la dirección 129

18.0 CONCLUSIONES 131

19.0 REFERENCIAS 134

20.0 ANEXOS 135
20.1 ANEXO N° I: Índice de Tablas 135
20.2 ANEXO N° II: Índice de Gráficos 136
20.3 ANEXO N° III: Índice de Figuras 137
20.4 ANEXO N° IV Centrales de biomasa en el mundo 140
20.5 ANEXO V: Caso de éxito de implementación SGE basado en norma ISO 50001, ENAP 146

1.- INTRODUCCION

Siendo el consumo de energía un componente importante en la estructura de costos de las empresas en Chile, la gestión energética no ha estado a la altura de lo que se podría haber esperado, considerando la alta dependencia externa de energía y la crisis energética por la que ha atravesado nuestro país desde el año 2005 hasta la fecha. Históricamente el consumo de energía a nivel industrial no se ha realizado eficientemente, con lo cual se han encarecido los costos de producción a nivel industrial. Esto se debe a la poca información que se maneja de los costos energéticos, el cómo se consume la energía o simplemente falta de conocimiento sobre el tema. Las organizaciones son consumidas en el quehacer diario por la producción, no dando el espacio necesario a analizar sus procesos desde el punto de vista de la eficiencia energética.

Las centrales de generación de energía eléctrica con biomasa no están exentas de lo planteado anteriormente, por lo tanto también es factible la implementación de un sistema de gestión energética.

La gestión energética es un proceso enmarcado en la mejora continua, donde los primeros pasos deben estar orientados a definir en qué pie está la empresa en términos energéticos, esto es lograr la línea base donde se identifiquen todos los tipos de energía utilizados, con lo cual se podrá saber dónde está y donde es posible llegar, siempre teniendo como meta, saber cuál será el efecto económico para la empresa. Si no hay resultados económicos bien identificados no será posible convencer a la alta dirección que la eficiencia energética es un negocio rentable.

La gestión de la energía es una metodología que surge por el consumo ineficiente de la energía en la industria. Consiste en estudiar todos los flujos de energía utilizados en los procesos productivos y lograr que estos disminuyan con soluciones ingenieriles sofisticadas o con procedimientos de mejores prácticas, manteniendo o aumentando los niveles de producción.

El objetivo de este trabajo es estudiar las plantas de generación con biomasa, caracterizar sus consumos de energía, el manejo de biomasa y plantear cuales son los puntos de mayor interés de abordar para obtener mejoras significativas en el rendimiento de la planta. Con toda la información obtenida plantear un sistema de gestión específico para estas plantas.

El desarrollo de este trabajo se efectuará en diferentes etapas, de tal forma de entender cuál es el tipo de empresa en estudio, qué es un sistema de gestión energética, para luego plantear un sistema de gestión específico. Se abordarán temas tales como, qué es la biomasa, qué son las centrales de biomasa, estudio de las centrales existentes, sus características de diseño y operacionales.

2.0 OBJETIVOS

2.1 OBJETIVO GENERAL

Desarrollar un Sistema de Gestión Energética (SGE), para plantas de generación eléctrica con biomasa que permita lograr una mayor eficiencia en la operación.

2.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Levantamiento de los tipos de centrales de biomasa instaladas en Chile.
- Conocer las diferentes biomasas utilizadas en el país en la generación de energía eléctrica y la logística de obtención y manejo
- Verificar el diseño conceptual del tipo de ciclo utilizado en las diferentes plantas.
- Investigar sobre el estado del arte de las instalaciones de plantas de biomasa en Chile y en otros países.
- Obtener los principales consumos de energía dentro de plantas y determinar si estos son gestionables operacionalmente con un alto potencial de ahorro de energía
- Obtener los rendimientos típicos de plantas de biomasa.
- Investigar sobre nuevas tecnologías utilizadas en plantas de generación que puedan implementarse a las plantas ya existentes.

- Obtener los impactos económicos que se obtienen al implementar un sistema de gestión energética en las plantas de generación.

3.0 METODOLOGIA DE TRABAJO

La metodología a utilizar contempla el estudio de los siguientes temas:

- **Investigación bibliográfica,** corresponde a la recopilación y análisis de antecedentes de tal forma de obtener una síntesis de la información obtenida de acuerdo a lo requerido para desarrollar el tema. Se realizará una búsqueda en internet en páginas dedicadas a la gestión energética. Además se utilizará toda la información obtenida de las asignaturas del Magíster de Economía Energética que sea de interés para el tema. También se deberá analizar cuál es el alcance de la Ley de Eficiencia Energética que está impulsando el Gobierno para establecer las futuras obligaciones de la industria en el ámbito del uso de la energía.

- **Obtención de índices de desempeño energético de planta de biomasa**. La idea es poder comparar el desempeño energético que tiene la industria chilena con respecto a otros países desarrollados y establecer las brechas existentes en esta área.

- **Análisis de la estructura organizacional de plantas de generación con biomasa.** El objetivo de este punto es determinar cuál es la estructura organizacional tipo utilizada en la industria y establecer cuál es la estructura organizacional adecuada para llevar a cabo un sistema de gestión energética (SGE) o su adecuación.

- **Determinación de costos y beneficios**. La aplicación de un sistema de gestión energética, debe entregar un resultado en términos económicos, por lo tanto se debe definir cuáles son los costos y beneficios de la implementación del sistema.

- **Entrevista con profesionales de plantas de generación con biomasa**. La idea es obtener de primera fuente como se operan las plantas y que trabajos se han realizado en términos de mejorar la eficiencia energética.

Conclusiones. Con toda la información obtenida establecer las conclusiones sobre la mejor forma de aplicación de un Sistema de Gestión Energética para empresas de generación con biomasa, con énfasis en el análisis del proceso, la estructura organizacional adecuada, tiempos de implementación, sus costos y beneficios.

4.0 DESCRIPCION DEL PROBLEMA PLANTEADO

El trabajo pretende desarrollar un sistema de gestión energética de plantas de generación de energía eléctrica que utilizan biomasa de origen forestal y agrícola como combustible. La idea es evaluar dos etapas que están relacionadas con estas plantas, una en la etapa en la definición del proyecto, esto es, en la ingeniería conceptual y otra en la operación normal de la central.

En la etapa de ingeniería conceptual, como cualquier desarrollo de proyecto de este tipo, se identifican dos definiciones importantes que son:

- Selección del ciclo de la central, que dependerá si la central es solo de generación o es de tipo cogeneración.

- Determinación de la presión y temperatura de operación de la turbina. Este punto que está principalmente basado en el costo de los equipos y el efecto que tiene en el rendimiento del ciclo y su efecto en el consumo de combustible. Esto es, mayor costo de inversión, por un menor costo operacional por menor cantidad de combustible utilizado, análisis que además depende del costo de la biomasa.

En la etapa de operación se debe hacer hincapié en tres aspectos relevantes que son:

- Operar la central en los puntos de operación definidos para los equipos.

- Manejo de la biomasa, principalmente considerando los volúmenes de acopio y el control de la humedad.
- Incorporar tecnología en la central que permita mejorar la eficiencia en la operación, ya sea consumiendo menos combustible y/o disminuyendo el autoconsumo de energía, a través de actividades como:

    - Generar un proceso sistematizado de optimización.
    - Determinar indicadores de gestión energética digeribles para los operadores.
    - Capacitación a supervisores y operadores en eficiencia energética y su impacto de sus acciones en la operación de la central.
    - Mantención controlada de los parámetros de mayor incidencia la eficiencia de la operación de la planta.
    - Etc.

Todos estos aspectos que se desean abordar son fundamentales para obtener una central diseñada y operada eficientemente.

5.0 AVANCE DE LA LEY DE EFICIENCIA ENERGETICA EN CHILE

De acuerdo a los compromisos establecidos por la Presidenta Michelle Bachelet, una de las grandes metas del país es reducir un 20% el consumo de energía al 2025 a través de iniciativas de eficiencia energética. Pero el anuncio más importante que apalancaría a la EE sería precisamente la implementación de la Ley de Eficiencia Energética, que aún no parece despegar, pero que estaría al menos comenzando a ver sus primeras definiciones.

Aunque desde el Ministerio de Energía aseguran que se encuentran trabajando en la elaboración de esta ley, en la AChEE abogan por la importancia de esta futura normativa que contribuiría a que las iniciativas y programas vinculados a la EE trasciendan períodos presidenciales y se potencien en el tiempo.

Es por esto que según ANESCO, la futura ley debería tener en cuenta los siguientes criterios: contemplar todos los energéticos secundarios; permitir la libre competencia en el sector de servicios energéticos, no favoreciendo a algunos actores del mercado; y estandarizar los servicios energéticos (auditorías energéticas, sistemas de gestión de la energía, medición y verificación), entre otros aspectos.

Fue a mediados de la década de 1970 cuando el concepto comenzó a irrumpir tímidamente en la industria local de la mano de la empresa COPEC, que por esos años publicó una guía para la economía de los combustibles. Pero el mayor salto se dio con la creación del Programa País Eficiencia Energética, que en el año 2010 se transformó en la Agencia Chilena de Eficiencia Energética, organismo dependiente del Ministerio de Energía, que posicionó a la EE en política pública.

Pese a este esfuerzo y con el transcurso de los años, la EE es un término que aún genera confusión entre lo que es generación de energía, sustitución de energéticos y la práctica en sí misma de la eficiencia energética.

Y si bien se han definido planes estratégicos para mejorar los consumos energéticos a nivel país, desde la ANESCO hacen hincapié en que hace falta integrar hábitos y que la EE sea parte de los procesos internos de las empresas.

La EE como un hito, no está instalado a nivel corporativo. Se cree que es una práctica válida para atacar la pérdida de productividad y que ayudaría a todos los sectores a ser más competitivos. Cuando se logre comprender que la EE es la herramienta para combatir estas temáticas, además de ahorrar dinero, habrá más gente a favor de implementar políticas de EE

¿Qué le depara a la EE en el país? Se prevé que en la próxima década los costos asociados a electricidad seguirán subiendo, lo que convierte a la eficiencia energética en un aspecto clave para hacer un buen uso de los recursos y una ley en esta temática se hace más que indispensable. Pero antes de actuar, el primer desafío está en asimilar esta premisa, de lo contrario, todo será en vano.

La eficiencia energética (EE) ha sido un concepto muy poco arraigado en la cultura chilena. Si bien se han hecho esfuerzos -a través de la Agencia Chilena de Eficiencia Energética- para que la EE sea una herramienta óptima a la hora de administrar y mejorar los consumos energéticos, los resultados han sido escasamente visibles. Peor aún: la prometida ley de eficiencia energética aún no parece despegar.

Nuestro país ha intentado sacar adelante una Ley de Eficiencia Energética desde hace varios años. La última propuesta es la que hizo el presidente de la Asociación Nacional de Eficiencia Energética (ANESCO), Hector Arellano quien dijo que “en 2017 es deseable que se presente una ley corta de eficiencia energética que sea ley en 2018”, agregando que afectará a los grandes consumidores de energía, entre otros sectores. El especialista dijo que las principales directrices están siendo debatidas, y podrían ser:

- Implementar un Sistema de Gestión de Energía (certificado o auditado) en cada sitio (instalación) de empresas con altos consumos de energía (eléctrico y/o térmico).
- Establecer un plan de acción anual de eficiencia energética (EE), con objetivos y metas de reducción de energía.
- Contratar auditorías energéticas técnicas externas cada cuatro años, que validen y verifiquen las medidas de EE identificadas, evaluadas e implementadas, junto a los ahorros logrados.
- Existencia de entidad fiscalizadora.

Recalcó la importancia de contar con esta legislación ya que “todos los avances significativos del mundo en esta materia han estado al alero de alguna regulación. En América Latina y el Caribe, siete países ya cuentan con una Ley de Eficiencia Energética

Pretende ayudar a las organizaciones a mejorar su rendimiento y eficiencia energética, así como a reducir su impacto en el cambio climático. La norma

establece el marco para gestionar la energía en plantas industriales, establecimientos comerciales y otras organizaciones [1].

Como se puede ver, la eficiencia energética no es un tema particular del mundo privado, sino una preocupación global de país y si se va más lejos, una preocupación mundial dado el efecto que tiene en el desarrollo de los países y finalmente la competitividad de cada uno en el mercado.

La Ley de Eficiencia Energética que pretende nuestro país, en cierta medida, obligará a adoptar buenas prácticas tanto en el sector industrial como en otras áreas relevantes para el consumo, como son transportes, vivienda y comercio.

En los países desarrollados y países como Brasil, México y Uruguay ya cuentan con leyes de eficiencia energética, dejando a Chile atrás en esta materia, más aún cuando la experiencia internacional indica que siempre es más fácil aplicar eficiencia energética desde el diseño de los proyectos que hacerlo una vez que ya están ejecutados.

Esta herramienta regulatoria es una de las líneas de acción que está impulsando el Gobierno para alcanzar la meta –declarada en la Agenda de Energía– de reducir en un 20% el consumo energético esperado para el año 2025.

Además con esto se plantea que ayudará a cumplir con el compromiso anunciado por nuestro país, en el marco de las negociaciones internacionales para combatir el cambio climático, que apunta a disminuir al menos un 30% de las emisiones de dióxido de carbono (CO2) para el año 2030, tomando como referencia el año 2007. La eficiencia energética es uno de los principales mecanismos para reducir la emisión de gases efecto invernadero. Eso implica que para alcanzar la meta señalada, se va a requerir un mayor compromiso de las empresas en este ámbito, lo que a su vez implicará el desarrollo de un mercado maduro, robusto y con capacidad de ofrecer servicios y productos a los usuarios finales.

6.0 CONCEPTOS DE GESTION ENERGETICA EN LA INDUSTRIA

Lo relevante para obtener eficiencia energética en la operación de las empresas, no es tan solo obtener un ahorro de energía puntual, sino implementar un sistema de gestión que permita un proceso de mejora continua en el tiempo.

Se debe tener presente que la aplicación de un sistema de gestión energética sistematizada logra mayores beneficios que uno no sistematizado.

Un SGE podría definirse como la suma de medidas planificadas y llevadas a cabo con la idea de obtener una utilización mínima de energía, manteniendo los niveles de confort y los niveles de producción, esto es, un procedimiento organizado del control de los consumos de energía con el fin de obtener mejores consumos específicos de energía, sin disminuir el nivel de prestaciones obtenidas, que en definitiva significa mayor competitividad en el mercado, mejor desempeño medio ambiental y apoya a la sustentabilidad energética del país.

El esquema de la Figura 6-1, muestra en forma simplificada el resultado global de la aplicación un de un Sistema de Gestión Energética

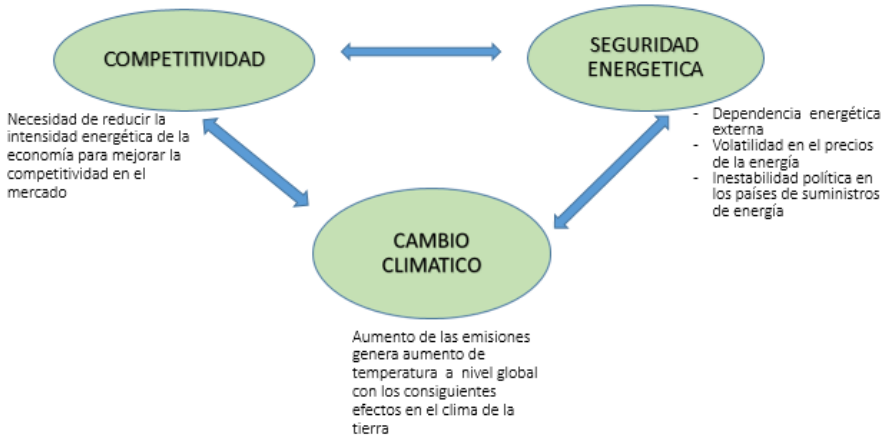


Figura 6-1**:** Resultados esperados de la aplicación de un SGE

Fuente: Fundación MAPFRE. Guía práctica para la implantación de sistemas de gestión energética. España. 2011

La dependencia energética y los altos costos de ésta hace necesario asumir un compromiso con la eficiencia energética, para poder ser competitivos y apoyar el desarrollo sostenible.

Un SGE se compone de:

- Una estructura organizacional
- Procedimientos
- Procesos
- Recursos para su implementación

6.1 ¿Qué organizaciones pueden adoptar un SGE?

Los SGE pueden desarrollarse en cualquier tipo de empresa u organización, obviamente dependerá del tamaño, la profundidad con que se realice la implementación. Los SGE son útiles a toda organización que busque lo siguiente:

- Identificar y priorizar los aspectos energéticos
- Establecer objetivos claros respecto a eficiencia energética
- Mejorar la eficiencia energética en forma sistemática
- Dar cumplimiento a su política energética

6.2 Sistema de Gestión Energética, SGE

La gestión energética consiste en la optimización en el uso de la energía buscando un uso racional y eficiente, sin disminuir el nivel de prestaciones. A través de la gestión energética se detectan oportunidades de mejora en aspectos relacionados con la calidad y seguridad del sistema energético, logrando que los usuarios conozcan el sistema, identifiquen los puntos de consumo e implanten mejoras, alcanzando altos niveles de eficiencia energética.

Los SGE son herramientas para optimizar el uso y consumo de energía en cualquier organización, sin importar la actividad y tamaño que se trate.

Un SGE se puede definir como el conjunto formado por una política, objetivos y unos procedimientos establecidos en una organización para mejorar el uso que

se hace de la energía. Esta gestión se da desde distintas áreas, con una visión global y siendo la propia organización quien indica los objetivos de mejora.

Para obtener la eficiencia energética, no existe solo una metodología que por sí sola logre los resultados esperados. Es una combinación de medidas correctivas, preventivas, programas de capacitación en lo relacionado a lo técnico y concientización del manejo de la energía, procesos bien diseñados y todo lo necesario que permita el control de pérdidas. Toda esta combinación de elementos, entregará como resultado una mayor eficiencia en la operación.

6.3 Implementación de un Sistema de Gestión Energética (SGE)

Un SGE en sí mismo no es un proyecto, que parte en un punto y termina en otro, sino que una forma de trabajar en la organización, que implica cinco etapas que se repiten cíclicamente como se indica en la Figura 6.2

Diseñar e implementar un SGE no es sencillo, normalmente se requiere un apoyo externo a través de una empresa especializada. También es necesario evaluar si dentro de la organización existe una persona que pueda estar a cargo del sistema de gestión. Una mala evaluación sobre la implementación del sistema puede llevar al fracaso esta iniciativa.

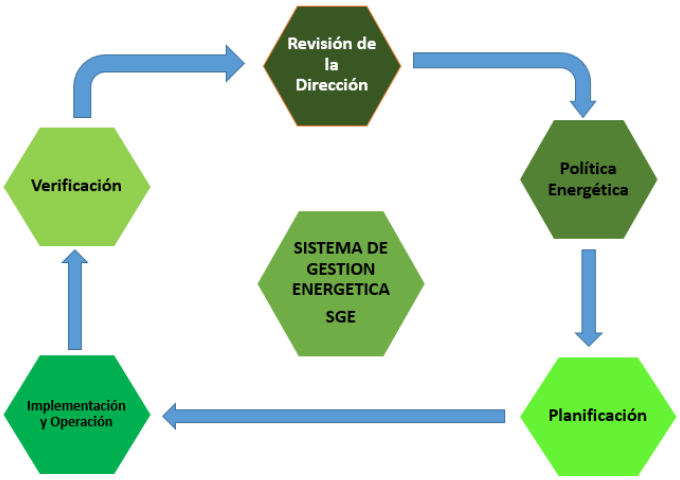


Figura 6-2: Diagrama de implementación SGE

6.3.1 Responsabilidad de la alta dirección y política energética

Para dar inicio a una implementación de un SGE se debe desarrollar una política energética en la organización, la que será el motor del sistema. Implica un compromiso con la mejora continua en el campo de la energía por parte de la alta dirección**.**

6.3.2 Planificación

Corresponde a la parte técnica del SGE, que incluye la revisión energética. En esta etapa se debe realizar una recopilación de datos de los consumos, identificación de las áreas más intensivas en consumos energéticos, es decir, tener claros donde están los consumos significativos, o también donde existe el mayor potencial de mejora.

Identificados los consumos significativos de energía (todas las fuentes de energía), se deben también identificar las variables que afectan estos consumos, esto es, que hace que estos consumos varíen en el tiempo, ejemplo, humedad del combustible, temperatura ambiental, verano/invierno, día/noche, nivel de producción, etc. Con toda esta información se obtiene la línea base, que es el punto de partida de la organización y con lo cual se comparará a futuro. De aquí se desprenden los planes de acción que son las herramientas para obtener los objetivos planteados.

6.3.3 Implementación y operación

En esta etapa se deben abarcar temas tales como:

- Definición de funciones, responsabilidades y asignación de recursos.
- Concientizar a toda la organización en los aspectos relativos al SGE y el efecto que ellos tienen en éste.
- Establecer los procedimientos que permitan la participación de toda la organización en el proyecto.
- Controlar las actividades de mayor consumo de energía dentro de la empresa

- Diseñar y comunicar los procedimientos que permitan mantener los procesos dentro de los objetivos establecidos en la política energética.
- Evaluación de los aspectos energéticos en la compra de materias primas, productos y servicios.

6.3.4 Verificación

En esta etapa se deben verificar si los resultados obtenidos son concordantes con los objetivos establecidos. Aquí se analizan los resultados obtenidos con los esperados, esto es, si en términos numéricos ha disminuido el consumo de energía. En el caso de una empresa, por ejemplo si han disminuido los específicos de energía, kWh/ton, kg carbón/MWh, etc.

6.3.5 Revisión por la alta dirección

La alta dirección debe realizar una revisión del SGE y los resultados que se han obtenido con este sistema, proponiendo nuevas directrices que faciliten y extiendan su aplicación con el objetivo de seguir mejorando su desempeño energético.

Debe considerar por lo tanto:

- La adecuación y eficacia
- La necesidad de cambios
- Detectar las oportunidades de mejora

6.4 Beneficios de la aplicación de un SGE

A continuación se indican los beneficios que la organización obtiene al aplicar un SGE:

- Ahorro de energía
- Aumento de competitividad en el mercado
- Menor exposición al aumento de precios de la energía
- Aumento del compromiso con la sostenibilidad y responsabilidad ambiental

- Apoyo a los planes de reducción de emisiones de CO_2 que debe cumplir nuestro país y lucha contra el cambio climático
- Sistematización e identificación de la detección de oportunidades de ahorro energético.
- Mayor conciencia y compromiso del personal en el proceso de gestión de energía.
- Mejora de la imagen corporativa de la empresa.
- Desarrollar una política para un uso más eficiente de la energía.
- Utilizar los datos para entender mejor y tomar decisiones sobre el uso y consumo de energía.
- Revisar la eficacia de la política.
- Mejorar continuamente la gestión de la energía.

La gestión energética deberá contribuir a establecer objetivos a corto, medio y largo plazo encaminados a conseguir la optimización en el uso de los recursos energéticos y de sus técnicas, tales como:

- Uso de fuentes de energías renovables.
- Sustitución de algunas fuentes de energía.
- Análisis del ahorro energético de las acciones realizadas.
- Aislamiento térmico.
- Aprovechamiento de residuos.
- Análisis del entorno ambiental.
- Estudio de técnicas nuevas de producir y ahorrar energía.
- Análisis económico de la gestión.

7.0 LA AUDITORIA ENERGETICA (AE) COMO HERRAMIENTA DE GESTION

Cualquier SGE que se implemente, debe iniciarse con una Auditoría Energética, ya que fija el punto de partida, esto es, la línea base y el cómo está la empresa actualmente.

La auditoría permite lo siguiente:

- Conocer los consumos energéticos y sus costos asociados.
- Identificar y caracterizar los factores que afectan el consumo de energía.
- Detectar y evaluar las distintas oportunidades de ahorro energético.

La auditoría es una herramienta en la que se sustenta un plan sistematizado de ahorro de energía. Para esto se debe realizar una buena recolección y análisis de datos, propuestas de mejora y evaluación de los beneficios económicos.

La realización de la auditoría energética, debería realizarse por una empresa externa, especialista en el tema, con ayuda de personal de planta y obviamente utilizando equipamiento de mediciones.

7.1 Etapas de una auditoría energética

7.1.1 Estudio inicial

El objetivo del estudio inicial es conocer la instalación y obtener datos de los equipos que consumen energía, prácticas comunes, comportamiento de la carga durante el día, horarios de trabajo, consumos y estado de la instalación. En esta etapa la empresa debe tener una persona encargada de la auditoría. El resultado esperado de este estudio es un diagnostico lo más acabado de cómo se consume la energía en la empresa.

7.1.2 Medición y obtención de datos

En esta etapa se realizan mediciones de consumos de energía a los equipos con mayor significancia energética, que supuestamente serán los con mayor potencial de ahorro energético.

7.1.3 Análisis de datos y propuestas de optimización

Con los datos obtenidos en la etapa anterior se pueden determinar los ahorros de energía y hacer las propuestas que sean factibles de implementar. Pueden ser propuestas que solo involucren cambios conductuales y/u operacionales que no signifiquen costos adicionales o de implementación y otras propuestas que necesiten alguna inversión, ya sea en activos y/o capacitación al personal. Cada propuesta deberá ser presentada en términos económicos, indicando su rentabilidad y tiempo de amortización.

La metodología de las auditorías energéticas se basa en la comparación de los consumos nominales o teóricos que deben tener las instalaciones que intervienen en los procesos con los consumos reales [1]

La toma de decisiones de inversión en ahorro y eficiencia energética, tienen su fundamento en las auditorías que se realicen.

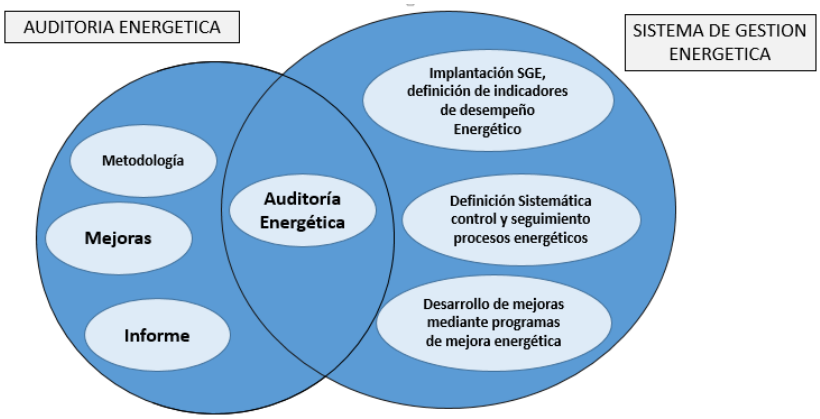


Figura 7-1: Relación entre auditoría energética versus SGE

Fuente: Fundación MAPFRE. Guía práctica para la implantación de sistemas de gestión energética. España. 2011.

La Figura 7-1, pretende indicar cuales son las diferencias entre una auditoría energética y un SGE. Se indican las etapas de una auditoría, con una metodología de trabajo definida, que permite detectar mejoras y

termina con un informe final. En cambio el SGE, tiene incorporada en su sistema las auditorías energéticas. Un SGE es un proceso de mejora continua donde el proceso se inicia y no tiene fin, sino que una vez que termina un ciclo, se vuelve a una nueva revisión por parte de la alta gerencia y se van definiendo nuevos objetivos.

8.0 CENTRALES DE BIOMASA EN CHILE Y SU APORTE A LA MATRIZ ENERGETICA.

Las centrales de generación de energía que operan con biomasa en Chile son parte de las centrales clasificadas como ERNC. En operación existen 24 unidades que operan con biomasa directamente y 11 con biogás, con potencias instaladas de 425,9MW y 59,21 MW, respectivamente. Estas instalaciones están conectadas en el SIC, no hay participación en los otros sistemas interconectados, y tienen una alta concentración en la séptima, octava y novena región, producto de la disponibilidad de biomasa en la zona. Una de las ventajas importantes, vista desde la mirada de la generación de energía eléctrica para el sistema, es que las centrales de biomasa tienen un factor de planta que va desde 80 a 90%, con lo cual se logra un alto nivel de generación en comparación con otros tipos de energías renovables. Desde el punto de vista del negocio de la generación eléctrica, este tipo de centrales participan en la venta de energía, potencia y atributos ERNC.

El desarrollo de estas centrales de biomasa ha permitido eliminar todos los acopios de aserrines, cortezas y despuntes, que antiguamente los aserraderos mantenían contiguos a sus instalaciones, con los consiguientes problemas ambientales que generaban. En el caso de los residuos agrícolas, una vez terminadas las temporadas de cosecha de los cereales se proceden a quemar en forma descontrolada en los campos, generando problemas ambientales importantes, además de accidentes en carreteras a raíz de la gran cantidad de humo que a veces imposibilita la conducción segura. Es importante mencionar

que estas quemas a veces son sin las autorizaciones respectivas y han generado incendios que han terminado con viviendas y bosques arrasados por el fuego.

Las centrales de este tipo se deben instalar en la zonas donde está la materia prima, en términos generales se estima que un radio económico para abastecer estas centrales es de 100 a 120 km, permitiendo con esto poder ubicarse en zonas donde es posible tener facilidad de conexión a las líneas de transmisión para evacuar la energía hacia la red.

Una de las desventajas importante de este tipo de centrales (turbina vapor) es el uso intensivo de agua para enfriar el condensador de la turbina, situación que ha generado mucha resistencia a la instalación de este tipo de centrales en las cercanías de las ciudades, por el temor de la población al uso excesivo del agua. Para evitar este problema es que ya se están evaluando alternativas que permiten cambiar las torres de enfriamiento por aerocondensadores, que no utilizan agua en el proceso.

En la Tabla 8-1 se muestran las potencias instaladas de las centrales ERNC del país, además de las centrales en construcción, aprobadas y en calificación ambiental.

Tabla 8-1: Centrales ERNC en operación, construcción, con RCA y en calificación.

Tecnología	Operación [MW]	Construcción [MW]	RCA Aprobada [MW]	En Calificación [MW]
Biomasa/Biogas	485	-	449	87
Eólica	1.034	208	8.591	2.196
Geotermia	-	48	120	50
Mini Hidro	446	36	791	92
Solar PV	1.100	1.135	14.732	4.517
Solar CSP	-	110	1.155	1.200
Total	**3.065**	**1.537**	**25.838**	**8.142**

Fuente: Reporte Mensual ERNC CNE, Volumen 6. Febrero 2017.

La potencia instalada de ERNC en el país asciende a un 14%, con casi el 88% en el SIC. La biomasa representa un 15,8% de la potencia instalada en ERNC.

Desde el punto de vista de inyección de energía al sistema, las ERNC participaron en el mes de febrero del 2017 con 970 GWh, lo que equivale a un 15,3 % del total. De este total, 139 MWh fueron inyecciones de centrales de biomasa, correspondiendo un 14,32% del total.

En la Tabla 8-2 se detallan las unidades de generación que están conectadas al SIC y que operan con biomasa.

Tabla 8-2: Centrales de generación con biomasa conectada en el SIC.

EMPRESA	NOMBRE UNIDAD	AÑO	REGION	UBICACIÓN	POTENCIA BRUTA MW	POTENCIA NETA MW
Arauco Bioenergía S.A.	Arauco U1	1996	Del Biobio	Arauco	9	9
Arauco Bioenergía S.A.	Arauco U2	2012	Del Biobio	Arauco	15	15
Arauco Bioenergía S.A.	Celco	1996	Del Maule	Constitución	8	8
PANELES ARAUCO S.A.	Cholguán	2003	Del Biobio	Yungay	13	13
CMPC CELULOSA S.A.	CMPC Laja	2013	Del Biobio	Laja	25	25,0
CMPC CELULOSA S.A.	CMPC Pacífico	2014	De la Araucanía	Collipulli	22,5	22,5
CMPC CELULOSA S.A.	CMPC Pacífico TG	2014	De la Araucanía	Collipulli	10,5	10,5
CMPC CELULOSA S.A.	CMPC Santa Fe	2015	Del Biobio	Nacimiento	5	5,0
Energía León S.A.	Coelemu	2014	Del Biobio	Coelemu	7,1	5,9
Energía Pacífico S.A.	Energía Pacífico	2014	Gral. Bdo O'higgins	Mostazal	15,6	14,3
Electrica Nueva Energía S.A.	Escuadrón U1	2008	Del Biobio	Coronel	12,1	10,6
Electrica Nueva Energía S.A.	Escuadrón U2	2009	Del Biobio	Coronel	2,1	1,8
HBS Energía S.A.	HBS	2011	Del Biobio	Los Angeles	2,2	2,2
Aes Gener S.A.	Laja U1	1995	Del Biobio	Cabrero	11,1	10,1
Aes Gener S.A.	Laja U2	2007	Del Biobio	Cabrero	1,5	1,4
COMASA S.A.	Lautaro	2012	De la Araucanía	Lautaro	26	24,0
COMASA S.A.	Lautaro II	2015	De la Araucanía	Lautaro	22	20,3
Arauco Bioenergía S.A.	Licanten	2004	Del Maule	Licantén	6	6,0
MASISA ECOENERGIA S.A.	Masisa	2011	Del Biobio	Cabrero	11	11,0
PANELES ARAUCO S.A.	Nueva Aldea I (ex	2005	Del Biobio	Ránquil	14	14,0
Arauco Bioenergía S.A.	Nueva Aldea III	2008	Del Biobio	Ránquil	37	37,0
Bioenergías Forestales S.A.	Santa Fe	2012	Del Biobio	Nacimiento	67,2	60,7
Arauco Bioenergía S.A.	Valdivia	2004	De los Ríos	Valdivia	61	61,0
Arauco Bioenergía S.A.	Viñales	2013	Del Maule	Constitución	22	22,0
TOTAL MW					425,9	410,32

Fuente: www.cne.cl/estadisticas/electricidad/, febrero 2017.

Como se puede ver en la Tabla 8-2, las potencias de estas centrales van desde 1,5 a 67,2 MW. En general la mayor cantidad de centrales están entre 10 a 20 MW.

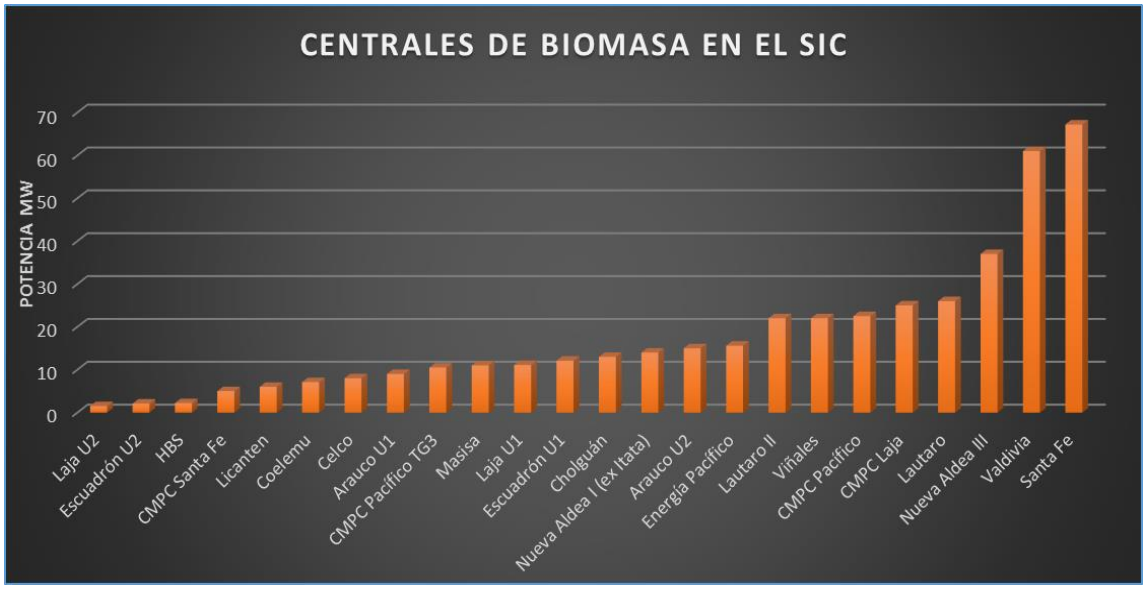


Gráfico 8-1: Centrales de generación con biomasa en el SIC
Fuente: Elaboración propio con datos de www.cne.cl/estadisticas/electricidad/, febrero 2017

La participación mayoritaria de centrales de biomasa está dada por las empresas ligadas a los grupos económicos de CMPC y Arauco como se puede ver en la Tabla 8-3. Esto debido a una condición natural de su proceso de producción de celulosa.

Tabla 8-3: Empresas generadoras con biomasa y su % de participación.

EMPRESA	POTENCIA INSTALADA MW	PARTICIPACION %
CELULOSA ARAUCO	185	43,4%
CMPC	130,2	30,6%
COMASA	48	11,3%
OTROS	62,7	14,7%
TOTAL	**425,9**	**100,0%**

Fuente: Elaboración propia.

9.0 QUE ES BIOMASA Y DISPONIBILIDAD EN CHILE

9.1 Biomasa

Biomasa se considera a un grupo de productos energéticos y materias primas de tipo renovable que se origina de la materia orgánica formada por vía biológica [3].

Biomasa se refiere a toda la materia orgánica que viene de los árboles, plantas, residuos agrícolas como paja de trigo, arroz, maíz, raps, cáscara de almendra, avellanas etc., residuos de las industrias de aserrío, tales como aserrín, corteza, viruta, despuntes, etc. Además existen plantaciones energéticas para producir biomasa para generación de energía, técnica que en Chile aún es incipiente. Esta es la fuente de energía renovable más antigua conocida por el ser humano, utilizada desde que el hombre descubrió y controló el fuego. Los avances tecnológicos han desarrollado procesos eficientes y limpios para la conversión de la biomasa en energía, que principalmente se utiliza como quema directa en calderas que generan vapor, para alimentar a turbogeneradores que definitivamente transforman la energía mecánica a energía eléctrica. Dentro de los procesos de generación de energía con biomasa, es altamente utilizada la cogeneración, sobre todo en plantas de celulosa, donde se aprovecha el vapor para generar energía eléctrica y después se aprovecha el calor remanente, logrando con esto altos rendimientos del ciclo térmico.

La energía de la biomasa puede ser extraída a partir de una serie de procesos de transformación químicos, como la pirólisis, la gasificación o biológicos como los procesos de fermentación para producir alcoholes y ésteres. El producto más conocido de los procesos biológicos son los llamados biocarburantes.

En la Tabla 9-1 se adjuntan datos de análisis elemental de varios tipos de biomasa con sus respectivos poderes caloríficos. Tanto la biomasa agrícola y forestal presenta valores de PCS en torno a los 4.500 kcal/kg.

Otro tema que es muy relevante en estos combustibles es la baja densidad energética, ya que son combustibles livianos, con densidades entre 250 a 350

kg/m^3, por lo tanto será necesario manejar altos volúmenes de combustible para satisfacer las demandas energéticas de los procesos de combustión.

9.2 Ventajas del uso de la biomasa.

- Es una fuente de energía renovable
- Tiene un efecto neutro sobre el calentamiento global, puesto que el CO2 emitido en su combustión fue previamente absorbido por la materia vegetal.
- Su contenido en sulfuros es inferior al 0,1%, por lo que no contribuye a la lluvia ácida.
- Contribuye a la diversificación energética.
- El uso de la biomasa puede ayudar a incentivar las economías rurales y ayudan a reducir la erosión del suelo.
- Ayuda a disminuir el número de incendios forestales ya que se recupera el desecho que queda después de la cosecha de bosques.

9.3 Desventajas del uso de la biomasa

- Bajo poder calorífico.
- La humedad de la biomasa afecta los procesos de combustión.
- Se necesita bastante espacio para almacenar el combustible.
- El uso intensivo de cultivos energéticos puede llegar a agotar los recursos del suelo.

Dentro de los estudios de aprovechamiento de biomasa para la generación de biocombustibles se encuentran los cultivos de micro algas, los cuales cuentan con una productividad ampliamente superior por unidad de superficie comparado con el resto de los cultivos oleaginosos (como la soja, colza, palma, etc.) y promete ser el futuro para la generación de biodiesel de manera sustentable.

Así, la biomasa resulta una fuente de energía renovable más barata, segura y eficiente, que contribuye al mantenimiento de los bosques o al reciclaje de residuos agrícolas.

9.4 Tipos de biomasa residual y su origen.

Es importante hacer una diferenciación de los tipos de biomasa con los cuales se puede contar, en especial en nuestro país, ya que es posible pensar en un desarrollo de los proyectos de generación utilizando biomasa de residuos de cultivos agrícolas, agroindustriales, plantaciones energéticas, recuperación de los desechos que quedan en el bosque después de un cosecha forestal y bosque nativo. Para el estudio potencial de la biomasa no se consideran los residuos productos de la industria de la madera ya que están siendo utilizados por las instalaciones existentes y su disponibilidad es muy acotada.

La Figura 9-1 muestra una clasificación de la biomasa que se hace en Chile. Para este caso se está considerando la biomasa seca del tipo forestal, agroindustria, desechos de plantaciones (bosque o agrícolas) desechos de poda o maleza.

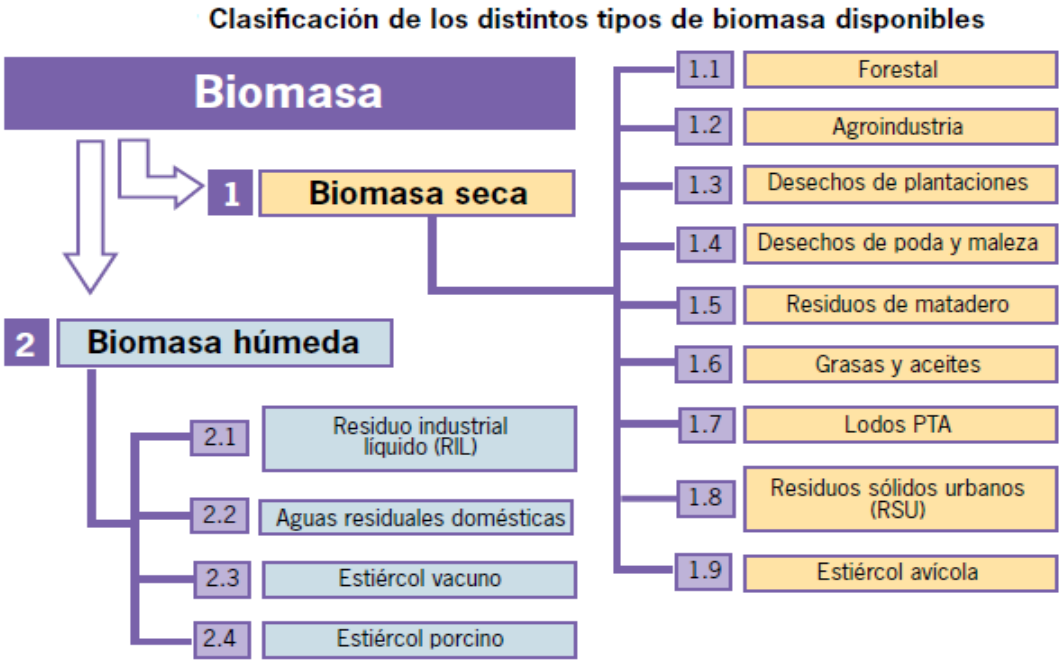


Figura 9-1: Clasificación de biomasa en Chile.

Fuente: Potencial de Biogás, 2007. CNE/GTZ.

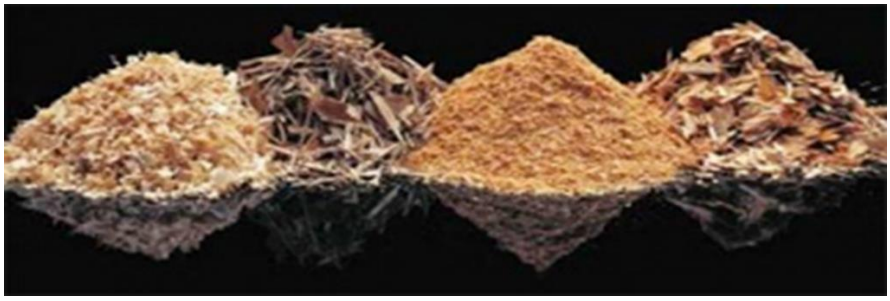


Figura 9-2: Tipos de biomasa

9.4.1 Biomasa de origen agrícola

- **Residuos de cultivos agrícolas**

Figura 9-3: Caña de Maíz, para uso industrial se hacen fardos facilitando el manejo

Figura 9-4: Paja de Trigo. La paja de trigo se maneja en fardos redondos y rectangulares. En el caso que se utilice para uso energético en calderas, se manejan fardos de 400 kg, con dimensiones de 2,5*1,2*0,9 m (largo*ancho*alto).

Figura 9-5: Tallos de raps, también se usa en fardo.

Figura 9-6: Paja de Avena, igual al manejo de la paja de trigo.

- **Residuos agroindustriales**

Figura 9-7: Cáscara de arroz, es el resultado del manejo del arroz en las plantas de proceso.

Figura 9-8: Cáscara de avena, es lo que resulta de procesar la avena en las plantas. Se utiliza en las mismas plantas para generar vapor en el proceso y como harina para alimento de animales.

9.4.2 Biomasa forestal, corresponde a la biomasa que se puede obtener de los bosques, ya sea exótico, nativo o plantaciones energéticas.

- **Bosque exótico,** corresponde a la biomasa proveniente de las plantaciones de bosques de eucaliptus y pino.
- **Bosque Nativo:** biomasa que se puede obtener de los bosques originarios del país.
- **Plantaciones energéticas,** son bosques que se implantan con el objetivo de obtener el material vegetal para la generación de energía térmica.
- **Residuos de la Industria de la madera.** Corresponde a los subproductos que se obtienen en la industria de transformación de la madera, tales como aserrín, viruta, despuntes, cortezas, etc.

Figura 9-9: Aserrín, resultado del proceso de elaboración de madera.

Figura 9-10: Corteza pino y eucaliptus. La corteza de pino generalmente se obtiene en las plantas de procesamiento de madera. En el caso del eucaliptus, se retira la corteza en las mismas faenas forestales. La corteza de eucaliptos agrega una problemática en el manejo, lo que a veces obliga a pasarla por picadores, de tal forma de tener un producto que no genere problema en los sistemas de alimentación a las calderas.

En el caso de la corteza de eucaliptus, para poder ser procesada en calderas, debe picarse ya que no es factible utilizarla directamente del descortezado manual o mecanizado.

Figura 9-11: Despuntes de aserraderos, es todo el residuo que queda después de procesar la madera.

Figura 9-12: Virutas, también es un producto que se genera en la industria del procesamiento de la madera. Principalmente se obtiene con bajos porcentajes de humedad 10 a 15% en base húmeda.

Figura 9-13: Astillas desclasificadas de pino y eucaliptus.

Figura 9-14: Desechos de bosque. Este combustible es el que se obtiene de la trituración los residuos que quedan en el bosque después de una cosecha.

9.5 Poder calorífico de la biomasa

En la Tabla 9-1 se muestran resultados de análisis de los poderes caloríficos de distintos tipos de biomasa. Se puede ver claramente que para el caso de la biomasa agrícola y forestal, de interés en este estudio, el PCS está en orden de los 4.500 kcal/kg. En el caso de la cascarilla de arroz el PCS baja sustancialmente por el alto contenido de cenizas que tiene, 21%. Se visualiza claramente como es afectado el PCI con el contenido de humedad. Por ejemplo, en el caso de humedad en torno a 40% la energía disponible baja al 40% del PCS.

Tabla 9-1: Poderes caloríficos para diferentes biomasas y humedades

Tipo Biomasa	Humedad %	Cenizas %	PCS * kcal/kg	PCI * Kcal/kg	PCI ** kcal/kg	H %	C %	N %	S %	Cloro %
BIOMASA AGRICOLA										
Cáscara de Arroz	12,82	21	3.599	3.552	2.850	3,7	36,3	<2	<2	S/I
Cáscara Nuez 1	23,84	1,1	4.887	4.841	3.093	5,5	52,9	<2	<2	S/I
Cáscara Nuez 2	11,47	1,2	4.829	4.783	4.176	5,2	56,8	<2	<2	S/I
Cascarilla de Avena 1	8,56	4	4.423	4.127	3.728	5,8	43,2	<2	<2	S/I
Cascarilla de Avena 2	9,8	3,63	4.450	4.136	3.673	6,34	42,63	0,4	0,05	<0,27
Paja raps	5,96	5,01	4.969	4.673	4.317	6,58	43,7	S/I	S/I	S/I
paja de avena	6,97	3,04	4.583	4.232	3.897	6,24	44,79	0,29	0,049	<0,27
Paja Trigo 1	9,38	3,7	4.164	4.118	3.694	5,6	47	<2	<2	S/I
Paja Trigo 2	10,51	5,99	4.318	4.027	3.542	6,17	49,19	0,051	0,25	0,15
Paja Trigo 3	8,61	3,34	4.501	4.198	3.787	6,26	43,5	0,045	0,25	<0,27
Paja Trigo 4	8,53	3,44	4.470	4.169	3.764	6,23	43,32	0,04	0,21	<0,27
Paja Trigo 5	8,99	3,37	4.477	4.176	3.749	6,25	43,12	0,038	0,22	<0,27
Paja Tritrical	8,4	2,8	4.564	4.258	3.851	6,32	44,08	0,42	0,052	S/I
BIOMASA FORESTAL										
Corteza pino	39,8	1,23	4.736	4.412	2.113	2,87	23,2	S/I	S/I	S/I
Corteza Eucaliptus	15,3	12	3.661	3.101	2.971	2,4	33,9	S/I	S/I	S/I
Aserrin de pino 1	69,8	1,56	4.614	4.131	896	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I
Aserrin de pino 2	32,5	4,47	4.451	3.004	2.796	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I
Aserrin de pino 3	68,4	0,67	4.413	4.100	1.296	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I
Aserrin de pino 4	61,4	0,64	4.675	4.084	1.675	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I
Astilla de pino 1	10,44	0,13	4.468	4.423	3.794	6,3	44,3	S/I	S/I	S/I
Astilla de pino 2	11,21	0,5	4.597	4.550	3.753	4,5	58,8	S/I	S/I	S/I
Despuntes aserradero	11,06	0,6	4.575	4.528	3.786	4,9	51,1	S/I	S/I	S/I
Astilla eucaliptus	11,16	0,7	4.474	4.428	3.447	5,4	49,5	S/I	S/I	S/I

(*) Base seca
(**) Base Húmeda

Fuente: Información propia y Laboratorios especializados UDT - PCM Lab.

9.6 Potencial de la biomasa en Chile

Para este análisis se debe diferenciar entre biomasa de origen forestal y biomasa de origen agrícola, los cuales se analizaran por separado

9.6.1 Potencial de biomasa de origen forestal

En la Tabla 9-2 se muestra el catastro de la superficie total de bosque nativo y plantaciones forestales en el país, indicando una superficie de 13,6 y 2,87 millones de hectáreas, respectivamente.

Tabla 9-2: Superficie forestal en Chile, año 2011.

Región	Bosque Nativo	Plantaciones Forestales	Total Bosque	%
De Arica y Parinacota	-	-	-	-
De Tarapaca	7.300	26.975	34.275	0,2%
De Antofagasta	-	3.411	3.411	0,0%
De Atacama	-	-	-	0,0%
De Coquimbo	31.266	2.937	34.203	0,2%
De Valparaíso	106.376	64.189	170.565	1,0%
Metropolitana de Santiago	105.549	6.270	111.819	0,7%
Del L.B. O"Higgins	185.313	119.756	305.069	1,9%
Del Maule	384.714	607.594	992.308	6,0%
Del Biobio	768.553	1.227.788	1.996.341	12,1%
De la Araucanía	937.312	572.188	1.509.500	9,2%
De Los Ríos	849.771	179.545	1.029.316	6,2%
De Los Lagos	2.736.332	54.223	2.790.555	16,9%
De Aisén	4.815.532	7.109	4.822.641	29,3%
Magallanes	2.671.615	23	2.671.638	16,2%
Totales	**13.599.633**	**2.872.008**	**16.471.641**	**100%**

Fuente: Catastro de los Recursos Vegetales Nativos de Chile, 2011.CONAF

Del bosque nativo, aproximadamente 4 millones de hectáreas se encuentran en el Sistema Nacional de Áreas Silvestres Protegidas del Estado (SNASPE), y otros 4,5 millones de hectáreas son considerados bosques de protección. La

superficie que se considera bosques nativos productivos alcanza aproximadamente 5,1 millones de hectáreas. A estos, se suman alrededor de 2,9 millones de hectáreas de plantaciones forestales**.**

Dentro de los bosques nativos se puede identificar un primer tipo, que son los bosques nativos adultos, en términos generales bastante degradados, por cuanto fueron sometidos a una extracción selectiva en el pasado, lo que tuvo como consecuencia en la actualidad un bosque poco rentable. La baja rentabilidad es consecuencia de su alejamiento de los centros de actividad económica, de la carencia de vías expeditas de acceso, de la deteriorada calidad de la madera y del bajo valor por unidad de superficie de los bosques remanentes, ya que en el pasado se extrajeron las mejores especies y ejemplares. Un segundo tipo de bosque son 3,5 millones de hectáreas de bosque nativos renovables. Estas formaciones constituidas por árboles jóvenes, surgen como consecuencia de las extensas áreas que en el pasado se quemaron por incendios incontrolables originados en su mayoría por faenas para la habilitación de tierras agrícolas**.**

El potencial energético en base a biomasa del bosque nativo es de 2.597 MWe. Si se resta el porcentaje de biomasa de bosque nativo que se utiliza hoy el potencial se reduce a 2.129 MWe. Esto corresponde a aproximadamente 5,5 millones de hectáreas [2]

De las plantaciones forestales, se estima que en el año se cosechan del orden de 100.000 hectáreas de bosque, principalmente pino y eucaliptus. Si se considera que 500 hectáreas de desecho generan lo suficiente biomasa para abastecer en un año a una planta de 1 MW, se tiene por lo tanto que el potencial de generación sería del orden de los 200MW.

9.6.2 Potencial de biomasa de origen agrícola

Dentro de los residuos de origen agrícola que interesa analizar son los que se muestran en la Tabla 9-3, donde existe una superficie total país sembrada de 565.579 hectáreas y considerando que en promedio es posible instalar por

cada 1.500 a 2.000 hectáreas sembradas 1 MW, es posible concluir que se puede instalar del orden de los 280 a 380 MW con biomasa de origen agrícola. De la Tabla 9-3 además se desprende que las zonas de interés serian de la Región de O'Higgins a la Araucanía donde se concentra el 89% de la superficie sembrada con cultivos que pueden servir como biomasa para centrales de generación.

Tabla 9-3: Superficie sembrada en Chile por trigo, avena, triticale y raps

REGION	Trigo	Avena	Maíz	Triticale	Raps	Total
De Coquimbo	1.418	-	68	-	-	1.486
De Valparaíso	1.451	47	950	-	-	2.448
Region Metropolitana	6.081	833	10.102	-	91	17.107
Del L.B. O"Higgins	10.476	1.825	47.768	-	155	60.224
Del Maule	31.814	3.343	40.077	108	619	75.961
Del Biobio	83.331	30.556	17.915	2.457	6.774	141.033
De la Araucanía	99.224	86.154	153	13.901	24.925	224.357
De Los Ríos	11.710	6.487	-	833	2.583	21.613
De Los Lagos	9.036	6.760	-	2.835	2.339	20.970
Resto del país	46	334	-	-	-	380
Total	**254.587**	**136.339**	**117.033**	**20.134**	**37.486**	**565.579**

Fuente: Informe Anual 2013 Agropecuarias, INE. Elaboración Propia.

9.7 Potencial de generación de energía con biomasa

A continuación se hará una estimación de cuál es la capacidad de generación de energía eléctrica con el tipo de biomasa en estudio, esto es agrícola y forestal.

9.7.1 Potencial de generación con biomasa de origen forestal

Se considera para este análisis que los desechos de plantas de procesamiento de la madera y celulosa, se ocupan en un alto porcentaje, no quedando material disponible para nuevos proyectos de generación.

Solo se considerará los desechos que se generan de la cosecha y que actualmente quedan en el bosque.

En la Tabla 9-4 se indican los valores típicos de desechos en el bosque para la especie pino y eucaliptus.

Tabla 9-4: Generación de desechos de cosecha de bosques por hectárea

Aprovechamiento de desechos de cosecha Forestal				
	Eucaliptus 11 años		Pino Radiata	
	%	Toneladas por Hectárea	%	Toneladas por Hectárea
Fuste	2-2,5	2,9	3 a 5	6,6
Ramas	12 a 15	17,4	12 a 15	20,6
Corteza	11 a 12	15,95		

Fuente: Seminario Generación Energía con Biomasa. Jose Rafael Campino, Año 2006.

Con esta información y considerando los aportes energéticos típicos de la madera a una humedad del 55% se obtiene que existe un potencial de generación de 256,5 MW, como se indica en la Tabla 9-5. Se considera para el análisis un PCI de 1750 kcal/kg.

Tabla 9-5: Estimación de generación con desechos de bosques.

Estimación Generación a partir de desechos de bosques

Especie	Cosecha Anual (Ha)	Desechos Totales ton	PCI kcal/kg	Humedad	Potencia Estimada MW
P. Radiata	75.000	2.040.000	1.750	55%	177,7
Eucaliptus	25.000	906.250	1.750	55%	78,9
Total					256,5

Fuente : Presentación Biomasa Una Alternativa Real . Jorge Contreras - Ramiro Plaza 2011 . Elaboración propia

Se considera para esta estimación una humedad promedio del 55% en base humedad y una poder calorífico inferior de 1.750 kcal/kg y un rendimiento del ciclo del 30%.

Según el estudio realizado por CNE/GTZ 2008 el potencial determinado de 470 MW de potencia instalable factible, como máximo y 310 MW como mínimo [3].

9.7.2 Potencial de generación con desechos agrícolas

Para hacer el análisis del potencial de generación con desechos agrícolas se deben considerar los siguientes datos:

- Cada hectárea de trigo, avena y triticale sembrada genera aproximadamente 4 toneladas de paja a un 10% de humedad.
- Cada hectárea de raps genera 3 toneladas de desecho al 10% de humedad.
- Para el caso del maíz la recuperación es de 8 ton por hectárea.

Con la información de la Tabla 9-3 y datos de la Tabla 9-5 se obtiene un potencial de 465 MW eléctricos de generación con desechos de origen agrícola (Tabla 9-6).

Tabla 9-6: Potencial de generación con biomasa agrícola

Producto	Superficie (Ha)	Desechos (ton)	Poder calorífico Kcal/kg	Humedad %	Potencia MW
Trigo	254.587	1.018.348	3.550	10	180
Maiz	117.033	936.264	3.120	15	145
Raps	37.486	112.458	4.317	15	24
Avena	136.339	545.356	3.728	10	101
Triticale	20.134	80.536	3.600	10	14
POTENCIA GENERABLE					**465**

Fuente: Informe Anual 2013 Agropecuarias, INE. Elaboración Propia

9.7.3 Potencial de generación con biomasa de origen agrícola y forestal en Chile.

Con los datos entregados en los puntos anteriores se llega a la conclusión que existe un potencial de generación con desechos de la cosecha forestal y agrícola de 714MW. Con esto, se podría reemplazar del orden del 5% de la generación actual con energía proveniente de biomasa. Se podrían detener dos centrales de carbón si se realizará el aprovechamiento total. Este análisis no considera el aprovechamiento del bosque nativo, dada la complejidad política si esto se planteara.

9.7.4 Desarrollo de nuevos proyectos de generación con biomasa.

De la Tabla 8-2 se puede ver que actualmente existen en el sistema del orden 425 MW instalados, con factores de planta entre 80 y 90%. Existen proyectos aprobados ambientalmente por 449 MW y 87 MW en proceso de aprobación **(Tabla 8-1).** La pregunta es por qué no se están desarrollando estos proyectos? El problema es que el actual diseño de desarrollo energético de nuestro país, hace competir a una central de biomasa con grandes centrales convencionales de igual a igual.

Una forma para desarrollar las ERNC que podrían haber utilizado Chile, es generar licitaciones por tipo de tecnología ERNC, y con esto asegurar una rentabilidad adecuada a estos proyectos y garantizar el ingreso, con el consiguiente beneficio ambiental que genera.

Es importante hacer notar que el 90% de las centrales de biomasa están ligadas a proceso de cogeneración, y solo 48 MW están instalados como centrales puras. Esta tecnología necesita precios de energía del orden de 80 US$/MWh para que los proyectos puedan ser desarrollados, con costos variables que van desde 30 a 50 US$/MWh.

Por los temas planteados en este punto, es que se hace muy interesante que tanto nuevos proyectos, como los existentes operen eficientemente,

de tal forma de seguir siendo una alternativa energética para la matriz energética de Chile.

10.0 CICLOS DE VAPOR UTILIZADOS EN GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA Y SUS RESPECTIVOS RENDIMIENTOS EN PLANTAS DE BIOMASA.

La tecnología más utilizada en la generación eléctrica con biomasa es el ciclo de turbina de vapor. De acuerdo a la teoría estas centrales pueden construirse a partir de unos pocos kWe hasta valores muy altos, como por ejemplo 600 MWe. En la práctica potencias muy bajas no se utilizan por el elevado costo específico. En cambio se encuentran centrales que van desde 1 MWe hasta unos 60 MWe, existiendo potencias mayores como se adjunta en Anexo N° IV. Los rendimientos de estas centrales van desde 18 a 35% sobre PCI. Pueden encontrarse sistemas de mayor eficiencia, pero con procesos de recalentamiento de vapor.

Las potencias más comunes de estas centrales van desde 8 a 25 MWe, siendo lo más complejo en estas plantas la logística de abastecimiento de combustible.

La construcción de una central de biomasa depende del tipo de combustible a utilizar, pero en general tienen el siguiente diagrama de bloque:

Figura 10-1: Diagrama de bloques de una central de biomasa.

Fuente: Dimensionamiento y simulación de plantas de generación eléctrica con biomasa. Patricio Rodríguez Gómez.

Con el fin de entender el funcionamiento de una central de generación con turbina a vapor, es necesario tener claro cómo funciona el ciclo de conversión de energía química, en este caso la biomasa que se transforma finalmente en electricidad. Aquí el concepto es producir trabajo mecánico a partir de la cesión de calor desde una zona de alta temperatura a una de baja temperatura. En este caso el vapor que proviene de la caldera (foco caliente) pasa a la turbina a ceder la energía en el proceso de expansión del vapor, para luego pasar al estado líquido en el condensador (foco frio). Desde aquí una bomba de alta presión envía nuevamente el agua a la caldera, donde se libera la energía de la biomasa y es absorbida por el agua hasta lograr convertirse en vapor sobrecalentado.

A continuación se analizaran los ciclos de vapor que dan origen al funcionamiento de las centrales térmicas.

10.1 Ciclo de Carnot

Existen diversos ciclos teóricos, compuesto por procesos internamente reversibles. Uno de ellos es el denominado Ciclo de Carnot, que puede funcionar como sistema cerrado o como sistema de flujo en régimen estacionario, el mismo está compuesto por dos procesos isotérmicos e internamente reversibles y dos procesos adiabáticos e internamente reversibles.

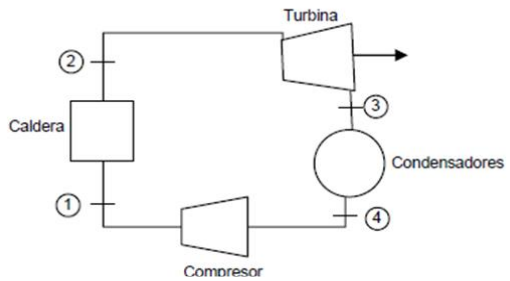


Figura 10-2: Diagrama Máquina térmica de Carnot

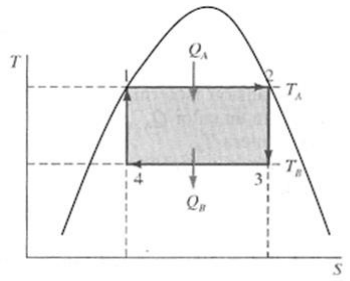


Figura 10-3: Diagrama T-S Ciclo de Carnot

Fuente: Termodinámica 6ta Edición Kenneth Wark, Donald E. Richards. Ed. 2001

1-2 A la presión alta del estado 1 se comunica calor a presión constante y a temperatura constante, hasta que el agua se encuentra como vapor saturado en el estado 2.

2-3 Una expansión adiabática e internamente reversible del fluido de trabajo en la turbina hasta que alcanza la temperatura inferior TB en el estado 3.

3-4 El vapor húmedo que sale de la turbina se condensa parcialmente a presión constante y temperatura constante, hasta el estado 4 cediendo calor.

4-1 Se comprime isentrópicamente vapor de agua húmedo, que se encuentra en el estado 4, hasta el estado de líquido saturado.

De la ecuación de rendimiento del ciclo de Carnot, fluye la idea de temperatura termodinámica o temperatura absoluta. La idea es que existe una propiedad de la fuente de calor, llamada temperatura absoluta que está ligada al rendimiento termodinámico obtenible de la misma [4].

$$\eta \leq 1 - \frac{T_B}{T_A}$$

Este valor, corresponde al máximo rendimiento que podría llegar el ciclo termodinámico.

Dónde: T_B = temperatura mínima disponible en Kelvin.

T_A = temperatura máxima del vapor en Kelvin.

Este valor corresponde al rendimiento del ciclo térmico, aquí no está considerado el consumo de energía para la operación de la planta, llamado consumos propios, lo que bajará aún más el rendimiento del ciclo.

10.2 Ciclo Rankine con sobrecalentamiento: Ciclo ideal para los ciclos de potencia de vapor.

El fluido agua/vapor en una central termoeléctrica con sistema de generación de energía mecánica a partir de una turbina de vapor, sigue el ciclo ideado por el escocés William John Macquorn Rankine a mediados del siglo XIX.

Es posible eliminar muchos de los aspectos imprácticos asociados con el ciclo de Carnot si el vapor es sobrecalentado en la caldera y condensado en el condensador. Lo que resulta es el ciclo Rankine, ciclo ideal para las centrales eléctricas de vapor. El ciclo Rankine con sobrecalentamiento está compuesto de los siguientes cuatro procesos que se muestran las Figuras 10-4 y 10-5.

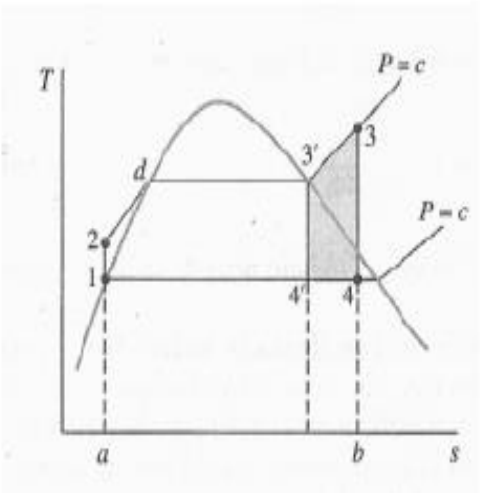


Figura 10-4: Diagrama T-S Ciclo Rankine con sobrecalentamiento

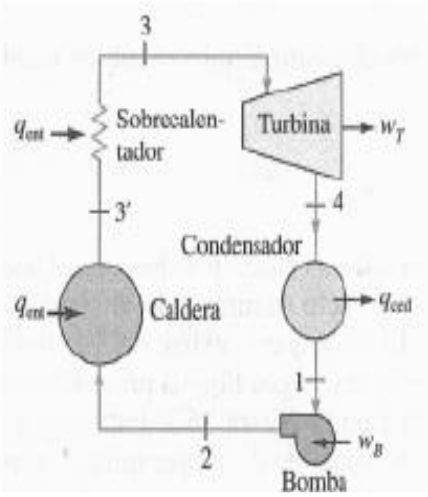


Figura 10-5: Diagrama Ciclo Rankine con sobrecalentamiento

Fuente: Termodinámica 6ta Edición Kenneth Wark, Donald E. Richards. Ed. 2001

El ciclo completo comprende los siguientes procesos:

Proceso 1-2: Compresión isentrópica del fluido de trabajo en fase líquida mediante una bomba, lo cual implica un consumo de potencia. Se

aumenta la presión del fluido de trabajo hasta el valor de presión en el generador de vapor. Aunque es un proceso que consume energía, la compresión de un líquido es mucho más económica energéticamente hablando que la compresión de un gas, razón por la cual se aumenta la presión en el líquido con un equipo mecánico, en vez de hacer aumentar la presión del vapor que sería mucho más costoso.

Proceso 2-3: Transmisión de calor hacia el fluido de trabajo a presión constante en la caldera o el generador de vapor. En un primer tramo del proceso, el fluido de trabajo se calienta hasta la temperatura de saturación o ebullición, luego tiene lugar el cambio de fase líquido-vapor que sale de la caldera, punto 3´, para luego pasar por el sobrecalentado y así aumentar su temperatura. Este vapor es el utilizado por la turbina para generar la potencia del ciclo (la potencia neta del ciclo se obtiene realmente descontando la consumida por la bomba, aunque esta suele ser muy pequeña en comparación).

•**Proceso 3-4:** Expansión isentrópica del fluido de trabajo en la turbina desde la presión de la caldera hasta la presión del condensador. Se realiza en una turbina de vapor y se genera potencia en el eje de la misma.

•**Proceso 4-1**: Transmisión de calor a presión constante desde el fluido de trabajo hacia el circuito de refrigeración, de forma que el fluido de trabajo alcanza el estado de líquido saturado. Se realiza en un condensador (intercambiador de calor), idealmente sin pérdidas de carga.

10.3 COMO INCREMENTAR LA EFICIENCIA DE UN CICLO RANKINE

Es importante hacer notar, que aumentos pequeños en la eficiencia térmica del ciclo de vapor, puede generar importantes ahorros de

combustible. Por lo tanto siempre será válido intentar mejorar la eficiencia con la que opera una central térmica de vapor.

La búsqueda de aumentar la eficiencia del ciclo térmico, significa incrementar al máximo la temperatura promedio en que el calor es transferido al vapor, o por otro lado disminuir al máximo la temperatura promedio en que el calor es rechazado en el condensador.

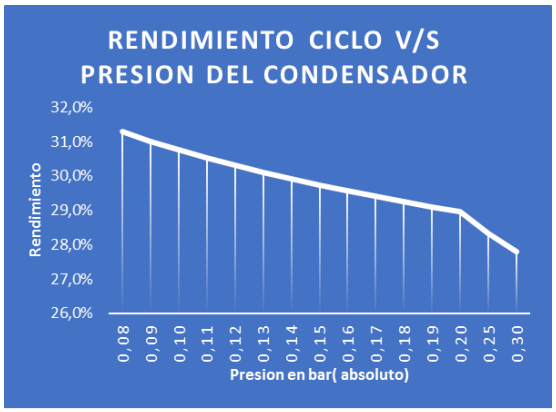
10.3.1 Reducción de la presión del condensador

El agua, existe como un vapor húmedo en el condensador a la temperatura de saturación. Por lo tanto, la reducción de presión al interior del condensador reduce automáticamente la temperatura del vapor con lo cual el calor rechazado se hace a menor temperatura.

Con el fin de lograr aumentos de eficiencia del ciclo, los condensadores son diseñados para trabajar a presiones muy bajas con respecto a la presión atmosférica (valores entre 0,06 a 0,1 bar absolutos). El límite inferior de presión, estará dado por la presión de saturación correspondiente a la temperatura del medio de enfriamiento.

A continuación se muestra en el Gráfico 10-1 y Tabla 10-1 los resultados del rendimiento obtenidos en un ciclo de vapor, en una turbina de 100% de condensación con variación del vacío del condensador. Para esto se utilizó una herramienta en la web, según la dirección adjunta en Figura 10-6. Con esto se puede ver que mientras más alto es el vacío mayor será el rendimiento del ciclo.

Tabla 10-1: Rendimiento turbina con variación de vacío del condensador.



Vapor turbina Condensador	BAR	MW entrada	MW salida	Rendimiento
0,08	105	96,41	30,2	31,3%
0,09	105	96,41	29,9	31,0%
0,10	105	96,41	29,7	30,8%
0,11	105	96,41	29,4	30,5%
0,12	105	96,41	29,2	30,3%
0,13	105	96,41	29,0	30,1%
0,14	105	96,41	28,9	29,9%
0,15	105	96,41	28,7	29,7%
0,16	105	96,41	28,5	29,6%
0,17	105	96,41	28,4	29,4%
0,18	105	96,41	28,2	29,3%
0,19	105	96,41	28,1	29,1%
0,20	105	96,41	27,9	29,0%
0,25	105	96,41	27,3	28,3%
0,30	105	96,41	26,8	27,8%

Gráfico 10-1: Rendimiento turbina con variación de vacío del condensador.

Fuente : Elaboración propia

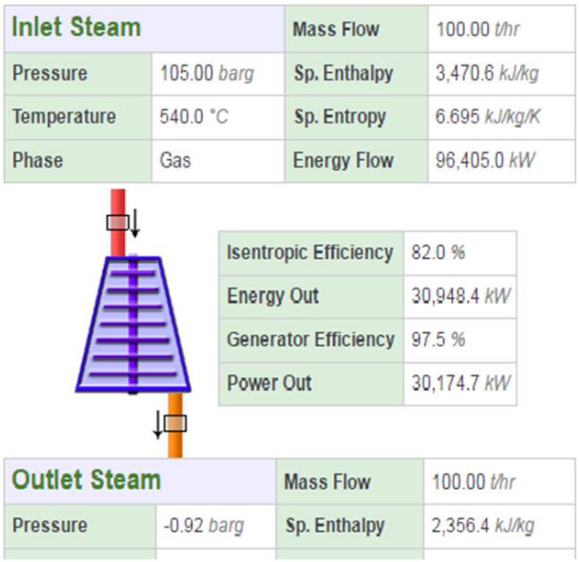


Figura 10-6: Determinación de la potencia de salida de una turbina con variación vacío.

Fuente:https://www4.eere.energy.gov/manufacturing/tech_deployment/amo_steam_tool/equipTurbine.

La reducción de presión del condensador, puede tener efectos negativos relacionados a la posibilidad de generar filtraciones de aire dentro del condensador. Lo más relevante aún es la posibilidad de incrementar la

humedad del vapor en las últimas etapas de la turbina. La presencia de gran cantidad de humedad es indeseable ya que disminuye la eficiencia y genera erosión en los alabes en la etapa de condensación.

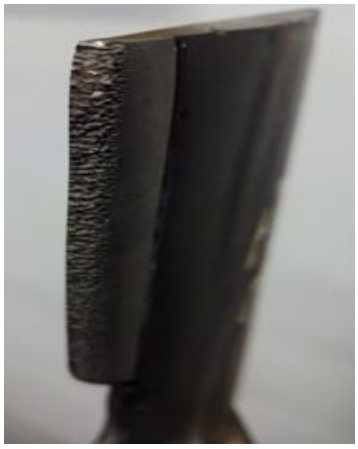


Figura 10-7: Daño en alabe producto de erosión por vapor húmedo en la última etapa de la turbina.

10.3.2 Sobrecalentamiento del vapor a altas temperaturas

La temperatura promedio a la que el calor es transferido hacia el vapor puede ser incrementada sin aumentar la presión de la caldera. De este modo, tanto el trabajo neto como la entrada de calor aumentan, por la mayor temperatura, que en definitiva es un incremento en la eficiencia térmica del ciclo. El rendimiento térmico de la central aumenta en forma lineal, con el aumento de la temperatura del vapor a la salida de la caldera. La limitación de la temperatura está dada por la metalurgia de la caldera. Para centrales con biomasa las temperaturas máximas están en torno a los 522°C, limitada por la concentración de cloro presente en los combustibles, principalmente en la paja de trigo.

A continuación se muestra los resultados obtenidos en un ciclo de vapor en la turbina de 100% de condensación con variación de la temperatura del vapor de entrada. Para esto se utilizó una herramienta en la web,

según la dirección adjunta en Figura 10-8. Se puede ver que el rendimiento es lineal a los cambios de temperatura del vapor sobrecalentado, como indica el Gráfico 10-2 y Tabla 10-2.

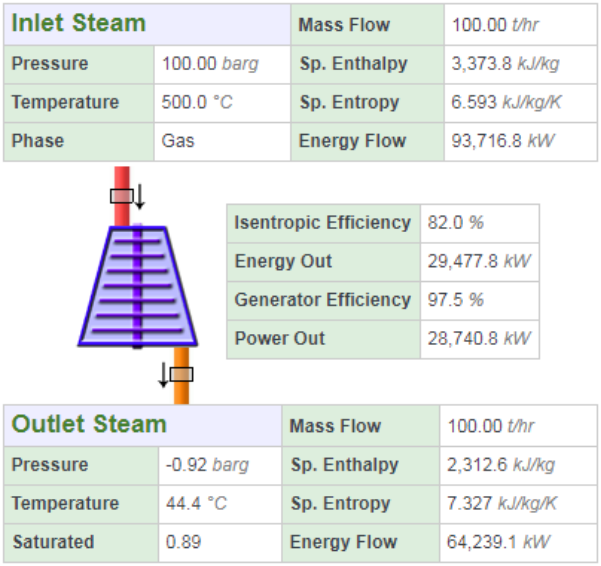


Figura 10-8: Determinación de la potencia de salida de una turbina con variación temperatura

Fuente:www4.eere.energy.gov/manufacturing/tech_deployment/amo_steam_tool/equipTurbine

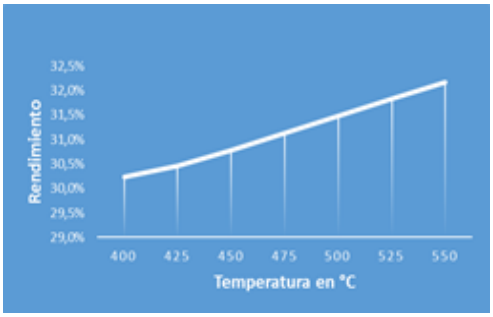


Gráfico: 10-2: Rendimiento turbina v/s variación temperatura vapor.

Tabla 10-2: Rendimiento turbina con variación temperatura vapor

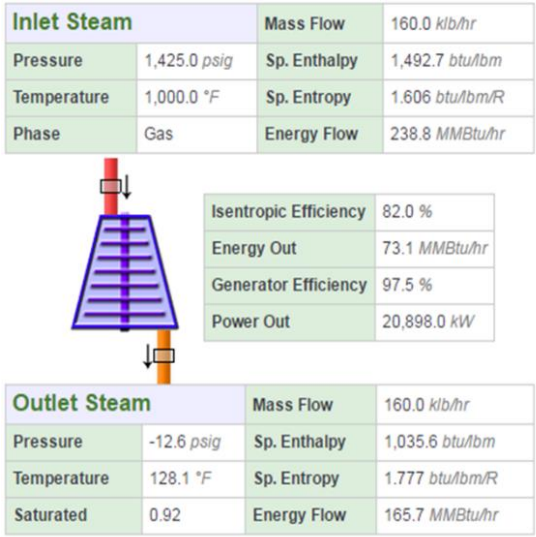
Temp. Vapor °C	MW entrada	MW salida	MW Elect	Rendimiento TERMICO %
400	86,0	26	25,3	30,2%
425	88,0	26,8	26,2	30,5%
450	90,0	27,7	27,0	30,8%
475	91,9	28,6	27,9	31,1%
500	93,7	29,5	28,7	31,5%
525	95,5	30,4	29,6	31,8%
550	97,0	31,2	30,4	32,2%

Fuente : Elaboración propia

10.3.3 Incremento de la presión de la caldera

Otra forma de incrementar la temperatura promedio durante el proceso de adición de calor, es aumentar la presión de operación de la caldera, lo cual eleva automáticamente la temperatura a la que se generará la ebullición. Esto a su vez eleva la temperatura promedio al cual se transfiere calor al vapor y de ese modo se incrementa la eficiencia térmica del ciclo. En este caso el rendimiento se hace asintótico en valores cercanos a 30,6% para presiones desde 100 (bar) hacia arriba, como se puede ver en el Gráfico 10-3.

Estos cálculos específicos son para un ciclo en particular, donde se especificó la eficiencia de la turbina, generador y vacío de trabajo del condensador.



Inlet Steam		Mass Flow	160.0 klb/hr
Pressure	1,425.0 psig	Sp. Enthalpy	1,492.7 btu/lbm
Temperature	1,000.0 °F	Sp. Entropy	1.606 btu/lbm/R
Phase	Gas	Energy Flow	238.8 MMBtu/hr

Isentropic Efficiency	82.0 %
Energy Out	73.1 MMBtu/hr
Generator Efficiency	97.5 %
Power Out	20,898.0 kW

Outlet Steam		Mass Flow	160.0 klb/hr
Pressure	-12.6 psig	Sp. Enthalpy	1,035.6 btu/lbm
Temperature	128.1 °F	Sp. Entropy	1.777 btu/lbm/R
Saturated	0.92	Energy Flow	165.7 MMBtu/hr

Figura 10-9: Determinación de la potencia de salida de una turbina con variación de presión

Fuente:ww4.eere.energy.gov/manufacturing/tech_deployment/amo_steam_tool/equipTurbine

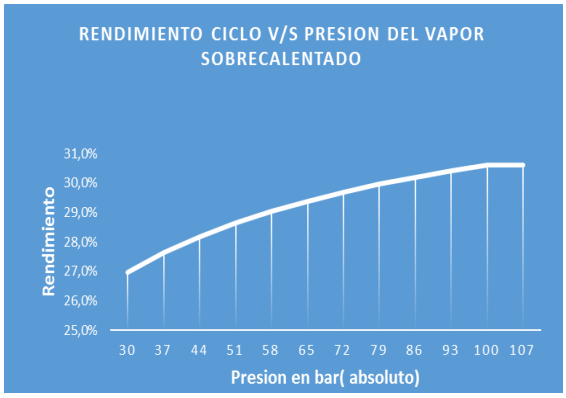


Gráfico 10-3: Rendimiento turbina con variación presión de vapor

Tabla 10-3: Rendimiento turbina con variación presión de vapor

Presión Vapor turbina Bara	PSI	MMBtu entrada	MMBtu salida	MW Elect	Rendimiento
30	420	243,6	65,7	18,8	27,0%
37	520	243,2	67,2	19,2	27,6%
44	620	242,7	68,4	19,5	28,2%
51	720	242,3	69,4	19,8	28,6%
58	820	241,8	70,2	20,1	29,0%
65	920	241,3	70,9	20,3	29,4%
72	1.020	240,8	71,5	20,4	29,7%
79	1.120	240,3	72,0	20,6	30,0%
86	1.220	239,8	72,4	20,7	30,2%
93	1.320	239,4	72,8	20,8	30,4%
100	1.420	238,9	73,1	20,9	30,6%
107	1.520	238,8	73,1	20,9	30,6%

Fuente: Elaboración propia.

10.3.4 Ciclo Rankine ideal con recalentamiento

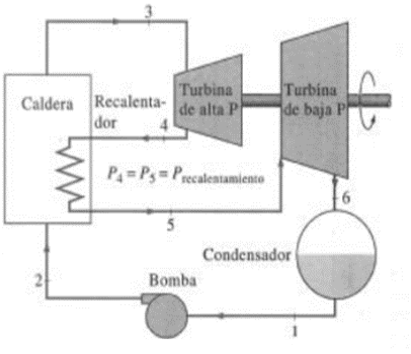


Figura 10-10: Diagrama Ciclo Rankine con recalentamiento

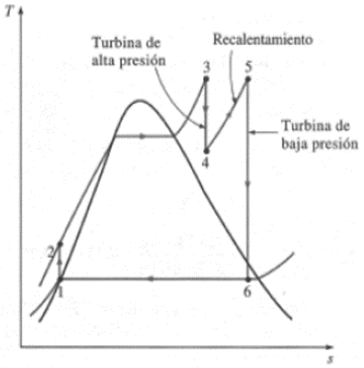


Figura 10-11: Diagrama T-S Ciclo Rankine con recalentamiento

Fuente: Termodinámica 6ta Edición Kenneth Wark, Donald E. Richards. Ed. 2001

Anteriormente se mencionó que el aumento en la presión de la caldera incrementa la eficiencia térmica del ciclo Rankine, pero que también incrementa el contenido de humedad del vapor a niveles inaceptables. Entonces, es natural formular la siguiente pregunta:

¿Cómo podemos aprovechar las mayores eficiencias a presiones más altas de la caldera sin tener que enfrentar el problema de humedad excesiva en las etapas finales de la turbina?

Se puede pensar en dos posibilidades:

1) Sobrecalentar el vapor a temperaturas muy altas, antes que entre a la turbina. Esta sería la solución deseable porque la temperatura promedio a la que se añade calor también se incrementaría, lo cual aumentaría la eficiencia del ciclo. Sin embargo, no es una solución viable ya que requiere de elevar la temperatura del vapor hasta niveles metalúrgicamente inseguros.

2) Expandir el vapor en la turbina en dos etapas y recalentarlo entre ellas. En otras palabras, modificar el ciclo Rankine ideal simple, con un proceso de recalentamiento. El recalentamiento es una solución práctica al problema de humedad excesiva en turbinas y es comúnmente utilizada en las modernas centrales eléctricas de vapor.

El ciclo Rankine ideal con recalentamiento difiere en el ciclo Rankine ideal simple en que el proceso de expansión sucede en dos etapas. En la primera, el vapor se expande isentrópicamente hasta la presión intermedia y regresa a la caldera donde se recalienta a presión constante, por lo general hasta la temperatura de entrada de la turbina de la primera etapa (turbina de alta presión). Después el vapor se expande isentrópicamente en la segunda etapa de la turbina de baja presión) hasta la presión del condensador. De modo que la entrada de calor total y a la salida total de trabajo de la turbina en un ciclo de recalentamiento viene a ser:

$$q_{entrada} = q_{primario} + q_{recalentamiento} - (h_3 - h_2) + (h_5 + h_4) \qquad \text{Ec. (10-1)}$$

Y

$$w_{turbina,salida} = w_{turbina\ I} + w_{turbina\ II} = (h_3 - h_4) + (h_5 - h_6) \qquad \text{Ec. (10-2)}$$

Observación:

La incorporación de un recalentamiento simple en una central eléctrica moderna mejora la eficiencia del ciclo en 4 o 5 por ciento, ya que incrementa la temperatura promedio a la cual el calor se transfiere al vapor.

La temperatura promedio durante el proceso de recalentamiento puede incrementarse aumentando el número de etapas de expansión y recalentamiento. Cuando se hace esto, los procesos de expansión y recalentamiento se acercan a un proceso isotérmico a la temperatura máxima. Sin embargo, el uso de más de dos etapas de recalentamiento no es práctico. El mejoramiento teórico en la eficiencia debido al segundo recalentamiento es cercano a la mitad del mejoramiento debido a un solo recalentamiento. Si la presión de entrada de la turbina no es lo suficientemente alta, el doble recalentamiento resulta en un escape sobrecalentado. Esto es indeseable porque causaría que la temperatura promedio para el rechazo de calor aumente y de esta manera la eficiencia del ciclo disminuya. Por lo tanto el doble recalentamiento se utiliza principalmente en centrales eléctricas de presión supercrítica.

Esta aplicación es poco utilizada en plantas de bajo tamaño, ya que aumenta demasiado el costo de inversión, solo se justificaría si el costo de biomasa es demasiado alto.

10.3.5 Ciclo Rankine ideal regenerativo

Consiste en extraer parte del vapor expandido en la turbina y utilizarlo para suministrar calor al fluido de trabajo (mediante calentadores), aumentando su temperatura antes de pasar por la fuente principal de calor (caldera) a una presión determinada. Con esto se consigue disminuir el consumo de combustible en la caldera ya que se necesita menor aporte energético para obtener la temperatura del ciclo. Visto de

otra forma, en vez de condensar vapor en el condensador de la turbina, se utiliza el calor del vapor en precalentar el agua que alimenta la caldera. Este arreglo provoca un aumento en el rendimiento del ciclo, pero disminuye la potencia extraída por la turbina, ya que se saca vapor antes que condense. Si se desea mantener el nivel de generación, se deberá aumentar la capacidad de la caldera en ton/hora. Existen dos tipos de calentadores uno denominado abierto o de contacto directo y el calentador cerrado o cambiador de calor de carcasa y tubos.

10.3.5.1 Calentadores abiertos

El vapor extraído de la turbina se mezcla con el agua de alimentación que sale de la bomba. Se ajustan los flujos másicos de las corrientes que entran al calentador, de manera que el resultado de la mezcla a la salida del calentador sea líquido saturado a una presión determinada.

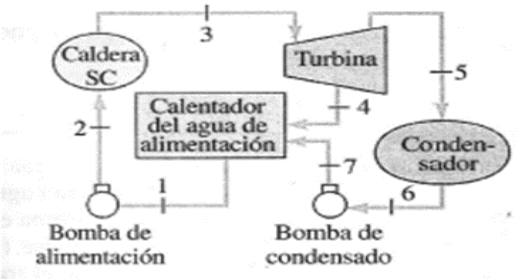


Figura 10-12: Diagrama Ciclo Rankine regenerativo

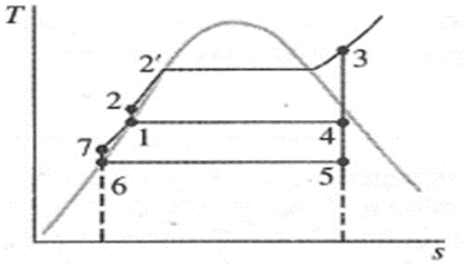


Figura 10-13: Diagrama T-S Ciclo Rankine regenerativo

Fuente: Termodinámica 6ta Edición Kenneth Wark, Donald E. Richards. Ed. 2001

10.3.5.2 Calentadores cerrados

En un calentador cerrado no se mezclan las corrientes que entran. El agua de alimentación circula por el interior de los tubos que pasan por el calentador y el vapor extraído de la turbina para precalentar el agua, se condensa en los tubos.

10.4 Ciclos reales en plantas de generación

En los puntos tratados anteriormente se analizaron los ciclos de vapor para obtener energía, pasando del ciclo de Carnot, en un marco netamente teórico, hasta ciclos prácticos como el de Rankine, con todas sus variaciones. Ahora se presentarán tres casos de centrales de generación con biomasa reales, donde se muestran sus respectivos rendimientos.

Tabla 10-4: Rendimientos de centrales

Potencia Elect.	Tipo	Presión	Temp.	Rendimiento	
MW	Ciclo	Bar	°C	Térmico	Total
23,0	Regenerativo	92,0	522	31,3%	28,8%
17,7	Regenerativo	92,0	522	32,5%	29,2%
18,18	Simple	67,0	490	28,3%	25,6%

Fuente: Elaboración propia

Las Figuras 10-14, 10-15 y 10-16 muestran el diagrama de balance de calor para las tres centrales presentadas en Tabla 10-4. En estos diagramas se puede ver la diferencia que se produce en cada ciclo de vapor.

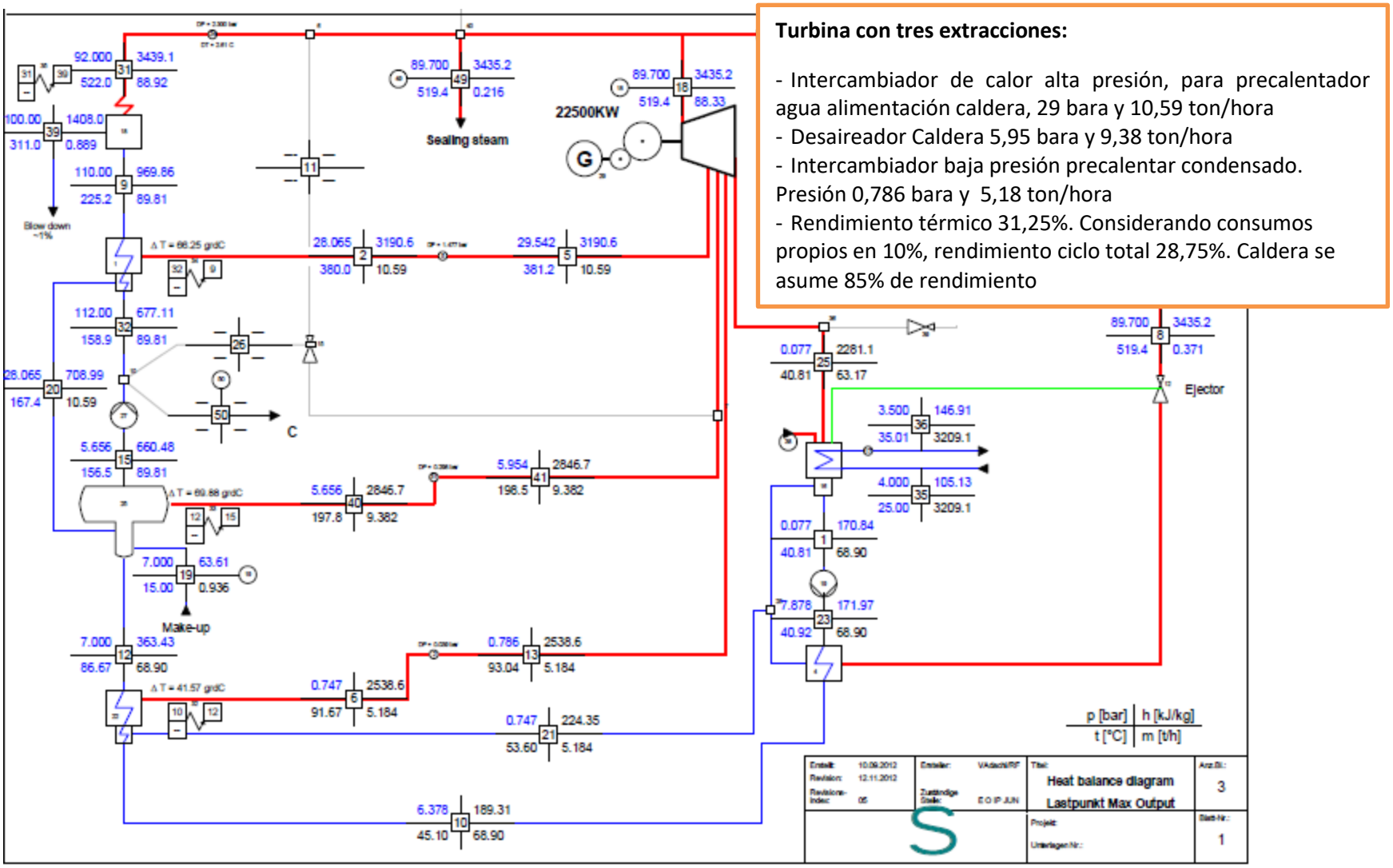


Figura 10-14: Diagrama Balance calor planta biomasa 22,5 MW , ciclo regenerativo

Central con intercambiador de baja y alta presión para precalentamiento de agua. Rendimiento ciclo térmico 32,4% y rendimiento de la central 29,16%.

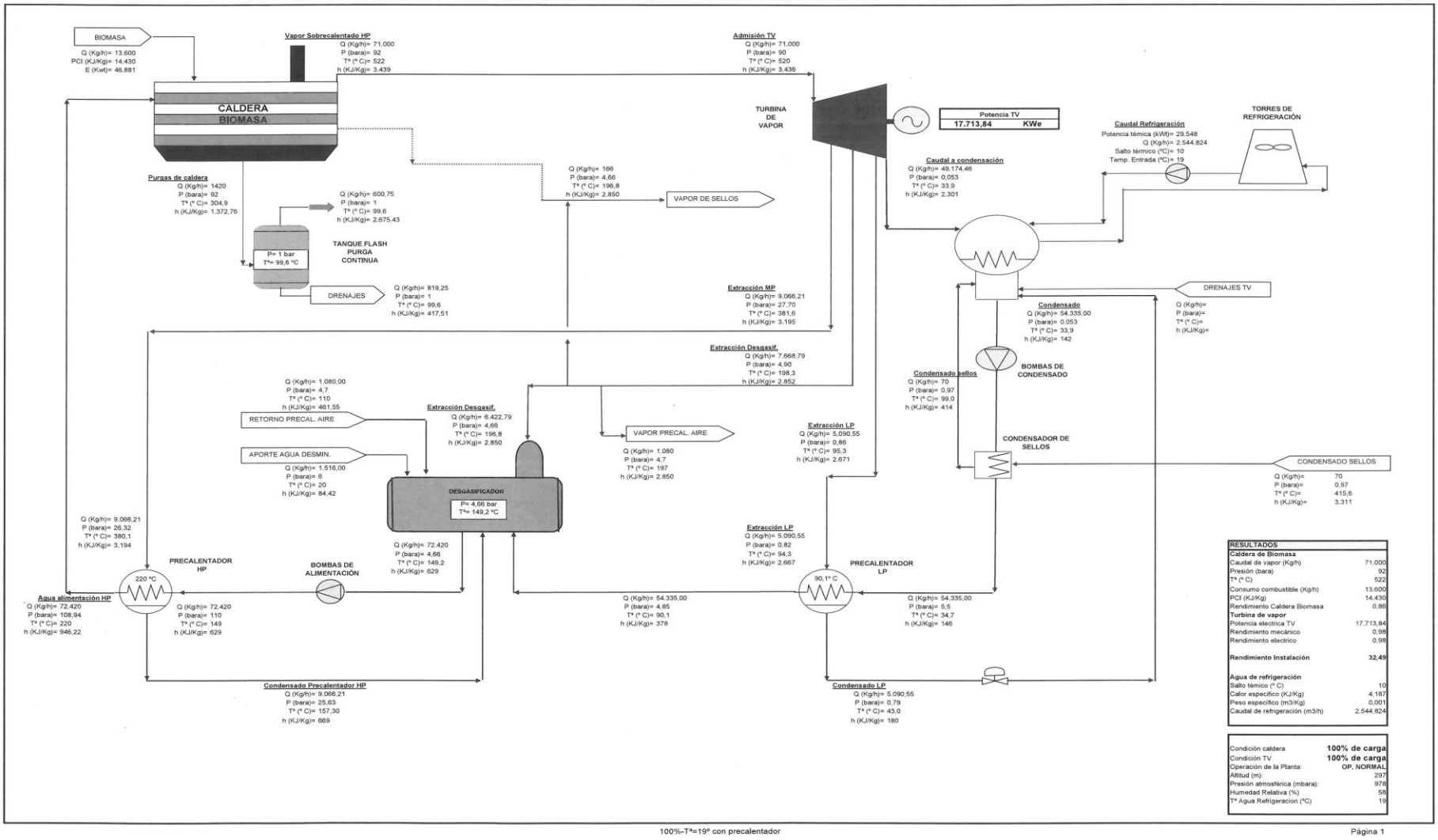


Figura 10-15: Diagrama Balance calor planta biomasa 17,71 MWe, ciclo regenerativo

Central sin intercambiador de baja y alta presión para precalentamiento de agua. Rendimiento ciclo térmico 28,3% y rendimiento de la central 25,55%

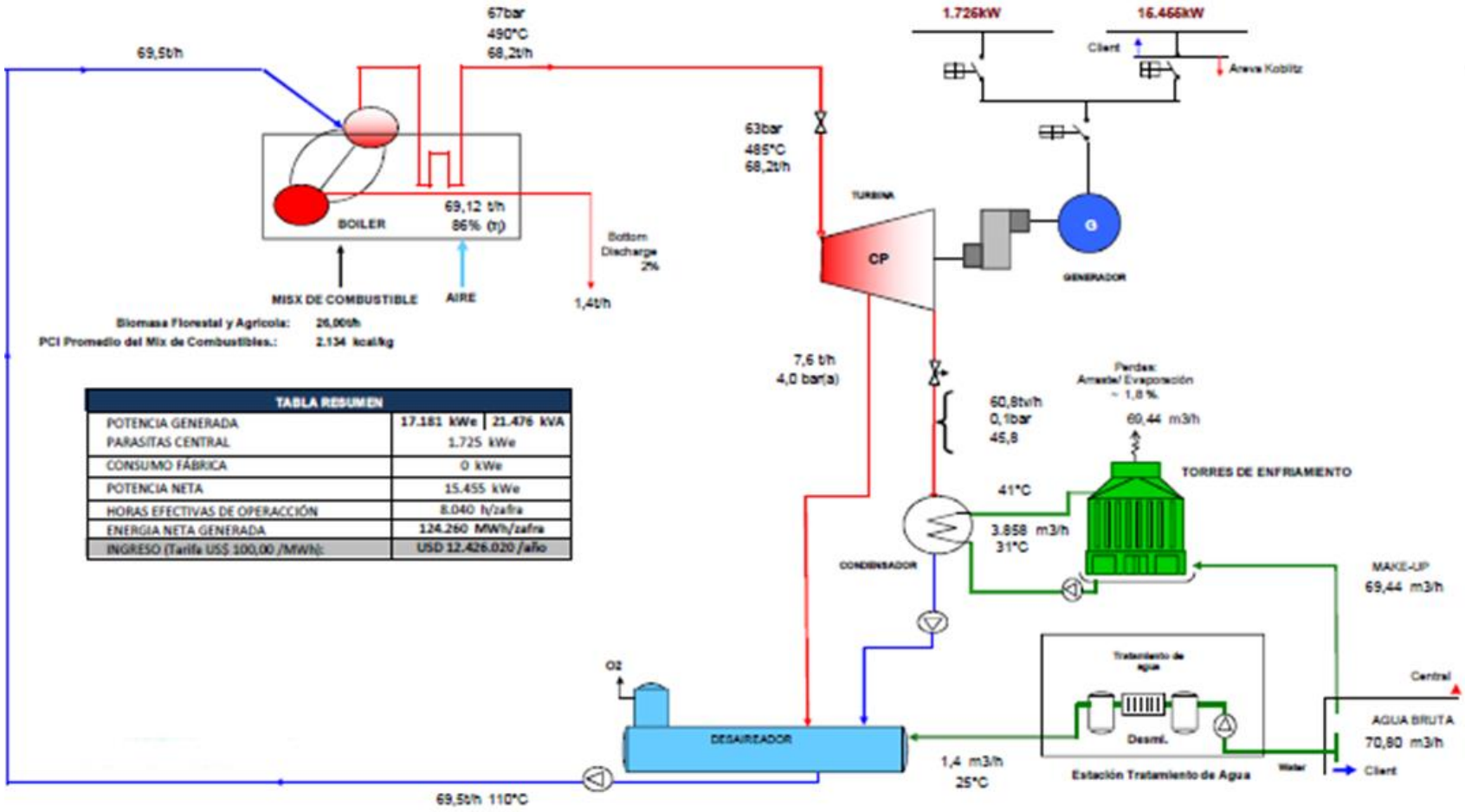


TABLA RESUMEN		
POTENCIA GENERADA	17.181 kWe	21.476 kVA
PARASITAS CENTRAL	1.725 kWe	
CONSUMO FÁBRICA	0 kWe	
POTENCIA NETA	15.455 kWe	
HORAS EFECTIVAS DE OPERACCIÓN	8.040 h/zafra	
ENERGIA NETA GENERADA	124.260 MWh/zafra	
INGRESO (Tarifa US$ 100,00 /MWh):	USD 12.426.020 /año	

Figura 10-16: Diagrama Balance calor planta biomasa 18,19 MWe, ciclo Rankine simple

Como se puede ver en las figuras anteriores, las dos unidades con ciclo regenerativo tienen un rendimiento de ciclo en torno al 29%, en cambio la de ciclo simple es de 25,5 %, esto es una disminución del 3% del rendimiento de ciclo. También es necesario hacer notar que las primeras dos unidades operan a mayor presión y temperatura, condiciones que también ayuda a mejorar el rendimiento del ciclo. Esto significa que la tercera unidad deberá consumir más biomasa por unidad de energía. Si el diseño original de esta central hubiese considerado mayor presión, temperatura y el ciclo regenerativo el resultado sería una planta con menor consumo de combustible.

Por ejemplo, la unidad tres indica que su consumo de biomasa es de 26 ton/hora, por lo tanto si se considera un 3,5 % de mejora de la eficiencia del ciclo, consumiría 25,09 ton/hora de biomasa. Es decir 0,91 ton/hora menos. Ahora bien, si se considera una densidad de 300 kg/m^3 de la biomasa, son equivalentes a 3 m^3/hora menos. Al considerar una operación de 7.500 hora/año, se obtiene un ahorro de 22.500 m^3/año. Si el costo de la biomasa es del orden de los 6 U$/m^3, el ahorro anual es de US$ 135.000. Este es el ahorro directo por la compra de combustible (biomasa). Además se deben incluir otros ahorros tales como, menor manipulación en la planta de esta biomasa, menor generación de cenizas, escoria, consumos propios de energía eléctrica, etc.

Por lo antes expuesto, es importante que el diseño original de la central de biomasa considere todos los aspectos mencionados anteriormente con el fin de mejorar la eficiencia del ciclo.

En Chile no hay experiencia en plantas de biomasa con recalentamiento de vapor, pero la empresa española ENCE con una potencia instalada de 222,5 MW con biomasa agrícola y forestal, indica en sus presentaciones que la planta de 20 MWe de Merida, tiene un ciclo regenerativo con recalentamiento, logrando un aumento en el rendimiento del ciclo de 1% y 2%, respectivamente [5]. La planta está compuesta por una caldera de parrilla vibratoria, capacidad de 100 ton/hora de vapor sobrecalentado a 64 bar y 450 °C. Se adjuntan los datos de la presentación en Figura 10-17.

Figura 10-17: Central de Biomasa ENCE, Merida, España

Fuente: Presentation, 2016 10 05 B2P Ence growing a better world

11.0 PRESIONES Y TEMPERATURAS RECOMENDADAS EN LA GENERACION DE ENERGIA

Como se indicó en los puntos 10.2 y 10.3 y mostrado en los Gráficos 10-1 y 10-2, se tiene que para los tamaños de las plantas de generación con biomasa (6 a 60 MW) no se deberían superar las presiones de 100 (bar). Sobre este valor los rendimientos no presentan mayores mejoras. Para el caso de la temperatura el rendimiento es lineal con el incremento de ésta, pero las limitaciones estarán dadas principalmente por la metalurgia de los tubos de la caldera, que componen los bancos de sobrecalentado, donde se concentran las mayores temperaturas de tubos. A temperaturas más elevadas, mayor corrosión de estos tubos, por la presencia de algunos elementos corrosivos en los gases de combustión, que se originan por el tipo de biomasa que se utilice. Por ejemplo el cloro presente en la paja de trigo.

A modo de ejemplo la empresa ISGEC Heavy Engeneering LTD de la India, muestra en uno de sus catálogos la siguiente información, correspondiente a la operación de una caldera de parrilla viajera de 100 ton/hora:

Parameters	Unit	45 Kg/cm²(a)		66 Kg/cm² (a)		87 Kg/cm² (a)		105 Kg/cm² (a) / 540 ⁰C
		440⁰C	515 ⁰C	485 ⁰C	515⁰C	515⁰C	540⁰C	
Feed Water temp to boiler	⁰C	105 (without HP Heater)		150 (with 1 HP Heater)		170 (with 1 HP Heater)		220 (with 2 HP Heater)
Bagasse Quantity	TPH	43.51	46.18	41.78	42.89	41.2	42.2	38.6
Steam /Fuel ratio	-	2.29	2.16	2.39	2.33	2.42	2.36	2.59
Gross Power output	MW	24.8	28.8	26.5	28.9	28.5	29.4	29.4
Net Power Output	MW	22	25.2	23.4	25.3	25.1	25.7	25.9
Specific Steam consumption	Kg/KW-hr	4.03	3.46	3.77	3.46	3.51	3.40	3.40
Power Generation per ton of Bagasse	KW/Ton	Base	+9.5%	+ 11.4%	+18.3%	+ 21.4%	+ 22.3%	+ 33%
Heat Rate	Kcals/KW-hr	3983	3640	3579	3370	3281	3258	2980

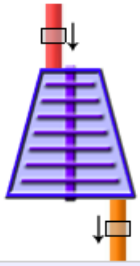
Figura 11-1: Comparación de centrales a distintas presiones y temperaturas

Fuente: Catálogo ISGEC Heavy Engeneering LTD.

En la Figura 11-1 se hace una comparación de una central de biomasa operando con combustible bagazo de caña, que está compuesto por una caldera base de 45 kg/cm^2 y 440 °C sin precalentador de agua de alimentación caldera y una central que opera a 105 kg/cm^2, 540°C y doble precalentador.

A continuación en la Figura 11-2 se muestra el cálculo del rendimiento de la turbina para la condición base, esto es 45 kg/cm^2.

Inlet Steam		Mass Flow	100.00 *t/hr*
Pressure	44.12 *barg*	Sp. Enthalpy	3,300.4 *kJ/kg*
Temperature	440.0 *°C*	Sp. Entropy	6.843 *kJ/kg/K*
Phase	Gas	Energy Flow	91,678.2 *kW*



Isentropic Efficiency	82.0 %
Energy Out	25,466.5 *kW*
Generator Efficiency	97.5 %
Power Out	24,829.8 *kW*

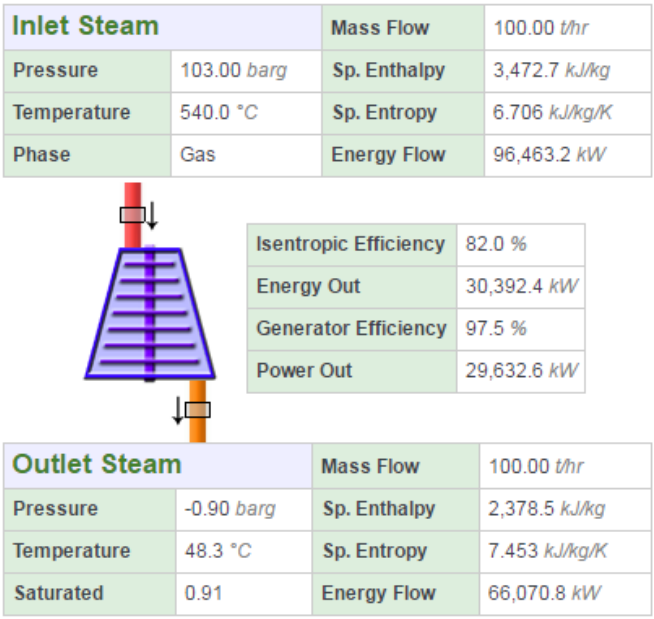
Outlet Steam		Mass Flow	100.00 *t/hr*
Pressure	-0.90 *barg*	Sp. Enthalpy	2,383.6 *kJ/kg*
Temperature	48.3 *°C*	Sp. Entropy	7.469 *kJ/kg/K*
Saturated	0.91	Energy Flow	66,211.7 *kW*

Figura 11- 2: Calculo rendimiento de una central de 45kg/cm^2 y 440°C

Fuente:ww4.eere.energy.gov/manufacturing/tech_deployment/amo_steam_tool/equipTurbine

En este caso el rendimiento del ciclo térmico es de 27,14% y si se considera que la potencia neta (indicada en la Figura 11-1) de salida es de 22.000 kW, y el rendimiento de la central es de 24%.

Para el caso de mayor presión y temperatura los rendimientos del ciclo térmico y de la central son 30.77% y 26.87%, respectivamente.



Inlet Steam		Mass Flow	100.00 t/hr
Pressure	103.00 barg	Sp. Enthalpy	3,472.7 kJ/kg
Temperature	540.0 °C	Sp. Entropy	6.706 kJ/kg/K
Phase	Gas	Energy Flow	96,463.2 kW

Isentropic Efficiency	82.0 %
Energy Out	30,392.4 kW
Generator Efficiency	97.5 %
Power Out	29,632.6 kW

Outlet Steam		Mass Flow	100.00 t/hr
Pressure	-0.90 barg	Sp. Enthalpy	2,378.5 kJ/kg
Temperature	48.3 °C	Sp. Entropy	7.453 kJ/kg/K
Saturated	0.91	Energy Flow	66,070.8 kW

Figura 11-3: Calculo rendimiento de una central de 105kg/cm^2 y 540 °C

Fuente:ww4.eere.energy.gov/manufacturing/tech_deployment/amo_steam_tool/equipTurbine

Como se muestra en la Figura 11-1, para una operación a mayor presión y temperatura y dos precalentadores de agua, se consigue un Heat rate menor, lo que significa un menor consumo de biomasa y una mayor generación para la misma generación de vapor.

Por lo tanto, es recomendable diseñar las plantas de generación con biomasa a presiones en torno a los 100 (bar) y temperaturas del orden de los 540°C, a no ser que la biomasa contenga algunos compuestos químicos elementales que en la combustión generen daños a la metalurgia de la caldera.

12.0 COMPONENTES DE LA CENTRALES DE BIOMASA

En la Figura 12-1 se muestra una vista general de los principales componentes de una central de biomasa, de los cuales se describirán los siguientes:

- Patio biomasa
- Planta tratamiento de agua caldera
- Caldera
- Turbina
- Condensador
- Torres de enfriamiento
- S/E Principal

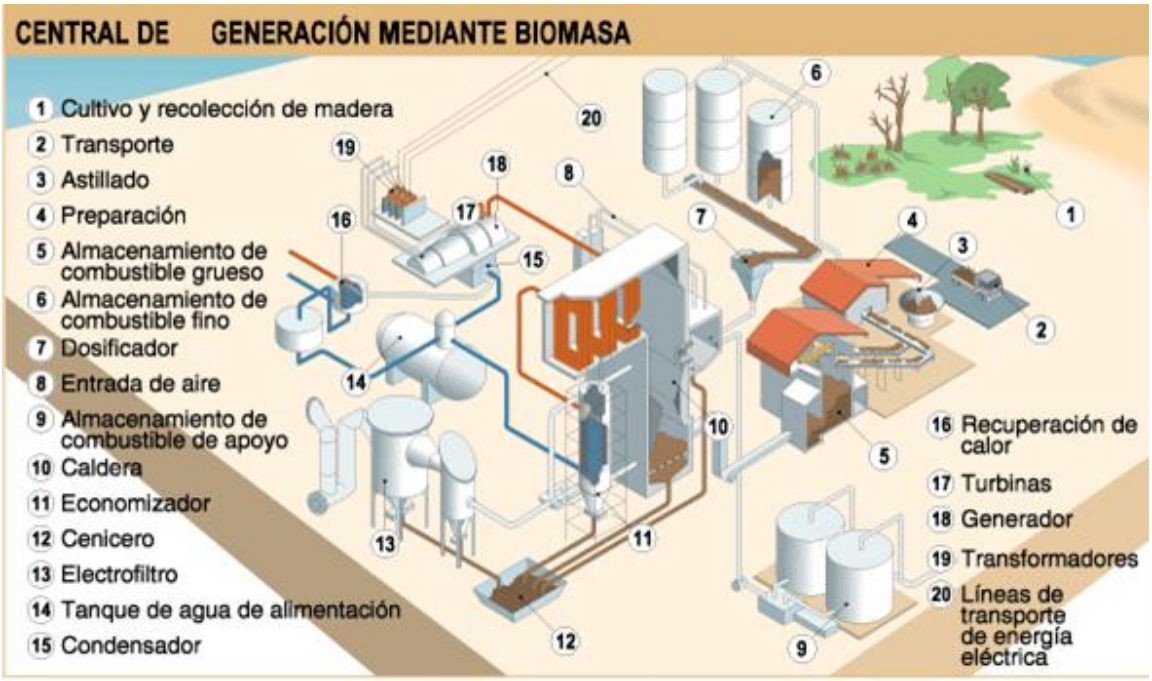


Figura 12-1: Diagrama general de una central de biomasa.

12.1 Patio de biomasa

El patio de biomasa contempla todo el manejo de la biomasa, desde que llega a la central hasta que está disponible para alimentar la caldera. Se debe tener presente que dependiendo del tipo de biomasa definida para el proceso, se pueden tener diferentes tipos de combustibles, de los cuales se pueden mencionar los siguientes:

- Astillas combustibles (pino, eucaliptus, nativo, etc.)
- Corteza de pino
- Corteza de eucaliptos sin picar
- Corteza de eucaliptus picada
- Cascarilla de avena
- Fardo de paja de trigo, avena y tritical
- Fardos de caña de maíz
- Madera sólida ya sea en metro ruma, trozos o despuntes de aserraderos.

En términos generales la corteza de pino no se debe almacenar por mucho tiempo, ya que por sus características propias tiene auto ignición. En la práctica se tiene por poco tiempo almacenada y se consume a medida que llega a la planta.

Los materiales secos como astillas y cascarilla de avena, se almacenan en una bodega de material seco, que sirve para mezclarse con el material húmedo y entregar una mezcla de combustible con humedad adecuada según la especificación de la caldera.

El material más húmedo se almacena al aire libre, con la desventaja que si llueve el combustible aumenta su humedad con la consiguiente pérdida de poder calorífico.

A continuación se detallan las áreas o componentes del patio de biomasa:

12.1.1 Recepción de biomasa

Esta área se inicia con la recepción de biomasa en la romana de camiones. Aquí dependiendo del tipo de biomasa, se cubica, se registra el peso y se toman las muestras de humedad del combustible. En algunas plantas dependiendo de la humedad se castiga el precio del combustible, por ejemplo precio estándar de la biomasa es para un porcentaje de humedad de 55%, sobre esta humedad y hasta 65% se rebaja el precio y por sobre 65% no se recibe el combustible.

12.1.2 Manejo interno de biomasa

Una vez que se recepciona la biomasa, ésta pasa a los acopios o al consumo directo**.** Si pasa a acopio se enviará a la zona de material seco o material húmedo. Dependiendo del tipo de camión que transporte la biomasa, es como se realiza la descarga. Si son camiones tipo auto descarga, con pisos móviles, estos descargarán en forma automática. Si el camión es estándar, con puertas laterales se descargará con la ayuda de un cargador frontal, a no ser que la planta cuente con una plataforma de descarga automática (truck dumper).

En los patios de biomasa, los acopios se realizan en altura, con el fin de disminuir las áreas de almacenamiento, para lo cual se utilizan cargadores frontales.

El patio de manejo de biomasa, también considera las distintas cintas transportadoras para alimentar la biomasa a las diferentes áreas de acopio y/o alimentación directa a la caldera o cintas o transportadores que alimenten a picadores de madera y/o corteza.

Figura 12-2: Vista patio de biomasa

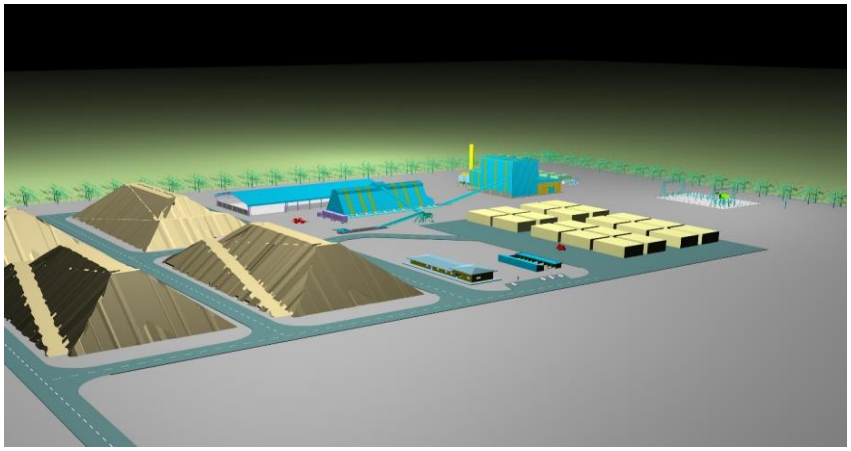


Figura 12-3: Vista general de un patio de biomasa

12.2 Calderas de biomasa

La caldera es el equipo principal en una central de biomasa, es donde se hace la transformación de la energía química almacenada en la biomasa a energía térmica que se traspasa al vapor, para luego transformar en energía mecánica en la turbina. Es también el equipo que da mayor problema en la operación de la central y por lo tanto la que requiere mayor atención por parte del personal de operaciones y de mantención.

Una adecuada selección del tipo de caldera para el combustible disponible, podrá definir el éxito o fracaso de un proyecto. Por lo tanto, es muy importante conocer en gran detalle cual será la composición de la biomasa disponible, por ejemplo el contenido de potasio y cloro ya que provocan incrustaciones y corrosión en diversas partes de la caldera.

La heterogeneidad del combustible dificulta la automatización total de la caldera, teniendo que el operador estar atento a las condiciones de ingreso de la biomasa a la caldera, para estar realizando pequeños ajustes a la operación.

Como se indicó anteriormente, en la caldera es donde se produce la transformación de energía, donde la reacción química de oxidación de la materia orgánica desprende grandes cantidades de calor.

Los pasos de la combustión dentro de la caldera son:

- Secado de la biomasa a través de la evaporación del agua contenida en el combustible.
- Inicio de la reacción de oxidación en torno a los 150°C de forma progresiva hasta llegar a los 250°C
- Sobre los 275°C se inicia un proceso exotérmico donde la biomasa libera sustancias volátiles que arden como un combustible gaseoso hasta los 900°C, elevando la temperatura de los gases de combustión.
- En la parrilla de la caldera van quedando los sólidos carbonosos que siguen liberando calor a medida que van saliendo de la parrilla a la zona de evacuación de cenizas.

La calidad de la combustión se mide conociendo la relación CO/CO_2 que debería ser menor a 0,07 [6].

La combustión de biomasa debe realizarse con un exceso de aire de tal forma de asegurar una combustión completa, los valores normales utilizados están entre 40 a 50%, dependiendo del diseño de la caldera y del proceso.

Las calderas de las centrales de biomasa utilizadas, son principalmente del tipo acuotubulares. En este caso el agua pasa por el interior de los tubos. Adicionalmente estas calderas están dotadas de sobrecalentadores, recalentadores, economizadores y precalentadores de aire.

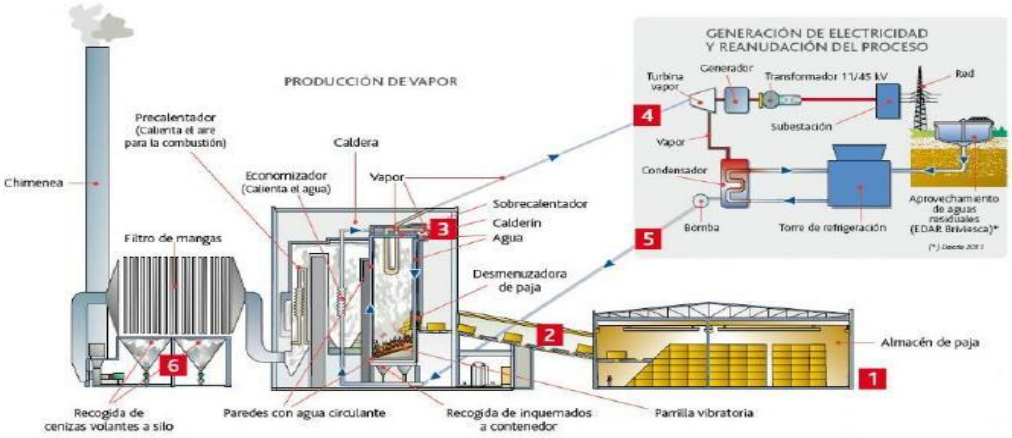


Figura 12-4: Vista caldera de paja y sistema de alimentación de fardos.

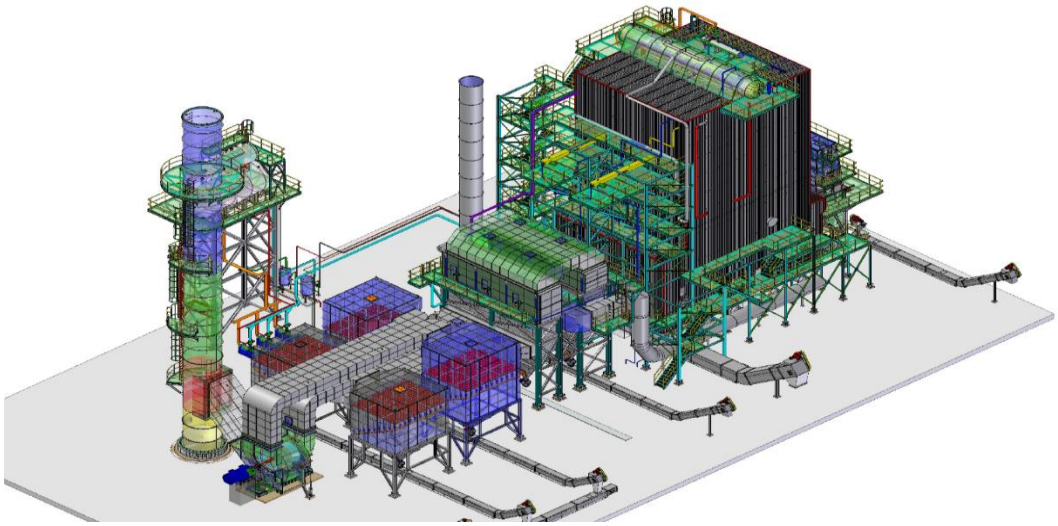


Figura 12-5: Vista de una caldera de biomasa.

Se diferencian cuatro tipos de diseños, especialmente por el tipo de parrilla utilizada, de acuerdo a lo siguiente.

12.2.1 Calderas de parrilla reciprocante, refrigeradas por aire

Para combustibles contaminados y/o con granulometrías poco definidas, la parrilla reciprocante resulta ser una muy buena opción. El diseño de estas parrillas considera una tasa de liberación de calor de la parrilla equivalente a 1.000.000 kcal/m^2 hora [7]. Estas parrillas no pueden operar con biomasa muy seca ya que la refrigeración se realiza con aire y al operar con biomasa seca se requiere menor cantidad de aire primario, aumentando la temperatura, lo que puede dañar la estructura de sustentación de la parrilla. La humedad del combustible típico de diseño es 55% de humedad, pudiendo operar sin problemas desde 45% a 65%. A humedades entre 58 y 65% se comienza a perder capacidad de la caldera.

Figura 12-6: Vista de una parrilla reciprocante de una caldera biomasa

Este tipo de parrilla también puede diseñarse con refrigeración por agua y permite la utilización de biomasa más seca.

12.2.2 Calderas de parrilla rotativas viajera, refrigeradas por agua (traveling grate stoker)

Estas calderas cuentan con una parrilla diseñada tipo oruga o cadenas, para biomasa se tiene un equivalente de generación de calor aproximado de 2.000.000 kcal/m^2 hora [7].

La parrilla viajera, o de cadena, es una superficie plana por la que se traslada lentamente el combustible, con lo cual se obtiene una alimentación y limpieza automática. Los barrotes de la parrilla están articulados entre sí, formando una superficie plegable que se mueve como una cadena ancha de transmisión entre dos series de ruedas dentadas paralelas. Se puede controlar el espesor de la capa de combustible mediante un sencillo dispositivo. El grosor de la capa de combustible varía entre los 100 a 150 mm, que disminuye a medida que se progresa en la combustión. Para que las escorias no se queden pegadas a la parrilla, al final de ésta existe un rastrillo o rascador que elimina las escorias.

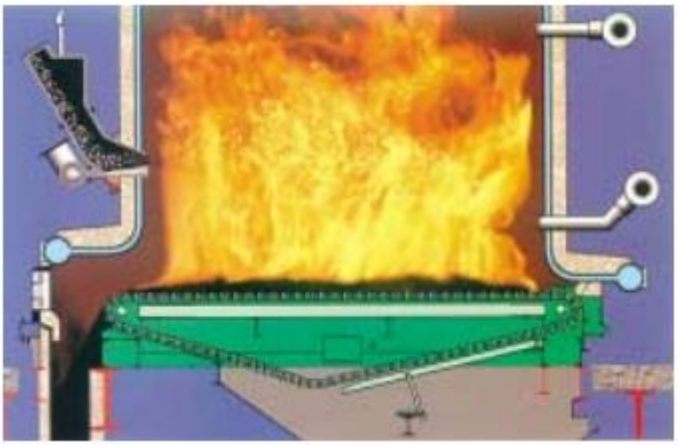


Figura 12-7: Vista de la base de una caldera de parrilla viajera

12.2.3 Calderas de parrilla vibratorias

Fue introducida por Steinmüller en la década de 1950. La parrilla, generalmente refrigerada por agua, mediante un mecanismo de vibración excéntrico hace que el combustible poco a poco se mueva hacia delante de manera que cuando llega al final las cenizas se depositan sobre un foso. El combustible se puede introducir en masa directamente sobre la parrilla, o mediante un lanzador (spreader) que puede ser mecánico o simplemente una corriente de aire generado por un ventilador. La parrilla suele estar inclinada o incluso completamente horizontal dependiendo del combustible y del espacio disponible en caldera.

La duración de la vibración en la parrilla suele variar entre 4 y 10 segundos según la carga de la misma y el tipo de combustible. La entrada del aire de combustión puede realizarse por zonas para adecuarse a la humedad y tipo de combustible.

La parrilla suele estar formada por un emparrillado de tubos con pletinas soldadas entre éstos formando un módulo continuo. Las pletinas pueden estar perforadas para proporcionar aire primario de hasta 250 ºC. Consecuentemente la parrilla está refrigerada por agua consiguiéndose una mayor durabilidad de ésta. La generación de vapor de estás calderas está dada por una capacidad de 1.000.000 kcal/m^2 hora [7].

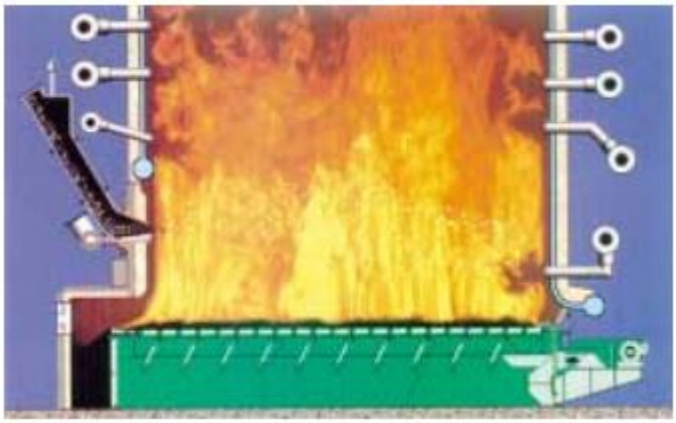


Figura 12-8: Vista de la base de una caldera de parrilla vibratoria

12.2.4 Calderas de lecho fluidizado

En una caldera de lecho fluido típica, el combustible sólido, junto con el material inerte del lecho, por ejemplo, arena, sílice, alúmina o cenizas, son mantenidos suspendidos por medio de la acción del aire primario distribuido por debajo de la caldera. La importancia de este concepto es que es posible tener un buen control de los parámetros que influyen en la combustión: turbulencia, tiempo y temperatura. La turbulencia es producida por la fluidificación, haciendo que la masa de sólido se comporte más como un líquido. La mejora en la mezcla da lugar a una reducción sustancial y a una mejor distribución de la temperatura (normalmente 815 ºC-900ºC). De esta manera, una cámara de combustión convenientemente dimensionada, recuperará calor a un nivel equivalente al de una caldera convencional, pero teóricamente, a una temperatura más baja sin pérdida de eficiencia.

El mecanismo de fluidificación, o el de turbulencia añadido, ofrece varias ventajas:

• Menor volatilización de los compuestos alcalinos.

• Menor sensibilidad a la cantidad y naturaleza de las cenizas del combustible.

• Volúmenes de hogares más pequeños.

No se requiere volumen extra en el hogar para permitir a las cenizas enfriarse antes de fluir hacia los pasos convectivos. Estas ventajas son los ingredientes esenciales que en la mejora en la flexibilidad de utilizar diversos combustibles, se le atribuyen a los lechos fluidizados.

Las ventajas que se derivan de la baja temperatura se refieren al control de emisiones. En primer lugar, las temperaturas de operación están por debajo del nivel de formación de los óxidos de nitrógeno.

Los tipos de calderas de lecho fluidizado son: burbujeante, circulante y burbujeante de dos etapas. Algunos suministradores han modificado sus diseños de lecho fluido burbujeante para competir con la popularidad de los

lechos fluidos circulantes. Esto se consigue aumentando la proporción de recirculación. La característica fundamental que distingue a las calderas de lecho fluido es la velocidad del aire a través de la unidad. Las de lecho fluido burbujeante tienen velocidades de fluidificación muy bajas, del orden de 1,5 a 3,6 m/s; la idea es prevenir que los sólidos se escapen desde el lecho.

Figura 12-9: Vista de la base de una caldera de lecho fluidizado

Los otros componentes de la caldera son:

- Sistema de alimentación combustible.
- Hogar y parrilla
- Sistema de aire de combustión. Aire primario y secundario
- Desaireador
- Bombas de agua de alimentación
- Ventilador tiro inducido
- Precalentador de aire
- Economizador
- Sobrecalentadores
- Sistema de depuración de gases
- Deshollinadores
- Extracción de cenizas
- Extracción de escoria

12.3 Planta tratamiento de agua de caldera

La calidad del agua de caldera, depende de la presión y el uso que se le debe dar al vapor. En el caso de calderas que se utilizan para generación eléctrica, el vapor debe alimentar a una turbina, por lo tanto existe un control mayor para la calidad del agua. Dependiendo de la presión utilizada se pueden tener sistemas de tratamiento de:

- Osmosis inversa de un paso
- Osmosis inversa de doble paso
- Osmosis inversa de doble paso con lecho mixto
- Osmosis inversa con planta desmineralizadora
- Planta desmineralizadora

El proceso que se utilice, dependerá de la calidad de agua cruda que se disponga, principalmente afecta la dureza y el contenido de sílice que contenga el agua.

Figura 12- 10: Planta tratamiento de agua, osmosis inversa doble paso

12.4 Turbina de vapor y sistemas auxiliares

La turbina es uno de los elementos principales de una central de generación de energía, es el equipo mecánico que es capaz de transformar la energía contenida en el vapor en trabajo mecánico. La turbina va unida al generador, donde finalmente se produce la generación de energía eléctrica.

Las turbinas se pueden clasificar como:

- Acción o reacción.
- Contrapresión o condensación
- Turbinas axiales o radiales
- Multietapas o mono etapas

Las turbinas se componen de tres partes principales que son:

12.4.1 El rotor, que contiene los alabes móviles

Se construye de acero fundido, con ciertas cantidades de níquel o cromo para dar tenacidad al rotor. Los alabes del rotor se fabrican en aceros inoxidables, aleaciones de cromo-hierro, con curvaturas según el diseño.

Figura 12-11: Vista de un rotor de condensación de una turbina

12.4.2 La carcasa

Esta se divide en dos partes, la parte inferior, unida a la bancada, donde se apoya la carcasa a su estructura y la parte superior, que corresponde

a la parte desmontable para acceder al rotor. Ambas carcasas contienen los alabes fijos o toberas. Se construyen de acero o aleaciones dependiendo de la temperatura a la cual trabajarán. En la carcasa existe la zona de alta presión, por donde ingresa el vapor y la zona de baja presión o escape por donde sale el vapor. En la zona de escape el vapor no debe superar el 10% de humedad para no dañar los alabes o erosionarlos anticipadamente.

Figura 12-12: Vista de la carcasa inferior de una turbina de vapor

12.4.3 Equipos auxiliares

La turbina tiene varios equipos auxiliares que se indican a continuación:

- Válvula de regulación
- Cojinetes axial y radial
- Sistema de lubricación y control
- Sistemas de extracción de vahos
- Vapor de sello
- Virador
- Etc.

12.4.4 Condensador de vapor

El condensador es el equipo encargado de condensar todo el vapor que sale de la turbina. Existen dos alternativas de condensadores, que pueden ser:

- **Aerocondensador:** este es el sistema menos agresivo desde el punto de vista ambiental, ya que no utiliza agua para enfriamiento. Es un gran radiador que intercambia calor con el medio ambiente a través del paso del aire. Para mejorar la eficiencia se utilizan ventiladores que mueven el aire que pasa por el aerocondensador.
- **Condensadores de agua:** en este caso se conecta al escape de la turbina un condensador o intercambiador de calor tipo haz de tubos. Este puede ir bajo la turbina, al lado o con la descarga axial. El medio de refrigeración es agua, que puede ser en circuito abierto, cuando se cuenta con un cauce de rio o agua de mar o en circuito cerrado. En el caso de circuito cerrado el agua va desde el condensador a una torre de enfriamiento, donde la temperatura del agua cae a un rango no mayor a 10 °C.

Figura 12-13: Vista de un condensador de vapor

12.5 TORRES DE ENFRIAMIENTO

Como se comentó anteriormente, cuando no se dispone de agua de un cauce para el enfriamiento del condensador, se utilizan las torres de enfriamiento, para enfriar el agua y poder recircular el agua al condensador. En este caso el aporte de agua fresca es menor y por lo tanto el impacto ambiental sobre el recurso agua disminuye. Aquí el agua que ya se utilizó en el condensador, se deja caer por el interior de la torre mediante un sistema de distribución, que pretende atomizar el agua. En la parte superior de la torre se instalan ventiladores que hace que circule aire en contracorriente con el agua, generando el enfriamiento de esta. El agua que cae a la pileta de las torres, son bombeadas nuevamente al condensador y así se mantiene el proceso.

Figura 12-14: Vista de dos celdas de Torres de enfriamiento

12.6 GENERADOR

Es la máquina destinada a transformar el trabajo mecánico entregado en el eje de la turbina en energía eléctrica. Esta transformación se debe a la acción del campo magnético rotatorio sobre las bobinas dispuestas en el estator del generador. Los generadores de potencia suelen ser trifásicos, a una frecuencia de 50 Hz para el sistema eléctrico chileno y el nivel de tensión está definido por las condiciones donde se conecta el proyecto.

Figura 12-15: Vista de un generador de potencia WEG.

12.7 SUB ESTACIÓN PRINCIPAL

Corresponde a los equipos donde se conecta el generador con la línea externa de la central. El equipo principal de la sub-estación es el transformador de poder, que es el encargado de subir el voltaje de la central al nivel de voltaje de la red externa. Además del transformador, se incluyen interruptores de poder, seccionadores, pararrayos, estructuras de sustentación, sistemas de protección y comando, celdas de media tensión, sistema de entrega de información al CDEC, etc.

Figura 12-16: Vista de una sub estación principal

13.0 LOGISTICA DE ABASTECIMIENTO DE BIOMASA

En Chile no existe un modelo de incentivos a la generación de biomasa para efectos de generación de energía. Tampoco existen incentivos adicionales para que estas centrales operen en forma continua, no se reconoce el atributo de ser neutra desde el punto de la generación de CO_2 y el efecto en el cambio climático. Estas centrales, hoy deben operar de acuerdo a su atributo de costo, que corresponde a su costo variable, que en un 80 a 90% corresponde al costo del combustible, es decir, el costo de la biomasa.

En otros países como Finlandia, Dinamarca, Reino Unido y España se han desarrollado proyectos de incentivo a la generación con biomasa, lo que ha permitido desarrollar proyectos como los indicados en el Anexo IV. El desarrollo de estos proyectos les ha permitido a estos países dar cumplimiento a sus compromisos ambientales relacionados con emisiones, además de otros beneficios adicionales.

La utilización del recurso biomasa, conlleva a la incorporación de tecnologías de bajo impacto, con lo cual se incrementa una actividad económica en torno a la producción de biomasa, contribuyendo al desarrollo económico de comunidades y de la industria.

El aspecto más difícil de implementar en la cadena de valor, es la logística, que se debe establecer entre productores, extractores y consumidores del recurso, de manera de lograr una producción eficiente y de bajo costo.

A continuación se describen las formas de obtención de la biomasa.

13.1 Biomasa de origen forestal

La instalación de una central de biomasa, tiene como primer estudio determinar la disponibilidad de biomasa existente en la zona donde se desea establecer el proyecto. Con esta información se determina la capacidad de la central.

Para el abastecimiento seguro es importante definir políticas de abastecimiento tales como:

- Priorizar zonas de mayor potencial para el abastecimiento seguro de una planta de generación en base a biomasa.
- Definir los predios específicos e identificar los actores forestales con posibilidad productiva y económica para participar del proyecto.
- Diseñar un conjunto de opciones técnicas de predios para el abastecimiento seguro y a largo plazo.
- Diseñar y elaborar los modelos de negocios para facilitar la gestión financiera con los proveedores.
- Apoyar la concreción de contratos de venta a largo plazo.

La obtención de la biomasa de origen forestal, se realiza a través de acuerdo y/o contratos con productores de biomasa y/o madera combustible. El origen de la biomasa puede venir de las siguientes partes que se mencionan a continuación.

13.1.1 Industria de procesamiento de madera. En este caso, se puede obtener cortezas, astillas combustibles, aserrín, virutas, pin chips, despuntes, etc., que son subproductos del procesamiento de la madera. Lo importante de obtener acuerdos con este tipo de empresas, es que se puede establecer un flujo establecido de suministro para todo el año.

Desde el punto de vista del costo de la biomasa, el transporte representa un componente importante, por lo tanto se debe generar una red de transporte que sea lo más eficiente posible, de tal forma que no signifique mayores costos que los necesarios.

Uno de los procesos más importantes que la plantas deben coordinar, es lograr que los medios de transporte sean cargados y descargados lo más rápido posible. Si esto se logra, los camiones podrán hacer dos o tres viajes diarios, con lo cual se lograrán ahorros

importantes en la negociación con los transportistas. Esto es posible lograr, en la medida que exista una buena coordinación con la planta generadora de biomasa, el transportista y el área de abastecimiento de la central. Lograr mayor número de vueltas, como se dice en términos de transporte, significa lograr prorratear los costos fijos del transportista, con lo cual se podrán obtener ahorros en el costo de la biomasa puesto en planta. Hay que tener presente para este análisis que los radios económicos máximos para el abastecimiento están del orden de 100 a 120 km.

13.1.2 Empresas productoras de biomasa

En Chile se han instalado empresas que ofrecen suministro continuo de biomasa a las centrales de generación, con lo cual se puede entregar este servicio en un porcentaje o el 100% a un tercero. Es así como se encuentran operando empresas como:

- Somaco, instalada en Concepción.
- Bioges, con oficinas centrales en Santiago y centros de operación en V-RM-VIII, IX y X región.
- Indef: con su filial Biomasa Chile, la empresa con mayor experiencia en el mercado, con aproximadamente 25 años en el área forestal. A partir del año 2006 comienza a comercializar biomasa a las centrales de generación de energía, con contratos de largo plazo por más de 3 millones de metros cúbicos año. (Como referencia una planta de 25 MW utiliza en torno 1 millón de m^3 de biomasa al año, con factor de planta de 85%)

Uno de los temas más relevantes que se debe tener claro a la hora de comprar la biomasa, cualquiera sea su tipo, es el costo en términos energéticos, es decir, cual es el costo en US$/MMBtu. Valor que va variando dada la densidad y humedad de la biomasa. Más adelante se profundizará en este tema.

A continuación se muestran algunas fotografías que corresponden a faenas de producción de biomasa a partir de los desechos de bosque que quedan una vez que se realiza la cosecha.

Figura 13-1: Operaciones de producción biomasa a partir de desechos de bosques

13.2 Biomasa de origen agrícola, paja de trigo y avena

Uno de los problemas fundamentales en este tipo de biomasa es la estacionalidad, ya que la recolección se realiza durante el periodo de cosecha, esto es, a partir de diciembre a abril de cada año, antes que comiencen las lluvias y antes que los agricultores quemen los campos para preparar los terrenos para la siembra siguiente. En Chile no existe la prohibición de la quema de los desechos de cosecha, como lo es en otros países, donde la legislación lo prohíbe, ya sea por los problemas ambientales o seguridad, por posible propagación del fuego, generando finalmente incendios descontrolados.

La recolección de la biomasa se hace a través de la producción de fardos, que pesan aproximadamente 500 kg y que deben ser enviados a las planta para su acopio. Las empresas deben estimar sus necesidades anuales para determinar cuántas hectáreas deben utilizar para la recolección. Una estimación rápida es considerar entre 3 a 4 toneladas de paja por hectárea.

El modelo de negocio utilizado para la recolección de la paja en los predios, es sin pago al agricultor. La empresa que realiza el trabajo, debe disponer de las enfardadoras, tractores adecuados para la aplicación, manipuladores telescópicos y camiones para transportar los fardos.

Figura 13-2: Obtención de fardos de paja de cereales

Los fardos se deben almacenar durante toda la temporada invernal, donde la biomasa se va humedeciendo y por lo tanto perdiendo su PCI. Por esta razón, se debe evaluar la instalación de carpas para cubrir de las lluvias.

En otros países, como España, Alemania y Dinamarca, las plantas solo almacenan fardos para la operación de dos o tres días, ya que existe la experiencia en la logística de abastecimiento continuo. Existe un mercado establecido de venta de fardos, donde el proveedor tiene almacenado los

fardos en sus predios. Además, con esto se consigue que los fardos lleguen a planta con la humedad máxima especificada de 15%. Valores mayores se devuelven y el proveedor los debe retirar de la planta. La descarga de los fardos es automatizada con sensores de humedad que entregan el dato al momento de descargar, logrando con esto, descartar los fardos con humedades mayores a los establecidos.

Figura 13-3: Descarga automática de fardos de paja de cereal

En Chile, es difícil implementar la modalidad de entrega diaria de fardos a planta, ya que los agricultores no están dispuestos a correr el riesgo de tener los fardos en sus predios, por temor a que se quemen los acopios.

13.3 Abastecimiento de biomasa de las plantas de generación en Chile

A través de entrevistas con los encargados de abastecimiento de biomasa de plantas de generación, se concluye lo siguiente:

- En Chile se adquiere la biomasa a través de acuerdo con productores o comercializadores de biomasa por periodos muy cortos. No existen contratos de abastecimiento de largo plazo (solo algunas empresa hacen contratos). Las compras se hacen en términos de metros cúbico y se castigan los precios cuando la humedad es mayor de un 65%.
- No en todas las plantas tienen 100% claro el efecto de la humedad en el poder calorífico y finalmente en los costos en US$/MMBtu.

- En las plantas no tienen disponible la curva de rendimiento de la caldera con respecto al aumento de la humedad del combustible. Esto es relevante, ya que mientras mayor humedad, disminuye la eficiencia de la caldera y por ende el rendimiento de la planta.
- Desde el punto de vista de seguridad de abastecimiento, se plantea que la biomasa es un combustible no abundante, pero a medida que el precio sube se reactivan actividades para que esta se produzca. Se ha detectado que en los momentos en que el precio de energía ha estado alto, las centrales de biomasa y de cogeneración se han despachado en un alto porcentaje, por lo tanto ha existido una presión sobre el recurso biomasa y por lo tanto suben los precios. Esto ha permitido aumentar el radio geográfico de abastecimiento y se logra obtener más biomasa, obviamente a mayor precio. En la época de precio bajo de energía, las centrales no se despachan y existe una disminución de la presión por el recurso y los precios bajan demasiado. Estos aspectos son los relevantes a la hora de firmar contratos de abastecimiento de biomasa por largo plazo.
- Los costos de biomasa puesto en planta están entre 1.500 y 6.000 $/m^3, dependiendo del tipo de biomasa. La corteza de eucaliptus es la más económica y la de mayor costo es las astillas combustibles. Además se debe considerar el costo del manejo interno de la biomasa que puede estar entre los 300 a 500 $/m^3.
- Si se analiza el costo de la biomasa puesto en origen, se puede concluir que el costo del transporte está entre los 500 a 3.000 $/m^3, obviamente depende de las distancia de la planta de origen. Es así, como algunas empresas fijan el precio de la biomasa en origen y se adiciona el costo por km del flete.
- Para incentivar la entrega de biomasa, algunas empresas entregan premios por cumplimiento de volumen. Valores ya establecidos con cada uno de sus proveedores.

14.0 LA BIOMASA EN LAS PLANTAS Y SUS EFECTOS EN COSTOS Y OPERACION

Para alimentar el combustible a la caldera, generalmente se debe realizar un pretratamiento a la biomasa, que facilite su manipulación y la combustión dentro de la caldera.

Los pretratamientos tienen por objetivo lo siguiente:

- Que el combustible ingrese lo más homogéneo posible, es decir, que la caldera reciba un flujo de energía constante.
- Disminuir granulometría de la biomasa para aumentar la superficie específica. Cuanto menor sea el tamaño de la biomasa mayor será la superficie para reaccionar con el aire y generar la combustión, con lo que se acelera la reacción y disminuyen los inquemados.
- Secado de combustible, con lo cual se obtiene una biomasa de mayor Poder calorífico Inferior, es decir, se obtiene un combustible con mayor cantidad de energía disponible para entregar.

Todas estas actividades deben desarrollarse con el menor consumo de energía posible, de tal forma de obtener el mayor porcentaje de energía neta de la central.

El área de abastecimiento dentro de las plantas, debe tener muy claro el efecto del de la humedad en el combustible, tanto el comportamiento en el PCI como en el rendimiento de la caldera, es decir, como baja la eficiencia al aumentar la humedad. Esto implica un mayor consumo de biomasa y por lo tanto cada MW generado necesitará un mayor volumen de biomasa y por ende el costo de generación será mayor (como media un MW generado necesita un consumo de biomasa forestal entre 5 a 6 m^3 dependiendo de la humedad del combustible).

La práctica común en Chile del manejo de biomasa, es disponer de bodegas para almacenar el combustible seco (10 a 25% de humedad) y lo demás se almacena en canchas de acopio sin cubierta, dado que se mantienen importantes volúmenes de biomasa en las plantas.

14.1 Humedad de la biomasa y el efecto en la energía disponible (PCI)

En la Tabla 14-1 y Grafico 14-1 se muestra como es el comportamiento del PCI de la biomasa con respecto a la humedad del combustible. Como se puede ver, al aumentar el porcentaje de humedad del combustible se produce una disminución lineal del poder calorífico, esto es, la energía disponible de la biomasa.

Tabla N° 14-1

Humedad %	PCI kCal/kg
0%	4.522
5%	4.265
10%	4.008
15%	3.751
20%	3.494
25%	3.237
30%	2.980
35%	2.724
40%	2.467
45%	2.210
50%	1.953
55%	1.696
60%	1.439

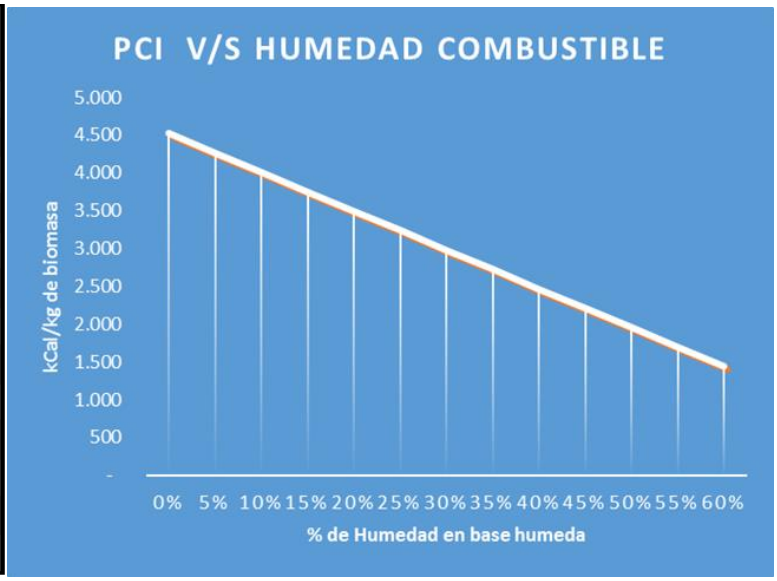


Gráfico 14-1: PCI v/s humedad combustible

Fuente: Elaboración propia, con datos de Ec. (14-1)

$$PCI = PCS*(1-H_{bh})-583* H_{bh} \text{ (Kcal/kg)} \qquad \text{Ec. (14-1)}$$

PCS = 4.500 (kcal/kg)

H_{bh}: Humedad de la biomasa en base húmeda.

De la Tabla 14-1, se desprende que un aumento de la humedad de la biomasa va generando una pérdida importante de la energía disponible, es decir, disminuye el PCI.

Esta información es muy relevante a la hora de evaluar la forma que se deberá acopiar la biomasa en las plantas ya que un acopio al aire libre generará un aumento de humedad en las épocas de lluvia, en cambio si se mantiene en galpones techados, es posible incluso que disminuya. La definición de un método u otro, dependerá de la evaluación que se haga en términos de la pérdida de energía en la operación del ciclo.

Este dato es muy importante al momento de comprar biomasa, ya que una variación en la humedad tendrá un importante efecto en el valor de la energía en términos de US$/MMBtu. Además de conocer el costo en estos términos, permite además comparar con los costos de otros combustibles.

Por lo antes expuesto, se explica que en países desarrollados, se utiliza el concepto de Just in Time (método justo a tiempo), que consiste en mantener muy poco combustible en la planta, y se recepciona diariamente. Con este volumen menor es posible almacenar bajo techo, manteniendo los porcentajes de humedad constantes, es decir, no pierden poder calorífico de la biomasa.

Otra gran diferencia es que en otros países se compra la biomasa en términos de energía, con lo cual se castiga el precio para biomasa más húmeda, al igual que en algunas plantas en Chile.

En Chile es difícil implementar el concepto Just in Time y comprar en términos de energía, ya que el mercado no está adaptado para comercializar en estas condiciones, pero se deberá lograr en el futuro adaptar estos conceptos para la compra de biomasa.

En el Gráfico 14-2, se puede ver como aumenta el precio de la energía en US$/MMBtu al aumentar la humedad del combustible, manteniendo el precio de la biomasa en $/m^3. Como se puede ver, hasta valores de humedad del 30% el costo se mantiene casi constante, pero a medida que sube, el costo en términos energéticos es mucho mayor, por lo tanto el costo de operación con estas condiciones hace más costosa la operación. Pasar de una humedad de 50 a 60%, significa pasar de un costo de 2 a 2,5 US$/MMBtu, esto es un aumento en el costo de la biomasa de un 25%, es

decir, un incremento de la humedad en un 10%, incrementa el costo en un 25%.

A continuación se indica la expresión para determinar el costo de la biomasa en términos de US$/MMBtu:

$$Precio\ Biomasa = \frac{PB/\ tc}{PCI*D/252.000}\ \left(\frac{US\$}{MMBtu}\right) \qquad \text{Ec. (14-2)}$$

Donde: PB: Precio de la biomasa en $/m^3
tc : Tasa de cambio en $/US$
PCI: Poder calorífico inferior en kcal/kg
D : Densidad de la biomasa en kg/m^3

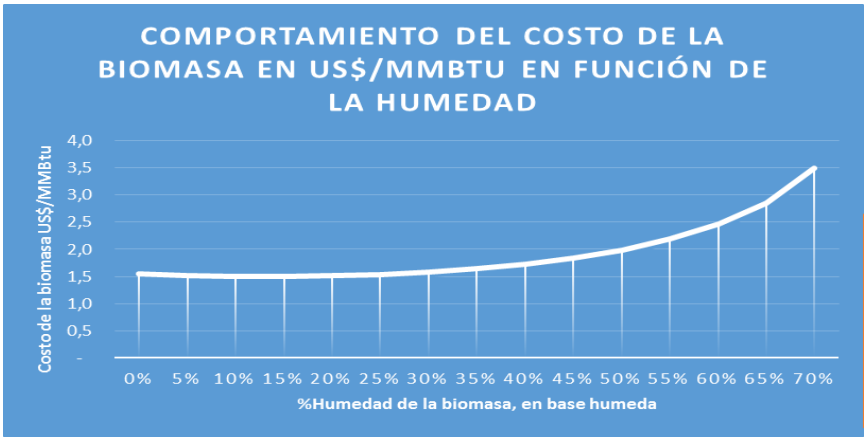


Gráfico 14-2: Costo Biomasa v/s Humedad

Fuente: Elaboración propia

Desde el punto de vista del sistema eléctrico chileno las centrales de biomasa no tienen ninguna prioridad para entrar en operación, es solo su atributo de costo variable que las coloca en la lista de despacho, como cualquier otra central. Esto también es un problema para poder generar contratos de abastecimiento de biomasa, ya que en invierno el despacho de estas centrales es bajo y por ende la necesidad de combustible es menor y en verano cuando el **cmg** sube, estas centrales son más despachadas. En la Tabla 14-2 se puede ver cuáles son los costos variable declarados de centrales de biomasa en el país con fecha abril 2017. Se visualiza que las centrales de biomasa están declaradas con precios que están entre los 11 US$/MW a 48 US$/MW.

Tabla 14-2: Costo variables centrales en el SIC

Prioridad despacho	Central	C.Variable US$/MW	
31	LOMA_LOS_COLORADOS_1	11,1	Biomasa
32	SANTA_FE_1	15,3	Biomasa
33	SANTA_MARTA	15,4	Biogas
34	VINALES_1	16,4	Biomasa
35	VALDIVIA_2_PINO	18,1	Biomasa
36	VALDIVIA_2_EUCA	18,1	Biomasa
37	CHOLGUAN_1	24,6	Biomasa
38	NUEVA_ALDEA_1	24,7	Biomasa
39	CANUTILLAR	24,9	Hidro
40	SANTA_FE_2	27,2	Biomasa
41	LAUTARO_1	28,6	Biomasa
42	SANTA_MARIA	29,3	Carbón
43	CMPC_PACIFICO_2	31,6	Biomasa
44	GUACOLDA_3	33,4	Carbón
45	CMPC_CORDILLERA_2	34,1	Gas Cogener
46	CMPC_LAJA_2	34,4	Biomasa
47	VENTANAS_2	35,9	Carbón
48	LAUTARO_2	37	Biomasa
49	ARAUCO_1	37,1	Biomasa
50	VENTANAS_1	38,5	Carbón
51	SANTA_FE_3	38,6	Biomasa
52	VINALES_2	39	Biomasa
53	MASISA	40,2	Biomasa
54	NUEVA_VENTANAS	40,8	Carbón
55	BOCAMINA_2	41,4	Carbón
56	GUACOLDA_2	42	Carbón
57	CAMPICHE	42,2	Carbón
58	GUACOLDA_5	42,3	Carbón
59	GUACOLDA_1	42,9	Carbón
60	GUACOLDA_4	43	Carbón
61	BOCAMINA	44,7	Carbón
62	ESCUADRON	45,4	Biomasa
63	VINALES_3	46,1	Biomasa
64	LAJA-EVE_1	47,7	Biomasa
65	PEHUENCHE	48,6	Hidro
66	RAPEL	48,6	Hidro

Fuente: Elaboración propia https://sic.coordinadorelectrico.cl/informes-y-documentos/fichas/operacion-programada-2/

El consumo de biomasa por MW generado de una central está entre 5 a 6 m^3, por lo tanto si una central declara costos variables del orden de 30 US$/MW, implica que el costo de biomasa, es del orden de 4 a 4,8 US$/$m^3$, esto es 2.600 a 3.120 $/$m^3$.

14.2 Humedad del combustible y el efecto en la eficiencia de la caldera.

Hasta ahora se ha analizado los aspectos de pérdida de PCI del combustible y el aumento en el costo de la biomasa producto del aumento

de la humedad. Ahora se realizará el análisis de lo que significa la operación de una caldera de biomasa con mayor contenido de humedad. En términos prácticos, una biomasa con más agua, significa que habrá que alimentar más combustible a la caldera, se generaran más cenizas, más escoria, se deberá inyectar un mayor volumen de aire de combustión y por ende se deberá sacar mayor cantidad de aire de la caldera, con el consiguiente aumento en el consumo de energía de los ventiladores de aire primario y/o secundario y ventilador de tiro inducido.

En el Gráfico 14-4, se pude ver que el rendimiento para una caldera de biomasa se mantiene relativamente constante hasta humedades del 40% combustible. Para valores de humedad mayor, la eficiencia cae en forma lineal hasta una humedad del 60% y de ahí en adelante los rendimientos son muy bajos.

Según datos revisados de calderas de centrales de biomasa en Chile, la mayoría está garantizada para una operación con biomasa de humedad entre 50 a 56% en base húmeda.

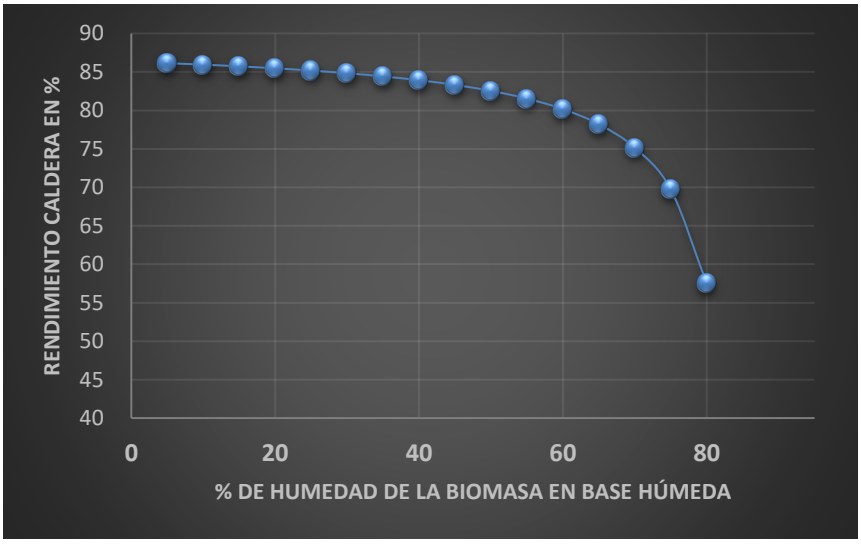


Gráfico 14-3: Eficiencia caldera biomasa

Fuente: Elaboración propia, con datos Biochamm calderas

A continuación se muestra un análisis de lo que significa pasar de una operación de 50 a 60% en la humedad del combustible de una caldera. Asúmase una caldera que opera con vapor sobrecalentado de 90 bar y 520°C y el agua alimentación de la caldera es de 150°C. El diseño de la caldera indica que el combustible tendrá una humedad de 50% en base húmeda. Eficiencia de 83% a la humedad especificada del combustible. Con los datos anteriores (90 bar y 520°C) se obtiene lo siguiente:

- Entalpía del vapor: 821 kcal/kg (de tabla de vapor sobrecalentado)
- Entalpía de agua alimentación: 150 kcal/kg

De acuerdo a lo indicado en la Figura 14-1, el volumen de biomasa necesario para producir una tonelada de vapor a 90Bar y 520°C es de 1,37 $m^{3.}$ (Para el análisis se desprecia la purga de la caldera).

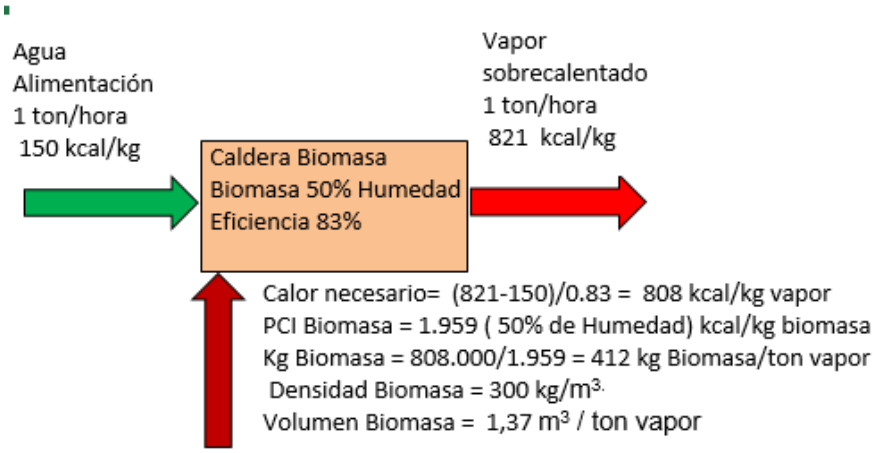


Figura 14-1: Análisis consumo biomasa caldera para humedad de 50%.

Fuente: Elaboración propia

Ahora bien, qué sucede si la humedad cambia de 50 a 60%. La respuesta es que la caldera disminuye su eficiencia a 80% y el nuevo consumo de

combustible será de 1,55 m^3 por tonelada de vapor, como se indica en la Figura 14-2.

En definitiva, el costo de la tonelada de vapor se ve incrementada en 13% por la pérdida de eficiencia de la caldera, o de otra forma, se necesita un 13% más de biomasa.

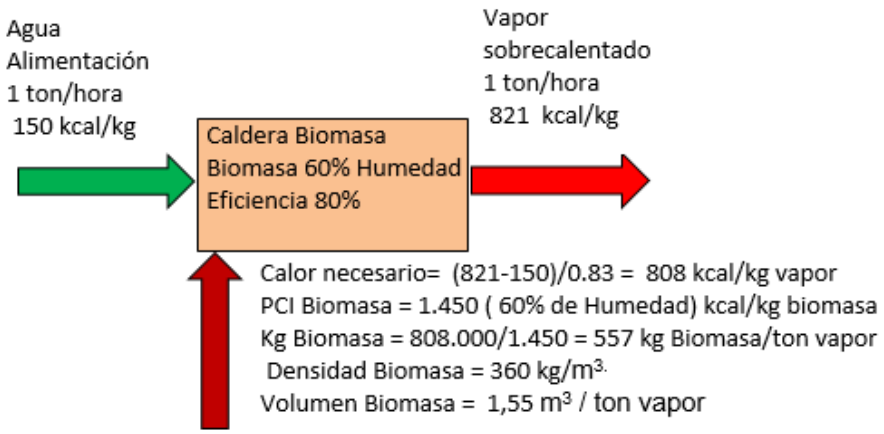


Figura 14-2: Análisis Consumo biomasa caldera para humedad de 60%.

Fuente: Elaboración propia

Se comentó anteriormente que en Chile la biomasa se almacena en un buen porcentaje al aire libre, con la consiguiente problemática de aumentar la humedad en el periodo de invierno. Con los datos anteriores se pueden estimar los retornos que se pueden lograr si se opera con humedad del combustible menor y si es factible implementar la instalación de galpones y/o sistemas secadores de biomasa. El resultado dependerá del precio de la biomasa y de la energía. Mientras más alto el precio de la energía, más rentable se transforma el proyecto, por lo tanto será posible evaluar positivamente la instalación de un galpón para el almacenamiento de biomasa.

15.0 CONSUMOS PROPIOS EN LAS CENTRALES DE BIOMASA

Los autoconsumos o consumos propios de las centrales de biomasa, se refieren a los consumos eléctricos que la central debe abastecer para que la central opere. Los consumos propios están entre el 8 y 10% de la potencia instalada de la central. En el capítulo 12 se describieron algunos componentes de la central que en términos generales son:

- **Patio de biomasa:** principalmente cintas trasportadoras, clasificadores, si existe algún picador de biomasa, tornillos de alimentación de biomasa, ventiladores, clasificadores de discos, etc.

- **Caldera:** los mayores consumos son de bombas de agua alimentación, ventilador de tiro inducido y aire primario. Los demás son consumos menores como bombas de baja potencia, bombas dosificadoras productos químicos para la caldera, deshollinadores, bombas hidráulicas, calefactores de estanques de aceite, transportadores de cadena, transportadores de tornillo, válvulas rotatorias, etc.

- **Sistema de mitigación de gases:** depende si es un filtro de mangas o precipitador electroestático**.** Pero existen equipos comunes como trasportadores de cadena o tornillos, válvulas rotatorias, etc.

- **Planta de tratamiento de agua de caldera**: aquí los consumos son principalmente bombas de agua de baja y alta presión y algunas bombas dosificadoras de muy baja potencia.

- **Sistema de alimentación de agua de caldera**: aquí se consideran las bombas de agua desmineralizada que debe alimentar el desaireador.

- **Sistema de abastecimiento agua planta**: se consideran las bombas de agua desde los sistemas de captación de agua y tratamiento de agua industrial.

- **Equipos auxiliares turbina y condensador,** son las bombas de condensado, bombas de aceite de control y bomba auxiliar de lubricación.

- **Torres de enfriamiento y bombas de recirculación de agua**: se consideran los motores que accionan los ventiladores de las celdas de las torres y las bombas de agua de recirculación de las torres al condensador. También se utilizan bombas dosificadoras, pero son de muy baja potencia.

- **Sistema de aire comprimido:** compresor y secador de aire para abastecer la planta para el aire de instrumentación y aire planta.

- **Tratamiento de riles:** sistemas de manejo de las aguas residuales de la planta, aquí principalmente se consideran bombas de muy baja potencia.

- **Sistema de iluminación planta**. Corresponde al alumbrado público de la central.

- **Oficinas, talleres y otros**: principalmente iluminación y calefacción.

- **Salas eléctricas**: en esta área los mayores consumos están asociados a los sistemas de aire acondicionado de las salas y en menor escala la iluminación de los sectores.

En términos generales una central de biomasa puede contar con unos 140 a 180 accionamientos eléctricos, entre bombas, ventiladores, cintas transportadoras, trasportadores de cadena, compresores, etc.

En la Tabla 15-1, se pueden ver los porcentajes de consumos propios de diferentes centrales de biomasa en Chile y otros países. Se ve una diferencia notoria entre las centrales de biomasa forestal y agrícola, esto se debe principalmente a que la biomasa de origen agrícola tiene un menor contenido de humedad, por lo tanto necesita menor cantidad de aire de combustión y por ende los ventiladores de tiro inducido y aire primario son más pequeños.

Tabla 15-1: % Consumos propios de centrales de biomasa.

Potencias de 7 a 60 MWe.

Nro. De planta	País	Consumos propios %	Tipo Biomasa
1	Brasil	10	Forestal
2	España	10,45	Forestal
3	España	8,6	Agricola
4	Chile	9,2	Forestal
5	Chile	8,2	Agricola
6	Chile	10	Forestal
7	Chile	9,7	Forestal
8	Chile	9,5	Forestal
9	Chile	10,4	Forestal
Promedio simple		9,6	

Fuente: Elaboración propia

15.1 Distribución de consumos propios de las centrales de biomasa

A continuación se indica en la Tabla 15-2, como se distribuyen los consumos propios dentro de las centrales de biomasa. En la tabla se muestra el resumen de datos basados en información obtenida de unidades de generación en Chile. Se indican los consumos en términos de potencia instantánea en cada área de la central, concentrando el 83% del consumo en cuatro áreas. Es así como se puede ver que los mayores consumos están concentrados en caldera y torres de enfriamiento. En la caldera principalmente en los ventiladores aire primario, ventilador de tiro

inducido y bombas de agua alimentación. En las torres de enfriamiento en las bombas de recirculación y ventiladores de las celdas.

En la Tabla 15-2 también se adjuntan dos columnas para indicar ejemplos de la potencia instantánea que consumen planta de 15 MW y 30 MW, de tal forma de poder tener una referencia de que valores se están manejando.

Tabla 15-2: Distribución de consumos propios de una central de biomasa.

AREAS	% Participación	% Acumulado	Planta 15 MW Autoconsumo kWh	Planta 30 MW Autoconsumo kWh
Combustión caldera	28	28	403	806
Torres de enfriamiento	23	51	331	662
Sistema mitigación gases caldera	17	68	245	490
Sistema de alimentación agua de caldera	15	83	216	432
Patio de biomasa	7	90	94	187
Abastecimiento de agua planta	4	94	58	115
Planta tratamiento de agua Caldera	1	95	17	35
Ilumin., oficinas y talleres	1	96	14	29
Turbina y equipos auxiliares	1	97	16	32
Aire comprimido	1	98	14	29
Riles	1	99	10	20
Otros	1	100	14	29
	TOTALES kWh		1.433	2.866

Fuente: Elaboración propia

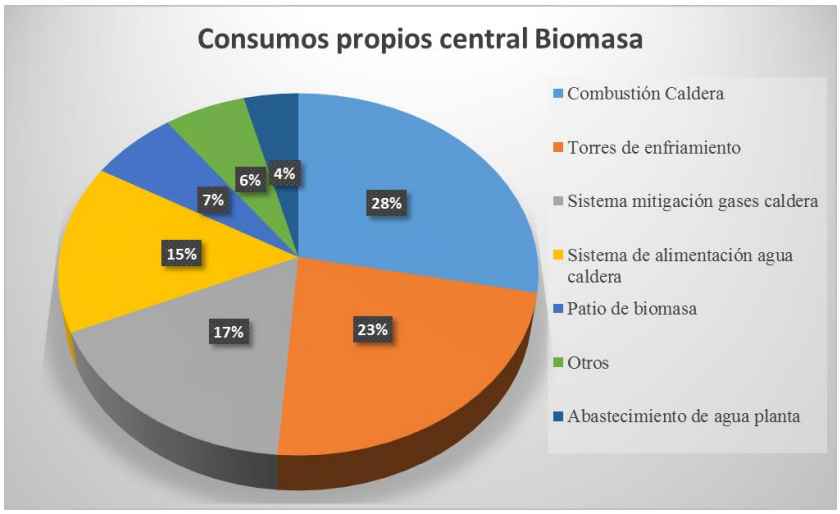


Gráfico 15-1: Consumos propios central de biomasa.

Fuente: Elaboración propia

De acuerdo a lo antecedentes indicados en la Tabla 15-2 y Gráfico 15-1, se concluye que en las áreas donde se debe poner atención en un plan de gestión energética será en cuatro primeras áreas indicadas, ya que en total representan el 83% del consumo de la central.

16 ESTUDIOS DE CASOS: POTENCIALES AHORROS DE ENERGIA

En los puntos tratados anteriormente se han identificado las áreas que se deben tener presente a la hora de analizar la eficiencia de una central de biomasa, de los cuales se pueden destacar las siguientes:

16.1 Etapa de Diseño: en esta etapa se debe tener presente la selección de las variables de proceso más importante que son presión y temperatura y el ciclo de vapor que se utilizará. Estas definiciones ya determinan el rango en el cual estará la eficiencia total de la central. Por lo tanto, en esta etapa se debe tener la claridad de cuál será el tipo de combustible que se dispone, ya que permitirá identificar las limitaciones de temperatura para el proceso, de tal forma de no afectar la metalurgia de la caldera. Con estos datos se define la presión y temperatura del vapor sobrecalentado, siempre buscando los mayores rendimientos de acuerdo a lo indicado en la Tabla 10-2 y 10-3, teniendo presente que el rendimiento del ciclo es proporcional a la temperatura definida y para el caso de la presión es creciente hasta los 100 bar y de ahí en adelante el incremento es casi nulo.

Otro punto de vista del diseño, es la incorporación de ciclos con regeneración, esto es la instalación de intercambiadores de calor para el agua de alimentación de la caldera y condensado, utilizando extracciones de la turbina. Esto permite mejorar el rendimiento del ciclo en un 1% y si se adiciona recalentamiento en el ciclo, se puede obtener un 2% adicional. Esto es, aumentar el rendimiento del ciclo en un 3% con la incorporación de estas tecnologías.

16.2 Etapa de operación, a continuación se indican los distintos procesos que se identificaron y que se deben tener bajo control en la etapa de operación de la central.

16.2.1 Vacío de operación del condensador, como se vio en el punto 10.3.1 una pequeña variación en el vacío del condensador puede significar pérdidas de generación importantes, esto es, con la misma cantidad de vapor que se hace pasar por la turbina se logra una menor generación de energía, con el consiguiente deterioro en la eficiencia del ciclo de vapor y por ende una generación con un mayor costo en US$/MWh inyectado. Por lo tanto, el control de vacío en la operación de la central debe ser una variable monitoreada permanentemente por el operador. Cualquier pérdida de vacío debe ser identificada y corregida lo más rápido posible. De los datos analizados en las diferentes centrales revisadas, existe una pérdida media de vacío de 0,12 bar, lo que puede incidir en el rendimiento del ciclo en dos puntos.

Por lo tanto, es indispensable que la operación de la central tenga considerado como indicador de desempeño energético relevante el vacío del condensador de la turbina. Se debe generar un plan de mantenimiento de todos los sistemas asociados a la operación de este equipo, tales como eyectores de vacío, celdas de las torres de enfriamiento, ventiladores de las torres y el control de incrustación a los tubos del condensador.

De acuerdo a la información obtenida, uno de los problemas más comunes que deterioran el vacío del condensador, es la contaminación de las celdas de las torres de enfriamiento, lo que se traduce en una pérdida de la capacidad de enfriamiento del agua que alimenta al condensador. La causa común es contaminación con finos de biomasa, por lo tanto se debe incorporar un plan de mantención con una rutina establecida, disponer de rellenos para el recambio y el control químico del agua para evitar depósitos en los rellenos.

16.2.2 Temperatura de vapor sobrecalentado. La eficiencia de operación de una central de generación es proporcional a la temperatura del vapor sobrecalentado con la cual se alimenta a la turbina de vapor. Es importante que exista un control permanente al comportamiento de esta variable, de tal forma de detectar inmediatamente la baja de temperatura, lo que podría indicar un posible ensuciamiento en los tubos de los sobrecalentados, que es común en las calderas de biomasa, o un problema en el control automático de temperatura del vapor sobrecalentado. Por lo, tanto todos los parámetros de medición que afecten a la lógica de control de la temperatura del vapor sobrecalentado deben estar incluidos en un programa de mantención y calibración, de tal forma de asegurar la operación a la temperatura de diseño de la central.

16.2.3 Presión de operación de vapor sobrecalentado. Esta variable de diseño depende fundamentalmente que tan sintonizado está el lazo de control de presión de la caldera. Depende también cuales son las variables que se implementaron como entradas en el lazo de control, tales como disponer de datos en línea de humedad y peso del combustible, oxígeno en los gases de combustión, control de aire primario y ventilador tiro inducido, a través de variadores de velocidad, dámper, etc. Es importante que en el caso que no se tengan incorporadas estas variables o equipos, evaluar el costo beneficio que genera operar con valores de presión lo más estable posible.

16.2.4 Biomasa. Una de las variables relevantes del combustible que alimenta la caldera, es la humedad. Esta variable afecta en términos de energía disponible, PCI, de acuerdo a lo indicado en Gráfico 14-1, donde se ve claramente que la pérdida de energía es decreciente con la humedad. Un aumento del 10% de la humedad en los rangos de 40 a

50% indica una caída del PCI en torno al 20%. Desde el punto de vista de costos, pasar de un 40 a 50% de humedad, el costo se puede incrementar en torno al 17%, que es el efecto de la pérdida de PCI producto del aumento de la humedad del combustible.

Por otro, lado la humedad del combustible también tiene efectos en el rendimiento de la operación de la caldera, esto es, a valores entre 40% a 60% de humedad se produce una caída de 3 a 4% del rendimiento. Por sobre el 60% de humedad la caída del rendimiento de la caldera es mucho mayor. Además de la pérdida del rendimiento térmico de la caldera se produce un aumento en los consumos propios de energía, dado que a mayor humedad se debe operar con un mayor grado de exceso de aire, por lo tanto se consumirá más energía eléctrica en los ventiladores de aire de combustión y ventilador tiro inducido.

En conclusión, no tan solo se debe tener especial cuidado al costo de combustible en términos de $/m^3, sino que se debe considerar los efectos que tiene en la operación y el rendimiento de la caldera y los consumos propios de energía eléctrica. Luego, es indispensable que la logística de abastecimiento de biomasa y manejo del combustible en planta considere esta variable, ya sea comprando biomasa con especificaciones de humedad bien estrictas, contar con zonas de acopio techadas en planta y/o incorporar un secador de biomasa.

Como antecedente un secador de banda continua a baja temperatura para secar del orden de 30 toneladas de biomasa por hora, para una planta de unos 20 MW de generación, tiene un costo de aproximadamente 2 millones de dólares instalado. Por lo tanto cada central debe evaluar el costo beneficio de instalar una unidad como ésta.

16.2.5 Incorporación de medición en línea de oxígeno en los gases de combustión, humedad y peso de la biomasa. Es muy importante que la central incorpore estas medidas de control, ya que facilita la

sintonización del lazo de control de combustión, logrando operar con el menor exceso de aire posible, mejorando el rendimiento de la operación de la caldera y disminuyendo los consumos propios.

16.2.6 Instalación de variadores de velocidad en bombas de agua de alimentación. Se verificó en las instalaciones que no todas las centrales tienen incorporado en las bombas de agua alimentación de la caldera variadores de velocidad. Este punto es relevante ya que uno de los consumos significativos correspondientes a los consumos propios, son las bombas de agua de alimentación de la caldera. Estos equipos se especifican para un punto de operación máximo que corresponde para la peor condición de la caldera, que es cuando operan las válvulas de seguridad, esto es para un 10% por sobre la operación normal de la caldera, pero en la práctica se encuentran equipos con sobredimensionamiento del 20%. En definitiva si se evalúa la pérdida de energía producto de este sobredimensionamiento y sin la instalación de un variador de frecuencia que regule en forma continua la alimentación de agua, se tiene que la perdida puede llegar a un orden de 20 a 40 kWh. Por ejemplo, para una caldera de 65 bar y una capacidad de 80 ton/hora la pérdida de energía puede ser la siguiente:

Pperd. = Q*H/(360*n) (kW)

Donde Q: flujo en m^3/hora

H: Perdida de presión en válvula de agua alimentación en m

N: rendimiento bomba %

Para este caso se utilizará un 20% de pérdida de presión, esto es, 130m, caudal 80 m^3/hora y eficiencia 70%, con lo que se obtiene una pérdida de 41 kW.

Con los datos indicados la potencia instalada para alimentación deberá estar en torno a los 250 kW, por lo tanto la incorporación de un variador

de frecuencia al motor de la bomba implica un ahorro del orden del 16%. En términos económicos si esta energía se vende, considerando un precio medio de 65 US$/MWh, con una operación de 7.500 horas año, genera un retorno del orden de US$ 20.000.

16.2.7 Pérdidas de cargas en circuitos de agua recirculación entre torres de enfriamiento y condensador.

La recirculación de agua para un condensador de una central térmica es alta, desde uno 2.000 a 4.500 m^3/hora para centrales de biomasa del orden de 12 a 25 MW. En la práctica se encuentran pérdidas de carga adicionales en las líneas, producto de la incorporación de válvulas manuales y/o de retención, que operan restringidas o en el caso de las de retención generan pérdidas bastante altas. Los valores vistos fueron de 2 a 3 m de pérdida, ahora si se considera la misma expresión anterior indicada en el punto 16.2.6, la perdida en términos energéticos para 2 m de perdida de carga es de 16 kW y 36 kW para un flujo de 2000 y 4500 m^3/hora.

16.2.8 Otras mejoras que se deben revisar en una central

A continuación se listan algunos puntos que se deben mirar en cualquier instalación industrial con la idea de disminuir los consumos de energía:

- Instalación de motores de alta eficiencia.
- Para motores grandes considerar la utilización de voltajes mayores a los normales utilizados.
- Los cables se deben dimensionar con una visión de ahorro de energía, no solo de cumplimiento de norma y capacidad de corriente.
- Disminución de consumos de agua industrial ayuda a disminuir consumos de energía.
- Disminuir la presión de operación en líneas de agua y aire comprimido.

- Control de niveles de estanques de agua, en la medida que sea factible, considerar la lógica de control con motores alimentados con variadores de velocidad en vez de usar válvulas de control, de tal forma de regular los flujos en forma eficiente.
- Revisar especificaciones de válvulas de retención en cuanto a las pérdidas de cargas que se generan al paso de flujo.
- Control permanente de la operación de trampas de vapor.
- Revisión permanente del estado de aislación de cañerías y equipos que trabajen con vapor o gases calientes.
- Eliminar fugas de vapor en líneas y/o equipos.
- Instalar iluminación eficiente y con una instalación con automatismo incorporado.
- Mantener un control permanente frente a la incorporación de aire falso a la caldera.

17.- PROPUESTA DEL SISTEMA DE GESTION ENERGÉTICA, SGE.

Se propone la implementación de un SGE basado en la norma ISO 50001, que busca proveer una estructura de sistemas y procesos necesarios para la mejora del desempeño energético, incluyendo la eficiencia, uso y consumo de la energía [8]. La norma se enmarca en el ciclo de mejoramiento continuo PDCA, que son:

Planificar: Se centra en entender el comportamiento energético de la organización para establecer los controles y objetivos necesarios que permitan mejorar el desempeño energético.

Hacer: Busca implementar procedimientos y procesos regulares, con el fin de controlar y mejorar el desempeño energético.

Verificar: consiste en monitorear y medir procesos y productos, en base a las políticas, objetivos y características claves de las operaciones, así como reportar los resultados.

Actuar: es la toma de decisiones para mejorar continuamente el desempeño energético en base a los resultados.

Es importante recalcar, que como todo sistema de gestión que se desea implementar en una planta, es necesario el compromiso total de la alta dirección y este compromiso debe permear en toda la organización a través de la Política Energética de la planta.

La conformidad con la norma proporciona una prueba de que una empresa ha implementado un sistema de gestión energética adecuado, mejorando su consumo energético de manera continua.

Un SGE busca aunar y sistematizar los esfuerzos de la organización para mejorar su gestión energética por medio de la mejora continua [1].

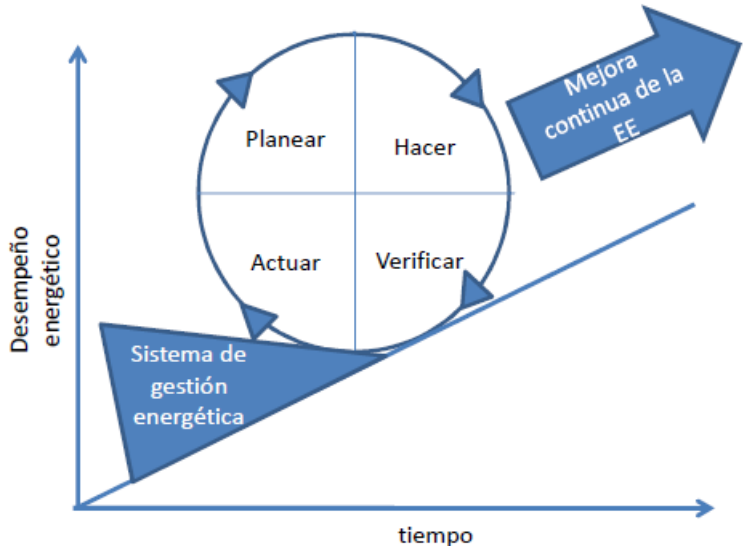


Figura 17-1: Mejora continua-Ciclo PDCA

Dentro de las actividades de la implementación de la Norma ISO 50001, se han definido los requerimientos medulares del sistema, que son aquellos que van

centrados en la gestión misma de la energía y que se analizarán para la aplicación en el caso de centrales de generación con biomasa, que son la :

- Compromiso de la alta dirección y política energética
- Planificación energética
- Implementación y operación
- Verificación
- Revisión de la alta gerencia

Para el éxito de una implementación de un SGE es importante tener presente los siguientes aspectos que pueden ser una barrera muy importante para conseguir los resultados deseados [1].

- Las personas idóneas para asumir determinada función dentro del programa se excusan de estar sobrecargadas.
- Los responsables de cada departamento no ofrecen suficiente tiempo a sus subordinados para esta tarea.
- El líder del programa no tiene tiempo ni logra apoyo o tiene otras prioridades.
- La dirección no reconoce el esfuerzo del equipo de trabajo ni ofrece refuerzos positivos.
- La dirección no es paciente y juzga el trabajo sólo por resultados inmediatos.
- No se logra conformar un equipo con buen balance interdisciplinario.
- Falta comunicación con los niveles de toma de decisiones.
- La dirección ignora las recomendaciones derivadas del programa.
- El equipo de trabajo se aparta de la metodología y el enfoque sistemático.
- Los líderes del equipo de trabajo son gerentes e inhiben la actuación del resto de los miembros.

Para dar inicio a una implementación de un SGE es importante tener presente los puntos mencionados anteriormente, con la finalidad que la alta dirección de la empresa los tenga presente desde un inicio y así entregar las directrices necesarias para que no se cometan estos errores y sean las barreras que

definitivamente no permitan avanzar con la implementación del SGE en la organización.

A continuación se indican los puntos más relevantes que debe incorporar la implementación de un SGE en una empresa.

17.1 Compromiso de la alta dirección y política energética

La Norma ISO 50001, exige que la alta dirección demuestre su compromiso con la mejora continua en la gestión energética, para lo cual debe desarrollar una Política Energética, que será el motor de la implementación del SGE y garantiza el compromiso con la mejora continua. Si la organización ya tiene incorporado algún otro sistema de gestión, como ISO 9000 y/o 14.000, la política se puede ver integrada a las otras políticas.

Para llevar a cabo este proyecto, la empresa deberá nombrar a un profesional que esté a cargo de dirigir y ejecutar el SGE. Este profesional debe contar con el poder suficiente de la alta gerencia para poder influir en el funcionamiento de la empresa [8].

Dependiendo del tamaño de la organización, el representante de la gerencia puede formar un comité de gestión de energía, el que apoyará la implementación del sistema durante todas las etapas. Lo importante que el equipo esté conformado por personas con conocimientos específicos de energía y de los equipos del proceso.

En el caso de una central de generación con biomasa, por su estructura organizacional típica que tiene, se recomienda que el representante de la alta dirección, sea el jefe de planta con el siguiente comité de implementación:

- Jefe de operaciones
- Jefe de mantenimiento eléctrico y control
- Jefe de mantenimiento mecánico

Este deberá ser el equipo que lidere la implementación del SGE. Además se recomienda que exista un secretario del Comité, pero considerando que la estructura organizacional de una central es pequeña, es necesario incorporar un profesional nuevo a la organización, que cumpla las funciones del secretario del comité. Este profesional debe tener conocimientos específicos en gestión energética de tal forma que sea el soporte de todo el equipo para llevar adelante la implementación del SGE.

17.2 Planificación energética

Esta es la etapa técnica de la norma, que incluye la revisión energética. En el diagrama que se muestra a continuación. Se puede ver muy claramente lo que se solicita en esta etapa de implementación, cuáles son las entradas del proceso energético, donde se consume la energía y el resultado de esta revisión debe entregar la línea base energética, los indicadores de desempeño y el programa de oportunidades de mejora.

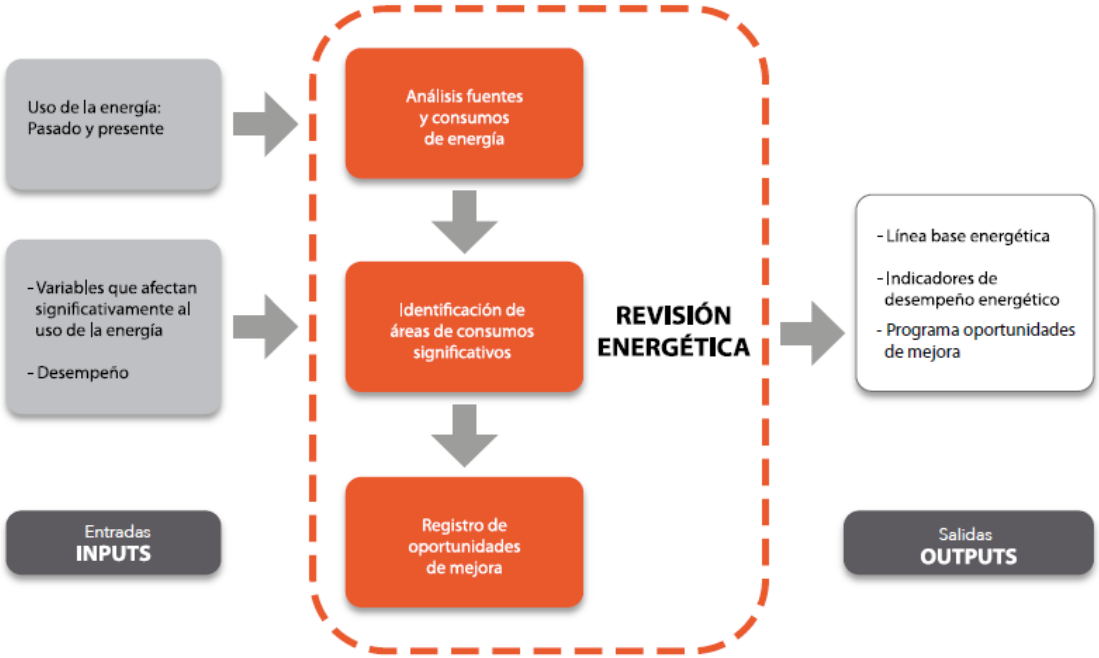


Figura 17-2: Planificación energética, según norma ISO 50001

Fuente: Guía de Implementación SGE basado en ISO 50001. AChEE

De acuerdo al esquema presentado en la Figura 17-2, a continuación se desarrollarán los puntos para el caso de aplicación en una central de biomasa.

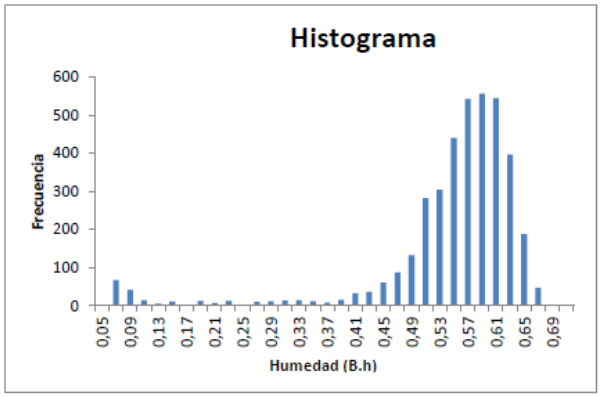
17.2.1 Análisis de fuentes y consumos de energía.

Aquí corresponde analizar los consumos de energía que se efectúan en una Central de Biomasa, que se pueden dividir en dos consumos que son:

Energía primaria: consumo de biomasa para la operación normal de la central.

En este caso la Central debe identificar cuáles han sido los consumos de biomasa durante el pasado, considerando los tipos de biomasa, densidades y lo más relevante es la humedad, ya que de acuerdo a lo visto en el Gráfico 14-1, PCI vs Humedad del Combustible, la disminución del PCI es muy notorio con respecto a la humedad, considerando además las humedades típicas en la operación de estas centrales en Chile, que están entre 40 a 55% de humedad.

Lo importante es obtener información como la identificada en los Gráficos 17-1 y 17-2, con lo cual se puede obtener la cantidad de energía que efectivamente se está adquiriendo y por ende determinar el costo de compra de la unidad energética. También se deben incorporar los datos de volúmenes de compra de biomasa, como se indica en la Tabla 17-1. Se recomienda registrar los datos por tipo de biomasa e incluir los costos de compra.



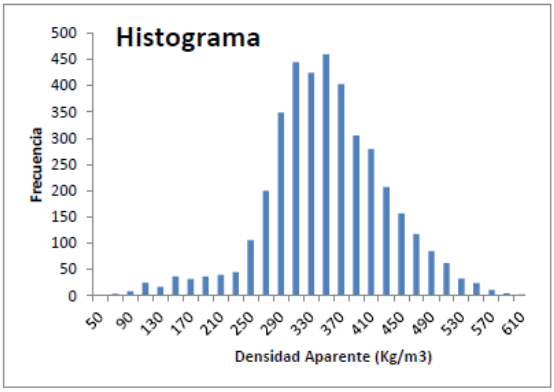


Gráfico N° 17-1: Histograma humedad biomasa

Gráfico N° 17-2: Histograma densidad biomasa

Fuente: Elaboración propia, con datos de distintas centrales en Chile.

Tabla N° 17-1: Consumos de biomasa mensual y anual por tipo.

Material	Total Peso (Ton)	Volumen (m3)	Densidad (Kg/m3)	Humedad (B.h)
ASERRIN FRESCO	9.993	31.236	320	52,51%
ASTILLA COMBUSTIBLE	3.250	10.655	305	54,01%
ASTILLA PICADA	326	728	447	58,39%
CASCARILLA AVENA	4.625	20.080	230	10,42%
CORTEZA DE PINO	2.317	7.384	314	33,87%
CORTEZA EUCALIPTUS	186	1.036	179	46,50%
DESECHO DE MADERA	565	2.988	189	39,25%
FARDOS DE PAJA	1.206	6.477	186	61,19%
LEÑA PINO	97	380	255	40,00%
OTRAS BIOMASAS KG	11	30	365	11,86%
	22.574	**80.994**	**279**	**42,28%**

Fuente: Elaboración propia, con datos de distintas centrales en Chile

Energía secundaria

Energía Eléctrica: corresponden a los consumos propios de energía eléctrica de la central, para la operación de los equipos. Como se mostró en el capítulo 15, las plantas de biomasa consumen en promedio del orden del 10% de la energía eléctrica generada. Para la implementación del SGE

la central debe saber claramente cuál es el valor efectivo que tiene de sus consumos propios.

Vapor sobrecalentado: corresponde al vapor que se consume dentro de la central. En general se consume vapor en varios puntos de la planta, pero el mayor consumo se tiene en la turbina, área donde se consume y transforma energía, pues esta consume vapor y entrega energía eléctrica. Por lo tanto, se debe tener claridad cómo se produce la transformación, y cuál es la eficiencia de transformación.

17.2.2 Identificación de áreas de consumos significativos de energía

En una central de biomasa, como se dijo anteriormente, se consume biomasa, (que se combustiona en la caldera), vapor en la turbina y además energía eléctrica que corresponde a los consumos propios.

De acuerdo a lo indicado en la Tabla 15-2 los consumos de energía eléctrica significativos correspondientes a los consumos propios están identificados en las siguientes áreas:

- Sistema combustión caldera
- Torres de enfriamiento
- Sistema de mitigación de gases caldera
- Sistema de alimentación agua caldera

Estas áreas consumen el 83% de del consumo de energía eléctrica, por lo tanto es donde se debe colocar el máximo de esfuerzo para disminuir el consumo de energía.

La otra área donde se consume energía es la turbina, esto es, se ingresa vapor y se obtiene el producto final que es la energía eléctrica, por lo tanto, es donde se debe poner mayor atención para que esta transformación de energía sea lo más eficiente posible.

17.2.3 Registro de oportunidades de mejora

Se pueden identificar en dos grupos las oportunidades de mejora, uno que no necesita inversión y otro grupo que necesita de inversión. Estos datos permiten identificar la priorización de la implementación de los ahorros.

De los datos identificados en este estudio y llevando a la aplicación de un sistema de gestión energética, se deben identificar las mejoras que se visualizan en las tres áreas donde se consume energía que son:

Consumo de Biomasa: se deben identificar todas las mejoras que se pueden realizar, con el objetivo que el consumo de biomasa sea el menor posible, para un mismo nivel de generación de vapor, es decir, como hacer más eficiente el proceso de combustión. A continuación se indican las medidas que se pueden tomar:

- **Estrategia de compra de biomasa**. Considerar en la compra el efecto que la humedad de la biomasa genera en la operación de la caldera, con el fin de considerar un costo nivelado de la biomasa. Esto es, incluir la eficiencia de la caldera para cada porcentaje de humedad de la biomasa.
- **Incorporación de medición de humedad y peso en línea de la biomasa**. Con el fin de ajustar los parámetros de operación de la caldera, la incorporación de estos datos permite el cálculo de energía con que se está alimentando la caldera y se puede ajustar el volumen de aire que se debe entregar a la combustión. Con estos datos se puede hacer una operación más eficiente.
- **Instalación de secador de biomasa**. Dependiendo de la biomasa que se disponga, puede ser una buena inversión la incorporación de un secador de biomasa. Puede costar unos 2 millones de dólares instalado para una capacidad de 30 ton/hora. Considerando una humedad de entrada de 65% para salir a 45%. El consumo de vapor está entre 7 a 8 ton/hora a una presión de 3 (bar).

Se deben revisar todas las mejoras que tiendan a disminuir el consumo de biomasa por tonelada de vapor producida. Revisar aislaciones térmicas, trampas de vapor, fugas de vapor y/o agua de caldera, etc.

Consumo de energía eléctrica: como se indicó anteriormente los consumos de energía eléctrica o consumos propios de la central, están concentrados en cuatros áreas que son principalmente sistemas de bombeo y ventiladores. En estas áreas se pueden distinguir mejoras que van orientadas a:

- **Bombas de agua alimentación caldera**. Estos equipos están especificados para una operación de presión de la caldera en condiciones de máxima exigencia y además en ocasiones el diseño considera un porcentaje adicional de presión de descarga. Por tal motivo al evaluar la operación de estos equipos en las plantas, se encuentra que las válvulas de control quedan operan demasiado cerradas, generando pérdidas de cargas sustanciales y por ende pérdida de energía. Ante esto, es necesario evaluar la posibilidad de instalar al motor de la bomba un variador de frecuencia, que permita operar a una velocidad de acuerdo al requerimiento real de la caldera.

- **Bombas de agua de torres de enfriamiento**. Otro de los equipos en una central que consumen bastante energía, son las bombas de recirculación de agua, desde las torres de enfriamiento al condensador de la turbina. Estos equipos deben ser instalados con variadores de frecuencia de tal forma que su operación se ajuste a las condiciones de carga de la turbina. También en estas líneas es importante revisar los elementos componentes de la red, ya que a veces se incorporan válvulas de retención y válvulas manuales que generan pérdidas de carga importantes. Sobre todo en líneas que los

flujos son muy altos, una pequeña pérdida de carga innecesaria genera un consumo extra de energía que solo se pierde.

- **Combustión caldera**. Este sistema está ligado al manejo de aire y gases de combustión de la caldera. Aquí se debe revisar que los ventiladores tengan incorporado variadores de velocidad, ya que el uso de dámper son un sistema poco adecuado desde el punto de vista de control de la combustión y de la eficiencia energética. Es importante la preocupación sobre la lógica de control con respecto a la combustión de la caldera. Se debe incorporar el aire necesario para una buena combustión, por lo tanto se debe contar con una realimentación de medición de oxígeno, para validar la adición del volumen adecuado de aire de combustión.
Otro aspecto importante es el control de vacío del hogar de la caldera, dado que un exceso de vacío llevará a aumentar el consumo de energía del ventilador de tiro inducido, por lo tanto los instrumentos de este lazo de control deben estar bien calibrados.

Consumo de vapor. Uno de los equipos principales de la central, es la turbina, todo el trabajo de la central es para alimentar a la turbina con vapor en cantidad y ajustado al parámetro de diseño, esto es, temperatura y presión. Pero una variable muy incidente en la eficiencia ciclo de vapor, es el vacío del condensador. Como se vio en Tabla 10-1, una pérdida de vacío de 0,02 bar, puede generar una perdida en generación del orden de 0,5 MW (de una central de 30MW), esto es, una pérdida importante, si se considera una operación anual de 7.000 horas. Por lo tanto, el sistema de vacío debe ser una preocupación importante y se debe mantener para todos los niveles de generación.

17.2.4 Linea base energética.

La idea es establecer cuál es el comportamiento actual de la central con respecto al consumo de energía servirá como referencia para comparar el comportamiento energético una vez que se implemente el SGE. Con esto, es posible evaluar el resultado del SGE. La línea base se establece a través de la revisión energética de la central, lo más común es tomar como base la operación del año anterior o un promedio de varios años, esto es, de acuerdo a la información que se disponga. El resultado de la línea base, debe ser en el caso de una central con biomasa, la eficiencia del ciclo completo, esto es, cuanta energía ingresa al sistema y cuanta energía sale del sistema, descontado los autoconsumos.

Por ejemplo para los casos reales indicados en la Tabla 10-4, los valores de rendimiento del ciclo térmico están entre 25,6 y 28,8%. Esta sería la línea base para una central que quiere implementar un SGE, esto es, al aplicar un SGE debería demostrar que se logra un mayor rendimiento del ciclo, ya sea mejorando la eficiencia en la operación de la caldera, disminuyendo los consumos propios y/o mejorando la transformación de energía en la turbina.

17.2.5 Indicadores de desempeño energético

Es importante que el establecimiento de los indicadores energéticos para la central correspondan a los valores de interés de todas las áreas donde están los consumos significativos de energía. Los indicadores de desempeño deben estar definidos en la línea base, de tal forma que se pueda ir monitoreando el comportamiento en el tiempo. Como se indica a continuación en la Tabla 17-2, se proponen indicadores de desempeño para las áreas de significancia energética, es decir, donde es necesario llevar el control del consumo de energía.

Tabla 17-2: Propuesta de indicadores de desempeño energético para una central de biomasa.

INDICADORES DE DESEMPEÑO PARA CENTRAL DE BIOMASA	
AREA COMBUSTIBLE Y CALDERA	
Precio biomasa	US$/MMBtu
Precio biomasa	$/m3
Humedad biomasa	%H
Densidad de la biomasa	kg/m3
PCI biomasa	kcal/kg
Consumo biomasa	kcal/ton vapor m3 biomasa/ton vapor
Eficiencia caldera	%
AREA CONSUMOS PROPIOS ENERGÍA ELECTRICA	
Total consumos propios	MWh/MWhgenerado
Consumos en bombas agua de alimentación	MWh/MWhgenerado
Consumos torres enfriamiento	MWh/MWhgenerado
Sistema de mitigación gases combustión	MWh/MWhgenerado
CONSUMO DE VAPOR	
Consumo de vapor	tonVapor/MWh generado tonVapor/MWh inyectado
CENTRAL	
Eficiencia ciclo	%
Consumo específico de energía	kcal/MWh generado kcal/MWh inyectado
Consumo específico biomasa	m3/MWh generado m3/Mwh inyectado

Fuente: Elaboración Propia

17.2.6 Objetivos y metas

En esta etapa en función de los resultados obtenidos en la revisión energética de la central, se deben establecer los objetivos y metas en función de los usos significativos de la energía y las oportunidades de mejora identificadas. Los objetivos y las metas deben ser medibles y el logro de éstas debe estar

enmarcado en un periodo de tiempo y obviamente alineado con la política energética establecida por la central.

En el caso de las centrales de generación con biomasa se recomienda establecer los objetivos y metas en las áreas significativas de consumo de energía, en estas áreas se debe basar la optimización de la gestión energética.

Tabla 17-3: Objetivos y metas para una central de biomasa

EJEMPLOS DE OBJETIVOS Y METAS PARA UNA CENTRAL DE BIOMASA		
Aspecto energético significativo	**Objetivo**	**Meta**
Humedad biomasa	Utilizar biomasa con humedad máxima 50%	Se espera reducir la humedad durante los próximos tres años, desde un promedio actual de X% al 50%
Rendimiento caldera	Aumentar el rendimiento de la caldera	Lograr un aumento de 2% de rendimiento de la caldera al cabo de los dos primeros años
Consumos propios de energía eléctrica	Reducir los consumos propios significativos	Disminuir en un 0,5% los consumos propios durante los dos primeros años
Consumo de vapor	Reducir el específico de vapor	Disminuir el actual consumo de vapor de X ton vapor/MWh inyectado a Y (ton vapor/MWh inyectado) durante los proximos tres años.
Consumo de energía primaria	Reducir el consumo de energía en terminos de kcal/MWh inyectado	Disminuir el especifico de los actuales X (kcal/MWh inyectado) a Y (kcal/MWh inyectado) durante los próximos dos años
Eficiencia total de la central	Aumentar el rendimiento de la central	Aumentar en X% el rendimiento de la central durante los próximos tres años

Fuente: Elaboración propia

Estos objetivos y metas deben estar siendo evaluados periódicamente por el equipo de implementación del SGE de tal forma de ir viendo el avance y las desviaciones con respecto a los objetivos planteados. El cumplimiento de estas metas se pueden entregar en una valorización económica de acuerdo al tamaño de la central, de tal forma de evaluar cuál es el resultado económico esperado y con esto poder financiar los proyectos que ayuden a conseguir las metas propuestas.

17.2.7 Planes de acción

Los planes de acción deben permitir monitorear los objetivos y metas establecidos, deberán ser documentados y actualizados si es necesario.

Los planes de acción deben contener como mínimo lo siguiente [8]:

- Designación de responsabilidades
- Medios y plazos previstos para lograr las metas individuales
- Declaración del método mediante el cual debe verificarse la mejora del desempeño energético
- Declaración del método de verificación de resultados

Para cada meta se debe diseñar un plan de acción que dé respuesta de cómo se logrará llegar a la meta establecida.

17.3 Implementación y operación

Los planes de acción y los otros documentos resultantes del proceso de planificación serán utilizados para la implantación y operación. Deberán estar identificadas y planificadas las operaciones y actividades de mantenimiento relacionadas con el uso significativo de la energía. Serán coherentes con la política energética, objetivos, metas y planes acción, con objeto de asegurar que se efectúan bajo las condiciones especificadas, mediante:

- El establecimiento y fijación de criterios para la eficaz operación y mantenimiento de los usos significativos de la energía, su ausencia puede llevar a desviaciones significativas en el eficaz desempeño energético.
- La operación y mantenimiento de instalaciones, procesos, sistemas y equipos, de acuerdo a los criterios operacionales.
- La comunicación apropiada de los controles operacionales al resto de usuarios de la central.

17.4 Verificación

Corresponde a la etapa medular del seguimiento, medición y análisis del desempeño energético, con foco en el control operacional, además de una mirada global por periodos. La medición y seguimiento es la base de la mejora continua, para lo cual la central debe mantener los sistemas de medición instalados con programas de calibración mantención. El objetivo de esta verificación es asegurar la mejora del comportamiento energético de la central en las áreas significativas energéticamente y responder a las desviaciones de consumo.

En este punto, la central de generación, debe desarrollar los medios necesarios para monitorear, medir y analizar el desempeño energético a través de las operaciones y variables relacionadas con los usos significativos de energía ya establecidos. Se deben registrar las evidencias de estas actividades.

En la Tabla 17-4 se indican algunos ejemplos de las variables que se deberían tener presente para el seguimiento y medición.

Tabla 17-4: Seguimiento y medición en una central de biomasa

EJEMPLOS DE SEGUIMIENTO Y MEDICION EN UNA CENTRAL DE BIOMASA	
CALDERA	**Seguimiento y medición**
Consumo de biomasa y producción de vapor sobrecalentado	Medidor de combustible entrada caldera, medidor de flujo de vapor sobrecalentado , calibración periódica de equipos de medición
TURBOGENERADOR	**Seguimiento y medición**
Consumo de vapor sobrecalentado	Medidor de flujo de vapor entrada a la turbina calibración periódica medidor de flujo de vapor
CONDENSADOR	**Seguimiento y medición**
Vacio del condensador	Medición de vacío condensador calibración periódica del transmisor de vacío del condensador
CONSUMOS PROPIOS	**Seguimiento y medición**
Consumo energía bombas de agua alimentación	Medidor de energía eléctrica de cada equipo de las áreas de significancia en el consumo de energía
Consumo energía bombas de agua recirculación torres enfriamaiento Consumo energía ventiladores aire primario caldera	Calibración periódica de equipos de medida de energía

Fuente: Elaboración propia

Una de las herramientas que se utilizan en el a etapa de verificación son las auditorías internas al SGE, las que deben realizarse con cierta periodicidad establecida por el sistema.

17.5 Revisión por la dirección

Como cierre del ciclo de mejora continua, la dirección de la central de generación con biomasa debe hacer una revisión general del SGE y evaluar los resultados de su implementación, proponiendo nuevas directrices, tendiente a mejorar el desempeño energético de la central y asegurar que el SGE es adecuado para la organización. Se sugiere que la revisión sea anual de tal forma de garantizar la eficacia del sistema.

La revisión por parte de la dirección deberá contemplar lo siguiente:

- La política energética
- Resultados de las auditorías realizadas
- Los objetivos y metas
- Estado de las acciones correctivas y preventivas definidas por el SGE
- Revisión del desempeño energético esperado para el próximo periodo
- Revisión de los indicadores de desempeño establecidos para el SGE
- Revisión de todos los aspectos legales y otros requisitos que exige la norma ISO 50001

Los resultados esperados a partir de la revisión por parte de la dirección pueden ser:

- Cambio en la política energética, con la finalidad de adecuar según los requerimientos de la empresa.
- Modificación de los indicadores de desempeño definidos en la Tabla 17-2.
- Modificación en la distribución de los recursos definidos para llevar a cabo la implementación del SGE.

- Modificaciones definidas en los objetivos y metas del SGE.

En resumen, desde el punto de vista de implementación de un SGE, basado en norma ISO 50001, se distinguen dos situaciones con respecto a costos y tiempos involucrados en el desarrollo del sistema. Empresas que tienen implementado algún sistema de gestión (ISO 9000, 14000 u otra) y las que no tienen nada.

Para empresas que tienen un sistema implementado, les será más fácil la implementación, ya que existen temas estructurales de las normas que están cubiertos por cualquier norma de gestión, por lo tanto se estima un tiempo de 10 meses para lograr que el SGE esté completamente implementado, con una inversión aproximada en HH del orden de 1.500 hrs.

En el caso que la empresa parta de cero, se consideran 12 meses para la implementación y unas 1.800 HH como inversión [8].

En el anexo V, se adjunta una presentación de un caso de éxito que está en plena etapa de implementación de un SGE en ENAP, de acuerdo al avance de abril 2017.

18 CONCLUSIONES

La generación de energía a través de biomasa es una fuente de energía renovable y con una participación importante en la matriz energética del país, llegando a una potencia instalada de 485 MW, con un el 16% de la participación dentro de las energías renovables. De los antecedentes expuestos en este trabajo, se puede concluir que existe un potencial de incorporación a la matriz energética del país de 721 MW, considerando biomasa forestal y agrícola. Esto no considera el aporte que podría realizar el bosque nativo. Para que estos proyectos se puedan llevar a la realidad, sus diseños deben contemplar como pilar fundamental, desde sus inicios la mayor eficiencia energética técnicamente posible. Se debe contemplar la selección del ciclo de vapor más eficiente, es decir, el menor índice de consumo de biomasa en términos de kcal/MW inyectado, con lo cual el costo por unidad de energía producida será menor. Además se debe incorporar en el diseño la mejor tecnología disponible, de tal forma que los consumos propios sean lo mínimo posible. Todos los aspectos del diseño deben ser vistos desde una mirada de eficiencia energética y obviamente de rentabilidad.

De acuerdo a lo indicado en el desarrollo de este trabajo, los consumos propios se concentran en la operación de la caldera y torres de enfriamiento. Los equipos principales son bombas de agua alimentación caldera, recirculación de agua desde torres de enfriamiento a condensador, ventiladores, etc. Para estos equipos se deberán considerar motores de alta eficiencia y automatismos que permitan operar los equipos en la máxima eficiencia posible.

En la etapa de operación un factor importante para mantener la eficiencia del ciclo térmico, es la biomasa, esto es, obtener una biomasa adecuada en términos de humedad y granulometría, de tal forma que la operación de la caldera esté en un punto de operación óptimo. Se deben considerar sistemas de medición en línea del peso y humedad de la biomasa. Además es recomendable la incorporación de la medición de oxígeno en los gases de combustión, ya que es

una herramienta muy poderosa para la optimización de la operación de la caldera. Para estos elementos de control es importante implementar un programa de mantención y calibración estricto ya que permitirá lograr una operación eficiente, con un control exhaustivo de la combustión.

Otro parámetro fundamental en la operación de la central es el vacío del condensador, parámetro que de acuerdo a lo visto en las plantas que se analizaron estaban fuera de lo recomendado por el fabricante, generando pérdidas por ineficiencia desde 500 a 2.000 kWh.

Las centrales de biomasa son unidades de baja potencia, en Chile no más allá de 61 MW, por lo tanto deben buscar permanentemente la eficiencia en su operación, de tal forma de ser competitivo en el mercado eléctrico. Estas unidades se han instalado en un período donde los cmg han sido muy altos y se podía pensar en participar 100% en el mercado spot. Hoy las condiciones de mercado han cambiado sustancialmente, por lo que deben participar en el mercado de contratos de energía, con valores entre 55 a 65 US$/MWh. Es por esto que las centrales deben optimizar la operación para lograr costos variables entre 30 a 35 US$/MWh, basados en una óptima operación y un abastecimiento inteligente de biomasa, logrando con esto la rentabilidad de la central.

Las centrales de biomasa deben estar viendo permanentemente la forma de mejorar o lo sumo mantener la eficiencia operacional, ya sea mejorando las prácticas operacionales y/o incorporando nuevas tecnologías tendientes a disminuir los costos operacionales.

De acuerdo a lo antes expuesto, con respecto a eficiencia, costos y condiciones de mercado, es que la incorporación de un SGE en este tipo de plantas se hace necesario, ya que a través de un sistema de gestión se puede asegurar que se logrará una mejora operacional sostenida en el tiempo y que permitirá ir detectando las ineficiencias del proceso y corrigiendo las brechas significativas, de tal forma de mejorar el desempeño operacional y detectando en el mercado tecnologías que ayuden a mantener o mejorar la eficiencia operacional.

En definitiva, el SGE basado en la norma ISO 50001, que está enmarcado en el ciclo de mejora continua, será capaz de detectar alguna desviación en la operación a través de los índices de desempeño definidos y la detección de oportunidades de mejora, ya sea por una optimización operacional o la incorporación de nuevos desarrollos tecnológicos tendientes a hacer más eficiente la operación de la planta.

La incorporación de un SGE en una planta de generación con biomasa, tiene como finalidad mejorar el rendimiento del ciclo de la central, logrando una mayor inyección de generación de energía eléctrica al sistema, con lo cual además se obtiene una disminución en los costos de generación de energía, rentabilizando así el SGE.

A nivel internacional se indica que la implementación de un SGE ha permitido lograr entre un 3 a 10% el desempeño energético, donde la implementación puede ser formal, pero no necesariamente certificada para obtener los beneficios indicados.

19.0 REFERENCIAS

[1] Fundación MAPFRE. Guía práctica para la implantación de sistemas de gestión energética. España. 2011. 97p.

[2] Evaluación de Mercado de Biomasa y su Potencial.U. Austral de Chile .Agosto 2013. 44p.

[3] Potencial de Biomasa Forestal. CNE/GTZ 2008-2009. 54p.

[4] Termodinámica 6ta Edición Kenneth Wark, Donald E. Richards 244p.

[5] Presentation, 2016 10 05 B2P Ence growing a better world, 12p.

[6] Centrales Termoeléctricas de biomasa. Santiago Garcia Garrido. 2009-2016 Editorial Renovatec. 458p.

[7] Generación de Energía Térmica con Biomasa. Equipos e Instalaciones. 100p

[8] Guía de Implementación SGE basado en ISO 50001. AChEE, 119p

20 ANEXOS

20.1 ANEXO N° I: Índice de Tablas

Tabla 8-1: Centrales ERNC en operación, construcción, con RCA y en calificación 29

Tabla 8-2: Centrales de generación con biomasa conectada en el SIC 30

Tabla 8-3: Empresas generadoras con biomasa y su % de participación 31

Tabla 9-1: Poderes caloríficos para diferentes biomasas y humedades 40

Tabla 9-2: Superficie forestal en Chile año 2011 41

Tabla 9-3: Superficie sembrada en Chile por trigo, avena, tritícale y raps 43

Tabla 9-4: Generación de desechos de cosecha de bosques por hectárea 44

Tabla 9-5: Estimación de generación con desechos de bosques 44

Tabla 9-6: Potencial de generación con biomasa agrícola 45

Tabla 10-1: Rendimiento turbina con variación de vacío 53

Tabla 10-2: Rendimiento turbina con variación de temperatura de vapor 55

Tabla 10-3: Rendimiento de turbina con variación de presión vapor 57

Tabla 10-4: Rendimientos de centrales 61

Tabla 14-1: PCI v/s Humedad de combustible 96

Tabla 14- 2: Costos variables de centrales en el SIC 99

Tabla 15-1: % de consumos propios de centrales de biomasa 105

Tabla 15-2: Distribución Consumos propios de una central de biomasa 106

Tabla 17-1: Consumos de biomasa. Mensual y anual por tipo 119

Tabla 17-2: Propuesta de indicadores de desempeño energético 125

Tabla 17-3: Objetivos y metas para una central de biomasa 126

Tabla 17-4: Seguimiento y medición en una central de biomasa 128

20.2 ANEXO N° II: Índice de Gráficos

Gráfico 8-1: Centrales de generación con biomasa en el SIC 31

Gráfico 10-1: Rendimiento ciclo V/S presión del condensador 53

Gráfico 10-2: Rendimiento ciclo V/S temperatura del vapor sobrecalentado 55

Gráfico 10-3: Rendimiento ciclo V/S presión del vapor sobrecalentado 57

Gráfico 14-1: PCI V/S humedad de combustible 96

Gráfico 14-2: Costo biomasa V/S humedad 98

Gráfico 14-3: Rendimiento caldera biomasa 100

Gráfico 15-1: % Participación consumos propios 106

Gráfico 17-1: Histograma humedad de biomasa 119

Gráfico 17-2: Histograma densidad de biomasa 119

20.3 ANEXO N° III: Índice de Figuras

Figura 6-1: Resultados esperados de la aplicación de un SGE 20
Figura 6-2: Diagrama de implementación SGE 22
Figura 7-1: Auditoria energética versus SGE 27
Figura 9-1: Clasificación de biomasa en Chile 34
Figura 9-2: Tipos de biomasa 35
Figura 9-3: Caña de maíz 35
Figura 9-4: Paja de Trigo 35
Figura 9-5: Tallos de raps 36
Figura 9-6: Paja de avena 36
Figura 9-7: Cascara de arroz 36
Figura 9-8: Cascara de avena 37
Figura 9-9: Aserrín 37
Figura 9-10: Corteza pino y eucaliptus 38
Figura 9-11: Despuntes de aserraderos 38
Figura 9-12: Virutas de madera 39
Figura 9-13: Astillas desclasificadas de pino y eucaliptus 39
Figura 9-14: Desechos de bosque 39
Figura 10-1: Diagrama de bloques de una central de biomasa 47
Figura 10-2: Diagrama de vapor máquina térmica de Carnot 48
Figura 10-3: Diagrama T-S ciclo de Carnot 48
Figura 10-4: Diagrama T-S ciclo Rankine con sobrecalentador 50
Figura 10-5: Diagrama ciclo Rankine con sobrecalentador 50
Figura 10-6: Determinación de la potencia de salida de una turbina con variación de vacío 53
Figura 10-7: Daño en alabe producto de erosión por vapor húmedo 54
Figura 10-8: Determinación de la potencia de salida de una turbina con variación de temperatura 55
Figura 10-9: Determinación de la potencia de salida de una turbina con variación de presión 56

Figura 10-10: Diagrama ciclo Rankine con recalentamiento 57
Figura 10-11: Diagrama T-S ciclo de Rankine con recalentamiento 57
Figura 10-12: Diagrama ciclo Rankine regenerativo 60
Figura 10-13: Diagrama T-S ciclo Rankine regenerativo 60
Figura 10-14: Balance de calor planta de biomasa 22,5 MWe, ciclo regenerativo 62
Figura 10-15: Balance de calor planta de biomasa 17,71 MWe, ciclo regenerativo 63
Figura 10-16: Balance calor planta de biomasa 18,19 MWe, ciclo simple 64
Figura 10-17: Central de biomasa ENCE, Merida España 66
Figura 11-1: Comparación centrales distintas presiones y temperaturas 67
Figura 11-2: Calculo rendimiento de una central 45 (bar) y 440 °C 68
Figura 11-3: Calculo rendimiento de una central 105 (bar) y 540 °C 69
Figura 12-1: Diagrama general de una central 70
Figura 12-2: Vista patio biomasa 72
Figura 12-3: Vista general patio de biomasa 72
Figura 12-4: Vista caldera paja y sistema de alimentación 75
Figura 12-5: Vista caldera de biomasa 75
Figura 12-6: Vista de parrilla reciprocante de una caldera de biomasa 76
Figura 12-7: Vista de la base de una parrilla viajera de una caldera de Biomasa 77
Figura 12-8: Vista de la base de una parrilla vibratoria de una caldera de biomasa 78
Figura 12-9: Vista de una caldera de biomasa de lecho fluidizado 80
Figura 12-10: Vista planta tratamiento de agua, osmosis inversa 81
Figura 12-11: Vista de un rotor de condensación de una turbina 82
Figura 12-12: Vista de la carcasa inferior de una turbina de vapor 83
Figura 12-13: Vista de un condensador de vapor 84
Figura 12-14: Vista de dos celdas de torres de enfriamiento 85
Figura 12-15: Vista de un generador de potencia WEG 86

Figura 12-16: Vista de una sub estación principal 86
Figura 13-1: Producción de biomasa de desechos de bosques 80
Figura 13-2: Obtención de fardos de paja de cereales 92
Figura 13-3: Descarga automática de fardos de paja de cereal 93
Figura 14-1: Consumo de biomasa caldera para una humedad de 50% 101
Figura 14-2: Consumo de biomasa caldera para una humedad de 60% 102
Figura 17-1: Mejora continua ciclo PDCA 114
Figura 17-2: Planificación energética, según norma ISO 50001 117

20.4 ANEXO N° IV Centrales de Biomasa en el Mundo (11 enero 2016)

http://elperiodicodelaenergia.com/las-10-mayores-plantas-de-biomasa-del-mundo/

La Agencia Internacional de la Energía (AIE) ha desarrollado diversos proyectos sobre biomasa a través de su división IEA Bioenergy. La agencia calcula que el 10% de la energía primaria mundial procede de los recursos asociados a esta fuente, incluidos los relacionados con biocombustibles líquidos y biogás.

Gran parte de ese porcentaje corresponde a los países pobres y en desarrollo, donde resulta ser la materia prima más utilizada para la producción de energía, justo en aquellos países donde se prevé un mayor aumento de la demanda energética. Según datos del Fondo de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura (FAO), “algunos países pobres obtienen el 90% de su energía de la leña y otros biocombustibles”.

En África, Asia y Latinoamérica representa la tercera parte del consumo energético y para 2.000 millones de personas es la principal fuente de energía en el ámbito doméstico. Pero, en muchas ocasiones, esta utilización masiva no se realiza mediante un uso racional y sostenible de los recursos, sino como una búsqueda desesperada de energía que provoca la deforestación de grandes áreas, dejando indefenso al suelo frente a la erosión.

La propia FAO reconoce que “la mejora del uso eficiente de los recursos de la energía de la biomasa – incluidos los residuos agrícolas y las plantaciones de materiales energéticos – ofrece oportunidades de empleo, beneficios ambientales y una mejor infraestructura rural”. Incluso va más allá al considerar que el uso eficiente de estas fuentes de energía ayudarían a alcanzar dos de los objetivos de desarrollo del milenio: “erradicar la pobreza y el hambre y garantizar la sostenibilidad del medio ambiente”.

Volviendo al principio, la biomasa podría ser el vector energético que permitiera el desarrollo de los países pobres, evitando que el aumento del consumo energético asociado a este desarrollo pusiera en peligro el medio ambiente y la seguridad de abastecimiento energético de nuestra sociedad.

Pero al margen de las tendencias y del potencial de la bioenergía en su aportación a la producción de energía primaria en el mundo, El Periódico de la Energía ha buceado en el disperso mundo de la biomasa para elaborar el ranking de las 10 mayores plantas de energía eléctrica a partir de la biomasa.

Finlandia, que es el país con mayor consumo de energía per cápita de Europa, con 1,490 toneladas de biomasa sólida, es el país que coloca mayor número de

plantas en el Top 10, con un total de siete centrales, aunque la mayor planta es británica, y Polonia y Estados Unidos, con una planta cada una, completan esta clasificación, en la que no se han tenido en consideración las plantas híbridas. Estas son las 10 mayores plantas productoras de energía eléctrica a partir de biomasa en el mundo:

1. Ironbridge. 740 MW. Reino Unido

La planta de biomasa de Ironbridge, con una capacidad de 740 MW, está localizada en SevernGorge, Reino Unido, y es la planta de energía de biomasa pura –hay muchas plantas híbridas, pero esas no se han tenido en cuenta en esta clasificación- más grande del mundo. Las instalaciones, que hace años fueron utilizadas como una central eléctrica de carbón con una capacidad instalada de 1.000 MW, fue reconvertida junto a las dos unidades de la central para la generación de energía a partir de biomasa en 2013. La planta es actualmente propiedad de la empresa británica E.ON, quien además es la encargada de su operación empleando pellets de madera para generar energía de biomasa.

2. AlholmensKraft. 265 MW. Finlandia

La planta AlholmensKraft, de 265 MW, está ubicada en las instalaciones de la fábrica de papel UPM-Kymmene en Alholmen, Jakobstad, Finlandia. La planta entró en funcionamiento en enero de 2002, y suministra también 100 MW de calor a la papelera y 60 MW de calefacción urbana para los habitantes de Jakobstad. La planta KraftAlholmens diseñada por los ingenieros de Metso, utiliza una caldera

de lecho fluidizado circulante suministrada por la compañía KvaernerPulping. Las instalaciones son operadas por OyAlholmensKraft, quien además es la propietaria junto a Perhonjoki, RevonSahkoOy y SkellefteaKraft.

3. Toppila. 210 MW. Finlandia

La central de biomasa de Toppila es una central eléctrica ubicada en el distrito Toppila, en Oulu, Finlandia. Es una de las mayores centrales en el mundo que utilizan turba como combustible, y cuenta con una capacidad instalada de 210 MW de energía eléctrica y 340 MW de potencia térmica. La instalación cuenta con dos unidades de 75 MWe y 145 MWe. La caldera fue suministrada por Tampella y Ahlstrom, y las turbinas fueron suministradas por Zamech, LMZ y Ganz. La central es operada por Oulun Energía.

4. Polaniec. 205 MW. Polonia

La planta de biomasa de Polaniec de tiene una potencia instalada de 205 MW. La central está situada en el condado de Staszów, al sudeste de Polonia, y es la cuarta planta de energía de biomasa más grande del mundo. La planta entró en operación comercial en noviembre de 2012 y hace uso principalmente de subproductos agrícolas y residuos de madera para su funcionamiento. La planta es propiedad de GDF SUEZ, quien además opera las instalaciones con la caldera de lecho fluidizado circulante para biomasa más grande y avanzada del mundo, desarrollada por los ingenieros de Foster Wheeler. Como resultado, la planta genera electricidad suficiente como para abastecer las necesidades de 600.000

hogares, mientras que reduce a la vez en 1,2 millones de toneladas las emisiones de dióxido de carbono al año.

5. Kymijärvi II. 160 MW. Finlandia.

La planta de Kymijärvi II, de 160 MW de potencia, está localizada en la ciudad de Lahti, en Finlandia, a unos 100 kilómetros al norte de Helsinki. Se trata concretamente de unas instalaciones basadas en gasificación que utiliza combustibles sólidos recuperados (CSR), tales como plástico, papel, cartón y madera. La planta inició su operación comercial en mayo de 2012, integrando un gasificador que convierte el combustible derivado de residuos en gas combustible. Entre el diverso equipamiento, incluye una caldera de vapor de circulación natural, una turbina Siemens SST 800 Tandem y el generador Siemens Gen5-100A-2P, así como un sistema de automatización para las instalaciones desarrollado por los ingenieros de Metso. Como resultado, la planta Kymijärvi II genera 300 GWh de electricidad y 600 GWh de calefacción urbana. La electricidad se transmite a la red nacional utilizando una conexión de 110 kV en la subestación de Kymijärvi.

6. Vaasa. 140 MW. Finlandia

La planta de gasificación de biomasa cuenta con una capacidad instalada de 140 MW situada en Vaasa, Finlandia, inició las operaciones por primera vez en marzo de 2013 tras la finalización de su construcción llevada a cabo por VaskiluodonVoimaOy, con una inversión total de 40 millones de euros. La planta

de energía de biomasa produce biogás a partir de madera proveniente principalmente de residuos forestales, tratándose para producir calor y generar energía. Las instalaciones incluyen un gasificador CFB avanzado y la modificación de una caldera de carbón existente de la antigua planta.

7. Wisapower. 140 MW. Finlandia

La planta Wisapower es localizada en las instalaciones de la fábrica de papel de UPM en Pietarsaari, Ostrobothnia, Finlandia, y dispone de una capacidad de producción eléctrica de 140 MW desde su puesta en marcha en 2004. La central utiliza lejía negra como combustible primario. La turbina de vapor SST-800 y el generador empleado en las instalaciones fueron suministrados por los ingenieros de Siemens, mientras que la caldera fue proporcionada por los técnicos de Andritz. Actualmente PohjolanVoima es la propietaria y operadora de la planta a través de su filial WisapowerOy.

8. Florida Crystals. 140 MW. Estados Unidos

La planta de biomasa Florida Crystals fue construida por los ingenieros de New Hope Power Partnership (NHPP) en la ciudad de South Bay, en el estado de Florida (Estados Unidos). La central posee una capacidad instalada de 140 MW. La planta Florida Crystals utiliza la fibra de caña de azúcar (bagazo), así como madera urbana reciclada para la generación de electricidad, proveyendo de la

energía necesaria para el procesamiento de la caña de azúcar, así como para el suministro de electricidad para alrededor de 60.000 hogares.

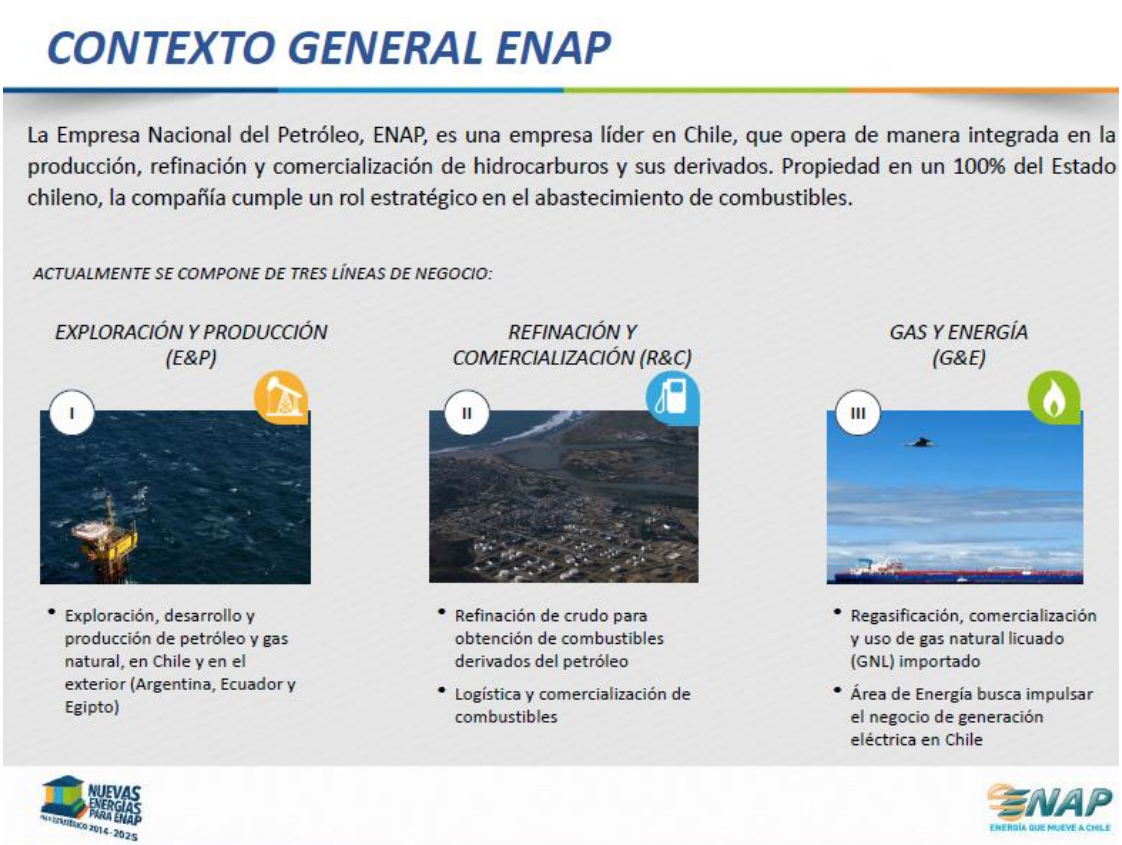
9. KaukaanVoima. 125 MW. Finlandia

La planta de biomasa KaukaanVoima localizada en Lappeenranta, Finlandia, cuenta con una capacidad eléctrica instalada de 125 MW. La central fue inaugurada en mayo de 2010, y es propiedad de KaukaanVoimaOy, una joint venture entre PohjolanVoima, LappeenrannanEnergia y UPM. La planta tardó tres años en construirse con una inversión de 240 millones de euros, cuyas instalaciones hacen uso de madera y turba para la generación de energía y calefacción urbana.

10. Seinäjoki. 125 MW. Finlandia

La planta de biomasa Seinäjoki cuenta con una potencia instalada de 125 MW y está localizada en la ciudad de Seinäjoki al sur de Ostrobotnia, Finlandia. La central es operada por PohjolanVoima desde su entrada en funcionamiento en el año 1990, produciendo electricidad y calefacción urbana a partir de astillas de madera y turba como combustible principal. En octubre de 2013, los ingenieros de Metso fueron elegidos para implementar un nuevo sistema de automatización de la planta de energía de biomasa, conocido como DNA AutomationSystem.

ANEXO V: Caso de Éxito de implementación SGE basado en ISO 50001, ENAP



Agenda Energía - Ministerio de Energía

Gobierno busca reducir el consumo de energía proyectado en 20% al 2025

ESCENARIO FUTURO

Proyecto de Ley de Eficiencia Energética

Establecer mecanismos para que los grandes consumidores de energía gestionen racionalmente su consumo

NUEVAS ENERGÍAS PARA ENAP — PLAN ESTRATÉGICO 2014-2025

ENAP — ENERGÍA QUE MUEVE A CHILE

Convenio de Cooperación

ENAP firmó en Jul/2014 un **Convenio de Cooperación** con el Ministerio de Energía

- ENAP se compromete a mejorar el desempeño energético de todas sus unidades de operación
- Este convenio incorpora todos los puntos que contendrá la **Ley de Eficiencia Energética**

Compromisos de ENAP

- ✓ Definir **encargado de la Gestión Energética de ENAP**
- ✓ Realizar **Auditorías Energéticas**
- ✓ Implementar un **Plan de Eficiencia Energética**
- ✓ Implementar **Sistema de Gestión de Energía**
- ✓ Establecer una **Política Energética**
- ✓ Actividades permanentes de **Sensibilización a toda la organización**
- ✓ Incorporar en el **Reporte Anual de Sustentabilidad**
- ✓ Diseñar una **Metodología para la evaluación de proyectos** que incorpore medidas de eficiencia energética

NUEVAS ENERGÍAS PARA ENAP — PLAN ESTRATÉGICO 2014-2025

Creación Dirección de Eficiencia Energética

20-11-2014

ENAP crea Dirección de Eficiencia Energética

Con el propósito de mejorar la eficiencia energética en cada uno de sus negocios y operaciones, ENAP creó la Dirección de Eficiencia Energética, dependiente de la Gerencia de Planeamiento y Gestión de la compañía.

Esta Dirección será responsable de la definición de una estrategia de eficiencia energética de corto y largo plazo, y a su vez impulsará el uso eficiente de los recursos a través de la promoción de la gestión energética y de la utilización de sistemas y equipos eficientes, para contribuir al logro de los objetivos de Desarrollo Sustentable.

Asume como Director de Eficiencia Energética, el ingeniero Civil Eléctrico **Rubens Poblete Olivo**. El profesional es egresado de la Universidad de Santiago y cuenta con un MBA en la Universidad Adolfo Ibáñez.

Cabe recordar que en el marco de la Agenda de Energía lanzada por el gobierno, ENAP había suscrito en julio pasado un convenio de colaboración con el Ministerio de Energía, orientado a promover un uso cada vez más eficiente de los recursos energéticos, con énfasis en el consumo de hidrocarburos.

Marcelo Tokman, Gerente General de ENAP, valoró la creación de esta nueva Dirección y subrayó que "en ENAP nos comprometemos fuertemente con la eficiencia energética. Hoy damos un paso más, aumentando nuestro nivel de exigencia y reforzando la búsqueda e implementación de soluciones innovadoras que nos permitan avanzar en reducir nuestro consumo energético y apuntar a los objetivos que nos hemos impuesto en nuestro Plan Estratégico 2014-2025".

NUEVAS ENERGÍAS PARA ENAP — PLAN ESTRATÉGICO 2014-2025

ENAP — ENERGÍA QUE MUEVE A CHILE

Encargados Responsables de Eficiencia Energética (EE)

Es necesario nombrar un encargado responsable en cada unidad: Refinería Aconcagua (ERA) y Refinería Bío Bío (ERBB), ENAP Magallanes y en la Dirección de Almacenamiento y Oleoductos (DAO); que trabaje en conjunto con esta Dirección para cumplir con todos los objetivos que se definan, principalmente en implementar un ***Sistema de Gestión de Energía*** para toda la Compañía.

Los encargados definidos en Enero 2015, son:

ERA : Carolina Melo, Jefe Área de Energía
ERBB : Eduardo Abásolo, Jefe Área de Energía
Magallanes : Daniel Iturrizagastegui, Director de Gestión Energética

Auditoría Energética (AE)

Consiste en realizar un diagnóstico de EE en los procesos productivos de ENAP que permita establecer:

- Línea base del consumo energético para la situación actual
- Plantear y calcular indicadores de desempeño energético
- Proponer un Portafolio de Proyectos de Inversión (PPI) con potencial del mejoramiento de la EE
- Establecer un Plan de Acción (PA) para la implementación de las mejores prácticas

Las Auditorías se realizaron con la empresa francesa AXENS en:

- Refinería Aconcagua
- Refinería Biobío
- Magallanes E&P y R&C

Cronograma Auditoría Energética de Axens

Descripción de Tareas	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6
Paso 1: Fase Preliminar						
Recolección y análisis de información de datos						
Preparación y envío de preguntas a ENAP para Reunión inicial						
Revisión de preguntas por parte de ENAP						
Paso 2: Reunión inicial y visitas técnicas						
Reunión inicial						
Realizar encuestas en terreno y recopilar datos						
Refinería BioBio						
Recopilar datos y reunión						
Refinería Aconcagua						
Recopilar datos y reunión						
Refinería Gregorio- Planta Posesion - Planta Cabo Negro						
Recopilar datos y reunión						
Informe de Recopilación de Datos						
Paso 3 y Paso 4						
Paso 3: Analisis de recopilación de datos, preparación de diagramas, revisión de las fuentes de uso ineficientes energéticamente e identificar soluciones razonables para eliminar aquellas áreas de gran consumo energético						
Paso 4: Balances de Energía y Masa, establecer línea base						
Paso 5: Revisión y planteamiento de indicadores energéticos						
Paso 6: Desarrollo de Portafolios de proyectos de Inversión (PPI)						
Selección de oportunidades de desarrollo						
Borrador Informe Final						
Paso 7: Taller de capacitación y reunión final						
Taller de capacitación						
Reunión final						

Finalmente la Auditoría Energética se extendió por 9 meses, debido a:

- Aumentó el alcance en ENAP Magallanes
- Planificación inicial muy acotada en los plazos
- Equipo de ENAP no tuvo las HH necesarias para observar los informes a tiempo

NUEVAS ENERGÍAS PARA ENAP PLAN ESTRATÉGICO 2014-2025

ENAP ENERGÍA QUE MUEVE A CHILE

Resumen Revisión Equipo ENAP

	ERA	ERBB	MAG	TOTAL
Iniciativas detectadas Auditoría	55	38	31	157
Iniciativas Propias	10	10	13	
Iniciativas Plan 2016-2020	17	13	7	37
Capex Preliminar [MUSD]	47.840	35.520	2.389	85.749
Ahorro potencial anual [MUSD]	24.263	16.054	1.460	41.777

Proyectos desarrollados 2016	ERA	ERBB	MAG	Total
Sólo con Puesta en Servicio	4	3	0	**7**
Con desarrollo de Ingeniería y Puesta en Servicio	3	1	0	**4**
Sólo con desarrollo de Ingeniería	4	4	3	**11**
Con continuidad planificada para el 2017	4	0	4	**8**
En reevaluación por cambios en cond. operacionales originales	2	5	0	**7**
Total	**17**	**13**	**7**	**37**

Proyectos Quick Wins

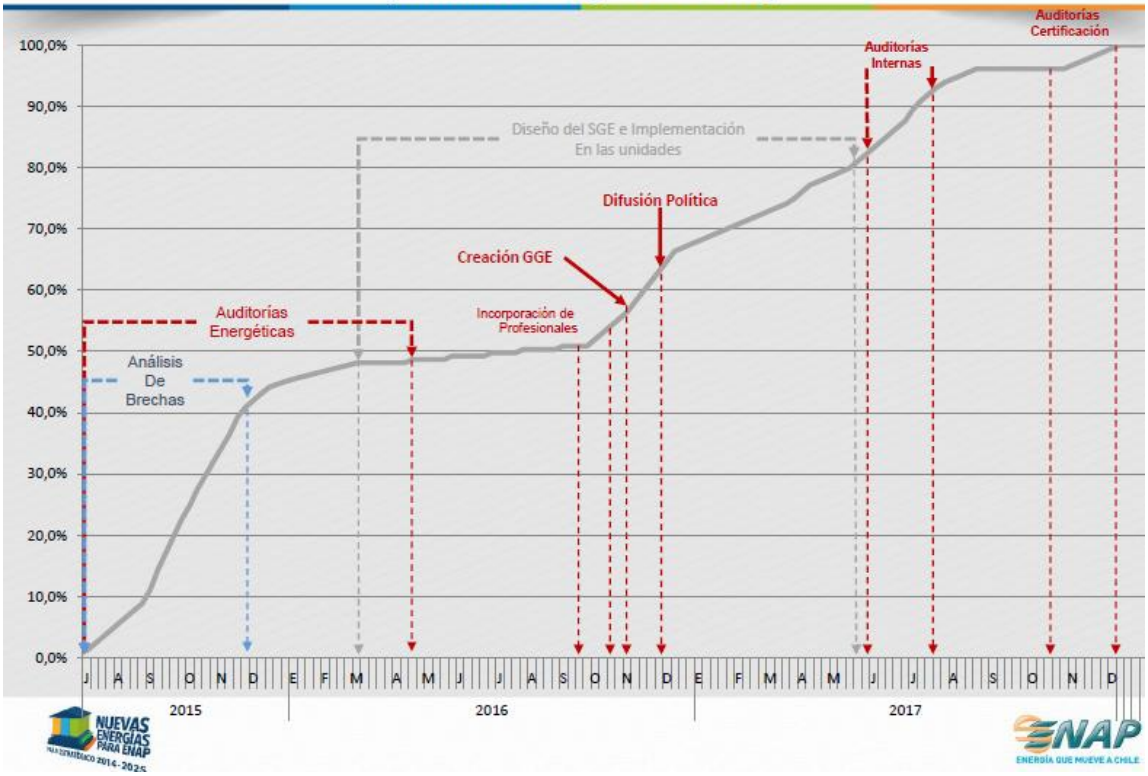
		PROYECTOS QUICK WINS		AHORRO (MUSD/año)		
2015	ERA	GEN 14	Mejoramiento del tren de precalentamiento de SWS1	127	914	914
		ACO 4	Mejoramiento del tren de precalentamiento del LNHT - Limpieza	402		
		TLV 3	Mejoramiento del tren de precalentamiento Isomerización - Limpieza	116		
		TLV 4	Reinicio precalentador de aire en la unidad MHC	269		
2016	ERBB	GEN 03a	Ajuste Flujo de Stripping – Optim.Inyección de Vapor a E-1201/1202 MHC como HDS	476	2.647	4.460
		-	Recuperación de fugas de línea de vapor de 150#	350		
		GEN 04a	Utilización purga HDS 1 a PSA HCK	955		
		-	Optimización generación vapor ERBB-PPW	866		
	ERA	GEN 11	Detención del precalentador de la unidad FCC - B-751	478	1.813	
		GEN 14	Ajuste condiciones operacionales del Air blower y el Compresor wet gas de FCC	256		
		ACO 4	Incorporación de Sistema de Atemperamiento de Vapor para Caldera B-210	548		
		TLV 3	Cambio turbinas/motor para minimizar el venteo de vapor	239		
		TLV 4	Optimización de la presión Desaireador	292		
TOTAL				5.373		

Alcance Implementación SGE

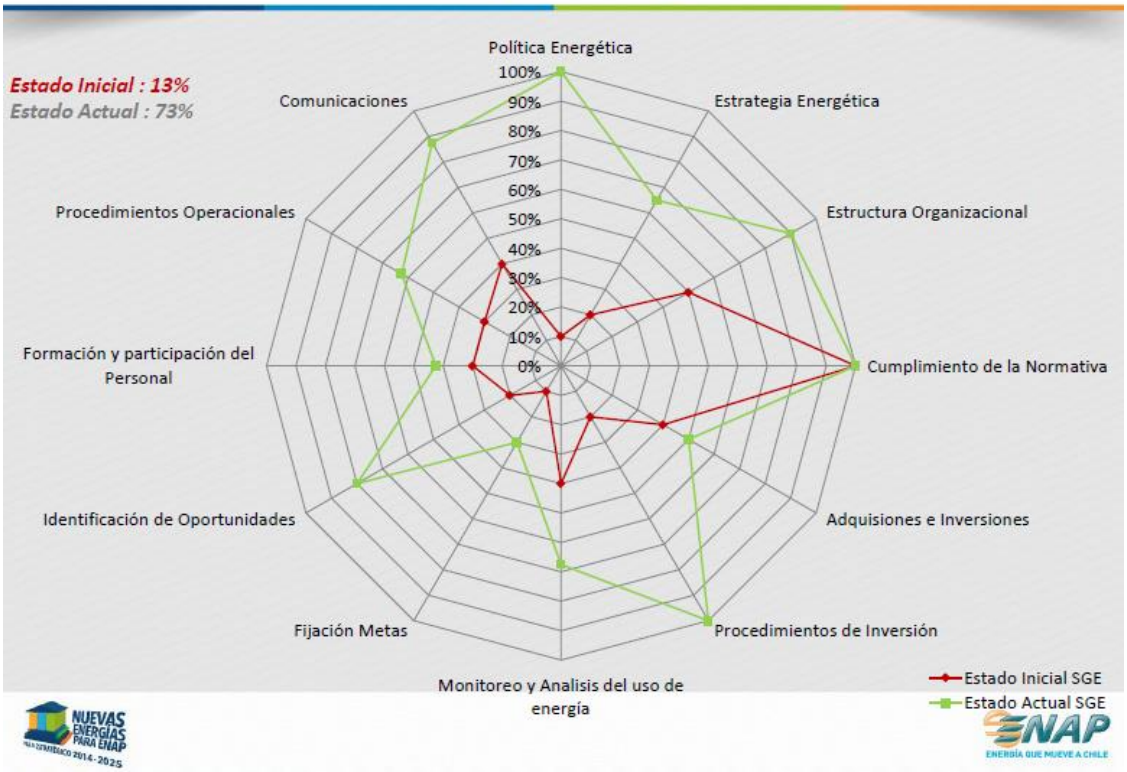
Líneas de Negocio	Instalación ENAP
R&C	Refinería Aconcagua
	Refinería Biobío
	Refinería Gregorio
E&P	ENAP Magallanes
DAO	Estación de Bombeo Chillán, Planta Linares, Estación de Bombeo Molina, Planta San Fernando, Planta Maipú y Planta Vinapu

Implementación SGE

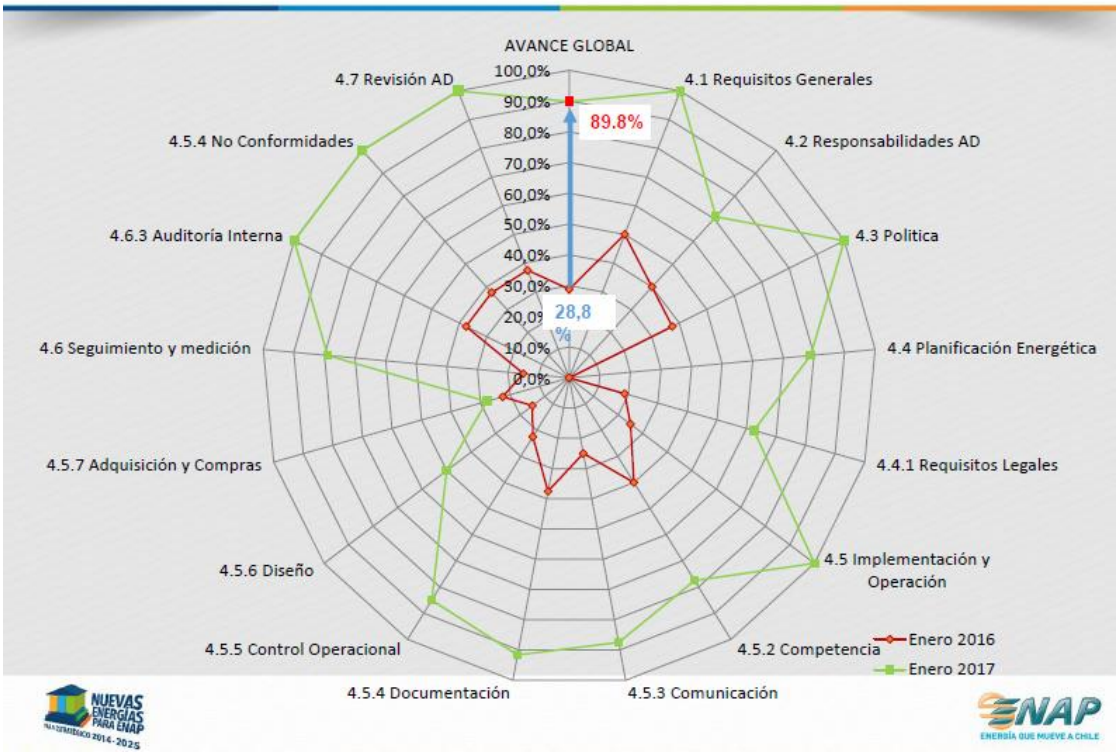
(ERA-ERBB-Magallanes-DAO)



Avance Global Estrategia Energética



Avance Global en desarrollo de documentos



Política Energética

POLÍTICA ENERGÉTICA DE ENAP

ENAP establece la eficiencia como uno de los ejes de acción de su Plan Estratégico, asumiendo un compromiso con la gestión eficiente del uso y consumo de la energía en los procesos desarrollados por la empresa como elemento fundamental para el desarrollo sostenible. Este compromiso se materializa en los siguientes principios que fundan la Política Energética de ENAP:

1. Fomentar la eficiencia en el uso de los recursos energéticos en sus instalaciones y actividades durante todo su ciclo de vida, buscando optimizar el diseño de sus procesos y operaciones, y la tecnología aplicada en ellos.
2. Promover la búsqueda y adquisición de productos y servicios energéticamente eficientes.
3. Cumplir con la legislación vigente y con los compromisos adquiridos voluntariamente relacionados con el uso y consumo eficiente de la energía.
4. Establecer metas y objetivos en materia de eficiencia energética que propendan a la mejora continua en el desempeño energético y la implementación de mejores prácticas energéticas.
5. Establecer y mantener un Sistema de Gestión y Control de Energía que permita evaluar y hacer seguimiento al cumplimiento de las metas y objetivos propuestos, bajo un marco de mejoramiento continuo.
6. Asegurar la disponibilidad de información y de los recursos necesarios para alcanzar las metas propuestas en materia de gestión de la energía.
7. Promover la participación de los trabajadores, proveedores y contratistas en el desarrollo de una gestión responsable en el uso y consumo de la energía.

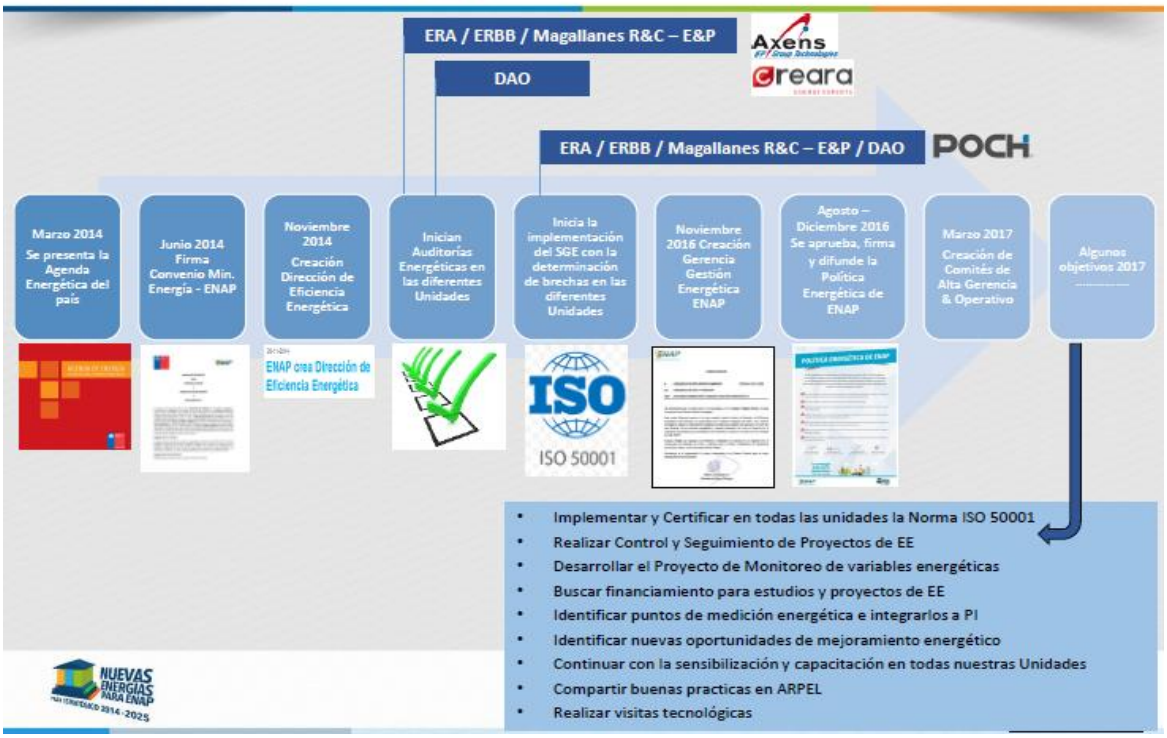
Sensibilización y Difusión

Es fundamental que toda la organización se comprometa y motive a cumplir con los objetivos establecidos en el convenio de cooperación, firmado con Ministerio de Energía, para que el uso eficiente de la energía sea sostenible en el tiempo en todas las unidades de operación.

Actividades de Sensibilización

- Intranet
- Charlas
- Capacitación
- E-Learning

...En que estamos hoy?



CONCLUSIONES

- A dos años de incorporar la eficiencia energética como un eje estratégico de la empresa, ENAP logró sistematizar y formalizar un trabajo que venía realizando hace años, normalizando un Sistema de Gestión Energética que ha permitido identificar mejoras e implementarlas en las operaciones e incorporar en su cultura el uso eficiente de la energía.

- Las AE permitieron generar un Portafolio y un Plan de Acción de implementación de proyectos de EE producto de las oportunidades de mejora detectadas en el uso y consumo de energía.

- El SGE que se está implementando ha permitido identificar procesos significativos para el uso y consumo de energía, como son las calderas, hornos, entre otros. Como parte del SGE, hay que incorporar la eficiencia energética en la evaluación y diseño de proyectos, para lo cual se desarrolló el "Manual de Eficiencia Energética en el desarrollo de Proyectos de ENAP", lo que permitirá incorporar la evaluación de las variables de eficiencia energética en las diferentes etapas de los proyectos que se desarrollen a futuro en ENAP.

- La firma de la Política Energética permitió formalizar el compromiso de la Alta Gerencia con la eficiencia energética, al igual que el nombramiento de la Gerencia de Gestión Energética.

Enap trabajará por **reanudar continuamente el compromiso** con la sustentabilidad de su negocio de manera de ser un gran aporte al desarrollo de Chile y una ***empresa líder*** en materia de eficiencia energética.