



Universidad de San Carlos de Guatemala

Facultad de Ingeniería

Escuela de Ingeniería Mecánica

**PROPUESTA TÉCNICO-ECONÓMICA PARA MEJORAR LA EFICIENCIA DE
OPERACIÓN DE CALDERA EN PLANTA TERMOELÉCTRICA DE INGENIO
SANTA ANA, ESCUINTLA**

Renato Pérez Barrios

Asesorado por el Ing. Edwin Estuardo Sarceño Zepeda

Guatemala, marzo de 2019

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**PROPUESTA TÉCNICO-ECONÓMICA PARA MEJORAR LA EFICIENCIA DE
OPERACIÓN DE CALDERA EN PLANTA TERMOELÉCTRICA DE INGENIO
SANTA ANA, ESCUINTLA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

RENATO PÉREZ BARRIOS

ASESORADO POR EL ING. EDWIN ESTUARDO SARCEÑO ZEPEDA

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO MECÁNICO

GUATEMALA, MARZO DE 2019

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL I	Ing. José Francisco Gómez Rivera
VOCAL II	Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
VOCAL III	Ing. José Milton De León Bran
VOCAL IV	Br. Luis Diego Aguilar Ralón
VOCAL V	Br. Christian Daniel Estrada Santizo
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
EXAMINADOR	Ing. Julio César Campos Paiz
EXAMINADOR	Ing. Carlos Aníbal Chicojay Coloma
EXAMINADOR	Ing. Edwin Estuardo Sarceño Zepeda
SECRETARIA	Ing. Lesbia Magalí Herrera López

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

En cumplimiento con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

**PROPUESTA TÉCNICO-ECONÓMICA PARA MEJORAR LA EFICIENCIA DE
OPERACIÓN DE CALDERA EN PLANTA TERMOELÉCTRICA DE INGENIO
SANTA ANA, ESCUINTLA**

Tema que fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica, con fecha 23 de enero de 2018.



Renato Pérez Barrios



FACULTAD DE INGENIERÍA

UNIDAD DE EPS

Guatemala, 31 de enero de 2019
REF.EPS.DOC.79.01.19.

Ing. Oscar Argueta Hernández
Director Unidad de EPS
Facultad de Ingeniería
Presente

Estimado Ingeniero Argueta Hernández.

Por este medio atentamente le informo que como Asesor-Supervisor de la Práctica del Ejercicio Profesional Supervisado (E.P.S.), del estudiante universitario **Renato Pérez Barrios** de la Carrera de Ingeniería Mecánica, con carné No. 201020652, procedí a revisar el informe final, cuyo título es **PROPUESTA TÉCNICO-ECONÓMICA PARA MEJORAR EFICIENCIA DE OPERACIÓN DE CALDERA EN PLANTA TERMOELÉCTRICA DE INGENIO SANTA ANA, ESCUINTLA.**

En tal virtud, **LO DOY POR APROBADO**, solicitándole darle el trámite respectivo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,

"Id y Enseñad a Todos"

Ing. Edwin Estuardo Sarceño Zepeda
Asesor-Supervisor de EPS
Área de Ingeniería Mecánica



c.c. Archivo
EDSZ/ra



Guatemala, 31 de enero de 2019
REF.EPS.D.36.01.19

Ing. Julio César Campos Paiz
Director Escuela de Ingeniería Mecánica
Facultad de Ingeniería
Presente

Estimado Ingeniero Campos Paiz:

Por este medio atentamente le envío el informe final correspondiente a la práctica del Ejercicio Profesional Supervisado, (E.P.S) titulado: **PROPUESTA TÉCNICO-ECONÓMICA PARA MEJORAR EFICIENCIA DE OPERACIÓN DE CALDERA EN PLANTA TERMOELÉCTRICA DE INGENIO SANTA ANA, ESCUINTLA**, que fue desarrollado por el estudiante universitario **Renato Pérez Barrios** quien fue debidamente asesorado y supervisado por el Ingeniero Edwin Estuardo Sarceño Zepeda.

Por lo que habiendo cumplido con los objetivos y requisitos de ley del referido trabajo y existiendo la aprobación del mismo por parte del Asesor - Supervisor de EPS, en mi calidad de Director apruebo su contenido solicitándole darle el trámite respectivo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,

"Id y Enseñad a Todos"

Ing. Oscar Argueta Hernández
Director Unidad de EPS



OAH/ra



USAC
TRICENTENARIA

Universidad de San Carlos de Guatemala

Facultad de Ingeniería

Escuela de Ingeniería Mecánica

Ref.E.I.M.038.2019

El Revisor de la Escuela de Ingeniería Mecánica, de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer el dictamen del Asesor-Supervisor y del Director de la Unidad de EPS, al trabajo de graduación titulado: **PROPUESTA TÉCNICO-ECONÓMICA PARA MEJORAR EFICIENCIA DE OPERACIÓN DE CALDERA EN PLANTA TERMOELÉCTRICA DE INGENIO SANTA ANA, ESCUINTLA** del estudiante **Renato Pérez Barrios, CUI 1766254370501, Reg. Académico No. 201020652** y habiendo realizado la revisión de Escuela, se autoriza para que continúe su trámite en la oficina de Lingüística, Unidad de Planificación.

"Id y Enseñad a Todos"

Ing. Carlos Humberto Pérez Rodríguez
Revisor
Escuela de Ingeniería Mecánica



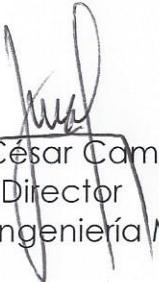
Guatemala, febrero de 2019

/aej

Ref.E.I.M.081.2019

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica, de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer el dictamen del Asesor-Supervisor y del Director de la Unidad de EPS, al trabajo de graduación titulado: **PROPUESTA TÉCNICO-ECONÓMICA PARA MEJORAR EFICIENCIA DE OPERACIÓN DE CALDERA EN PLANTA TERMOELÉCTRICA DE INGENIO SANTA ANA, ESCUINTLA** del estudiante **Renato Pérez Barrios**, CUI **1766254370501**, Reg. Académico No. **201020652** y luego de haberlo revisado en su totalidad, procede a la autorización del mismo.

"Id y Enseñad a Todos"


Ing. Julio César Campos Paiz
Director
Escuela de Ingeniería Mecánica



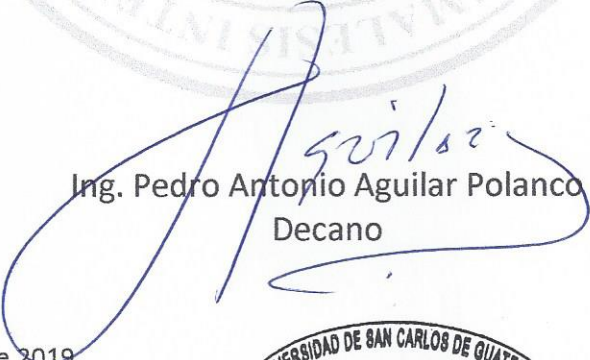
Guatemala marzo de 2019
/aej



DTG. 154.2019

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica, al Trabajo de Graduación titulado: **PROPUESTA TÉCNICO-ECONÓMICA PARA MEJORAR LA EFICIENCIA DE OPERACIÓN DE CALDERA EN PLANTA TERMOELÉCTRICA DE INGENIO SANTA ANA, ESCUINTLA**, presentado por el estudiante universitario: **Renato Pérez Barrios**, y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:


Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
Decano

Guatemala, marzo de 2019

/gdech



ACTO QUE DEDICO A:

Dios	Por darme sabiduría, guiarme y colmarme de bendiciones.
Mis padres	Juan Carlos Pérez Camó y Lilian Ninet Barrios Vásquez, por guiarme por el buen camino, ser ejemplo de dedicación, esfuerzo, amor y apoyo incondicional.
Mis hermanos	Andrea Eloísa y Josué Carlos Pérez Barrios, por su cariño, comprensión y apoyo.
Mia abuela	Olivia Audelina Vásquez (q. e. p. d.), por su amor, apoyo y sabios consejos.
Mi familia	Mis tíos y primos, por haberme apoyado en todo momento, motivándome a seguir adelante para alcanzar cada una de mis metas.
Mi amigo	Walter Estuardo García García, por su apoyo y sincera amistad compartida durante muchos años de mi vida.
Mi amiga	Jennifer Nathaly Fuentes Bocanegra, porque a pesar de la distancia me apoyó en mi carrera universitaria.

Mis amigos

Raymond García y Jorge Menéndez, por haberme apoyado en el transcurso de todos estos años que pasamos juntos en la universidad.

Mi país

A las personas que a diario tributa con la esperanza de un mejor país.

AGRADECIMIENTOS A:

Universidad de San Carlos de Guatemala	Por concederme el privilegio de acceder a la educación superior y ser una casa de formación.
Facultad de Ingeniería	Por brindarme los conocimientos que pondré en práctica durante el transcurso de mi vida profesional.
Ing. José Luis Martínez	Por la colaboración ofrecida. Gracias por su buen ejemplo profesional y ayuda para la realización de este trabajo.
Ingenio Santa Ana S.A.	Por permitirme realizar mi Ejercicio Profesional Supervisado, por su apoyo incondicional y por permitirme ser parte de esta organización.
Ing. Edwin Sarceño	Por su comprensión, brindarme su tiempo y la supervisión de este proyecto.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	VII
LISTA DE SÍMBOLOS	IX
GLOSARIO	XI
RESUMEN	XIII
OBJETIVOS.....	XV
INTRODUCCIÓN	XVII
1. GENERALIDADES.....	1
1.1. Descripción de la empresa	1
1.1.1. Ubicación	1
1.1.2. Historia	1
1.1.3. Misión	2
1.1.4. Visión	2
1.1.5. Valores	2
1.1.6. Organigrama.....	3
1.1.7. Política de calidad e inocuidad	3
1.2. Descripción del problema	3
1.3. Descripción de la planta termoeléctrica	4
1.3.1. Transformación de la energía	5
1.3.2. Ciclo de contrapresión	7
1.4. Caldera.....	9
1.4.1. Tipos de calderas	9
1.4.1.1. Pirotubulares.....	10
1.4.1.2. Acuotubulares.....	12
1.4.2. Accesorios de la caldera.....	13

	1.4.2.1.	Medición de presión	13
	1.4.2.2.	Medición de temperatura.....	14
	1.4.2.3.	Indicadores de nivel	14
	1.4.2.4.	Medidores de flujo	15
	1.4.2.5.	Válvulas de purga.....	15
	1.4.2.6.	Válvulas de seguridad	15
1.5.		Equipo auxiliar de la caldera	16
	1.5.1.	Parrilla	16
	1.5.2.	Hogar.....	16
	1.5.3.	Paredes de agua	17
	1.5.4.	Superficie de vapor	17
	1.5.5.	Sobrecalentadores	17
	1.5.6.	Equipos de recuperación de calor	18
	1.5.6.1.	Economizador	18
	1.5.6.2.	Precalentador de aire	18
	1.5.7.	Equipo complementario.....	19
	1.5.7.1.	Ventiladores	19
	1.5.7.1.1.	Ventilador de tiro forzado	19
	1.5.7.1.2.	Ventilador de tiro inducido.....	20
	1.5.7.1.3.	Ventilador secundario ...	20
	1.5.7.1.4.	Overfire	20
	1.5.7.2.	Baffles	21
	1.5.7.3.	Chimenea.....	21
	1.5.7.4.	Trampas de vapor	21
	1.5.7.5.	Sopladores de hollín.....	22
1.6.		Sistema de alimentación de bagazo.....	22
	1.6.1.	Conductores de bagazo	23

1.7.	Circuito de condensados	24
1.7.1.	Bombas de condensados	25
1.7.2.	Calentadores de agua de alimentación	25
1.7.3.	Deareador.....	25
1.7.4.	Bombas de agua de alimentación.....	26
1.7.5.	Atemperación.....	26
1.7.6.	Tanque de almacenamiento	26
1.8.	Turbogenerador eléctrico.....	27
1.9.	Partes principales de la turbina	27
1.9.1.	Turbina	27
1.9.2.	Tobera	28
1.9.3.	Rotor	28
1.9.4.	Carcaza	28
1.9.5.	Sellos de vapor	29
1.9.6.	Sellos de aceite	29
1.9.7.	Chumaceras	29
1.10.	Partes de un generador eléctrico.....	30
1.10.1.	Generador eléctrico	30
1.10.2.	Excitatriz	31
1.10.3.	Sistema de enfriamiento del generador	31
1.10.4.	Sellos de hidrógeno	32
1.11.	Sistema de distribución eléctrica	32
1.11.1.	Transformador	32
1.11.2.	Líneas de transmisión.....	33
1.12.	Equipo de suministros de agua	33
1.12.1.	Torre de enfriamiento	33
1.12.2.	Planta desmineralizadora	34

2.	FASE DE INVESTIGACIÓN.....	37
2.1.	Fugas de operación.....	37
2.1.1.	Problemas típicos de fugas en calderas acuotubulares.....	38
2.2.	Métodos para ahorrar agua.....	40
2.3.	Ahorro de agua en condensados	43
2.3.1.	Beneficios de recuperación de condensados	43
2.3.1.1.	Reducción en los costos de combustible	43
2.3.1.2.	Ahorro de energía	44
2.3.1.3.	Reducción en los costos de agua.....	44
2.3.1.4.	Reducción en los costos de tratamientos químicos	45
2.3.1.5.	Agua que ingresa a la caldera.....	45
3.	FASE DE SEVICIO TÉCNICO PROFESIONAL.....	47
3.1.	Método de pérdidas de calor	48
3.2.	Análisis de condiciones de la caldera.....	49
3.3.	Recolección de datos de operación	50
3.3.1.	Cálculo de eficiencia	51
3.3.1.1.	Pérdidas	51
3.4.	Análisis de resultados	57
3.5.	Propuesta para mejorar eficiencia.....	59
3.5.1.	Secador de bagazo neumático.....	61
4.	FASE DE DOCENCIA.....	67
4.1.	Presentación de mejoras y avances	67
4.2.	Capacitación de personal.....	67

CONCLUSIONES	71
RECOMENDACIONES.....	73
BIBLIOGRAFÍA.....	75
APÉNDICE.....	77

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Sistema general producción	6
2.	Ciclo de contrapresión (escape)	9
3.	Caldera acuotubular.....	13
4.	Circuito de condensados planta termoeléctrica	24
5.	Torre de enfriamiento.....	34
6.	Central termoeléctrica.....	36
7.	Influencia de purga en eficiencia térmica de caldera	42
8.	Secador de bagazo neumático	62
9.	Esquema de secador instalado en caldera	63
10.	Secador de bagazo instalado en India.....	64

TABLAS

I.	Datos recopilados	50
II.	Resumen de balance de pérdidas	57
III.	Resultados de secador	64
IV.	Beneficios del secado de bagazo en transporte neumático	65
V.	Flujo de efectivo.....	66

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
Btu	<i>British Thermal Unit</i>
\$	Dólar
°C	Grados Celsius
°F	Grados Fahrenheit
hr	Hora
kCal	kilocaloría
kg	Kilogramo
kg/cm²	Kilogramo por centímetro cuadrado
kJ	Kilojoule
Kw	Kilowatts
Lb	Libra
psig	Libra de fuerza por pulgada cuadrada
Psi	Libra por pulgada cuadrada
MW	Megawatts
m	Metro
%	Porcentaje
s	Segundo
T	Tiempo
TM	Tonelada métrica

GLOSARIO

ASTM	American Society for Testing and Materials.
Atemperador	Equipo para regular la temperatura del vapor sobrecalentado o recalentado.
Caldera	Máquina o dispositivo de ingeniería diseñado para generar vapor.
Cogenerar	Es el procedimiento mediante el cual se obtiene simultáneamente energía eléctrica y energía térmica útil.
Dámper	Válvula que retiene y regula el flujo de aire dentro del ducto.
Deareador	Proceso que consiste en romper las burbujas de aire o gas ocluido que se han formado en cualquier tipo de líquido o pasta, mediante vacío.
Eficiencia	Capacidad de alcanzar las metas con la menor cantidad de recursos.

Entalpia	Medida de la cantidad de energía absorbida o cedida por un sistema termodinámico, es decir, la cantidad de energía que un sistema intercambia con su entorno.
Hogar	Sitio donde la combustión se produce en contacto directo con el aire, cocinas, chimeneas, calderas, hornos de fundición, entre otros.
Ingenio	Planta agroindustrial donde se procesa la caña para producir azúcar y sus derivados.
Zafra	Nombre que se le asigna al periodo de duración de la producción de azúcar y sus derivados.

RESUMEN

El presente trabajo se realizó a través del programa EPS en la planta termoeléctrica de Ingenio Santa Ana, con el objetivo de poner en práctica los conocimientos adquiridos en la carrera de Ingeniería Mecánica. El programa de EPS se empezó en el periodo de zafra del ingenio y en ese tiempo la planta utiliza como combustible el bagazo de caña.

Para empezar con la investigación de campo, se conoció la planta termoeléctrica, luego se procedió a conocer las actividades de operación que se realizan en cada uno de los puestos involucrados en el proceso. Se tomó una muestra de mediciones para hacer los cálculos correspondientes de la eficiencia utilizando la Norma ASME PTC 4.1 como herramienta de ayuda y prestando atención en cada una de las pérdidas obtenidas de la norma.

El haber utilizado el método de las pérdidas para conocer la eficiencia actual, se pudo observar que el bagazo se está suministrando a la caldera con mucha humedad, la forma planteada para solucionarlo es la instalación de un secador de bagazo neumático en el proceso, con el objetivo de reducir a la mitad la humedad del bagazo, con el estudio económico se pudo observar que es rentable para la empresa.

OBJETIVOS

General

Realizar una propuesta técnico-económica para mejorar eficiencia de operación de caldera en planta termoeléctrica de ingenio Santa Ana, Escuintla.

Específicos

1. Proponer mejoras para tener un ahorro de agua durante todo el proceso generación eléctrica de caldera planta termoeléctrica.
2. Realizar una propuesta económicamente viable para incrementar la eficiencia de operación del sistema de generación de vapor de la planta.
3. Dar a conocer los avances obtenidos con el desarrollo del ejercicio profesional supervisado en la empresa, tomando especial atención en el departamento de generación eléctrica.

INTRODUCCIÓN

En Guatemala se cuenta con un sector industrial relativamente diversificado, donde la mayoría de sus procesos requieren la aportación de calor de diferentes formas (vapor, vapor sobrecalentado, fluidos térmicos), el medio energético más utilizado es el vapor, de manera que se torna imprescindible la presencia de calderas para su producción.

El objetivo de una caldera es producir energía en forma de vapor por medio de la aplicación directa del calor resultante de la combustión de una materia combustible, de manera eficiente y rentable; por lo que es importante considerar el costo de la generación de vapor.

La cogeneración energética tiene una connotación importante de definir: básicamente hay dos tendencias: una considera que cogenerar es producir energía a partir de un proceso ya existente, susceptible de mejorarse para obtener sobrantes que pueden servir a terceros consumidores, la otra concepción establece que cogenerar es generar energía paralelamente a los entes oficiales que la generan normalmente.

La cogeneración está en principio limitada a la que realizan los ingenios azucareros, basados en el concepto primero, es decir, generar energía a partir de procesos ya existentes, en este caso la fabricación del azúcar.

Normalmente los ingenios tienen un patio de maniobras para el manejo de la caña y otro para la disposición del bagazo.

El bagazo se pasa a las calderas, que son los elementos que lo queman, donde éste arde en combustión produciendo calor y presión, produciendo con ello el vapor que es la base de la generación.

Una vez transformado el bagazo en vapor, es conducido al área de generación o de turbogeneradores, que como su nombre lo indica es el lugar donde se genera la energía, de ahí se transporta a los transformadores, que son los elementos eléctricos que ordenan el flujo de electricidad, lo preparan para el servicio y lo conducen al sector de despacho o distribución.

A partir de ahí la electricidad se reparte en un bloque para el consumo interno del ingenio mismo (autoconsumo) y un bloque para la venta o servicio de terceros.

Es este bloque de venta el que constituye el elemento económico de interés de los ingenios actualmente y que representa importantes ingresos de dinero.

1. GENERALIDADES

1.1. Descripción de la empresa

El Ingenio Santa Ana constituye un complejo agroindustrial que produce una diversidad de productos que son reconocidos a nivel mundial por sus altos estándares de calidad. Se dedica a la producción de caña de azúcar, elaboración de azúcar y generación de energía eléctrica. También comercializa subproductos como la melaza, bagazo, cachaza y diversos servicios conexos.

1.1.1. Ubicación

La planta de producción del Ingenio Santa Ana está situada en el kilómetro 64,5 carretera a Santa Lucía Cotzumalguapa, finca interior Cerritos, departamento de Escuintla.

1.1.2. Historia

En 1968 un grupo de empresarios adquirió parte de los equipos de los Ingenios Santa Juana y Canóvanas de Puerto Rico, iniciándose así la construcción de Ingenio Santa Ana, en la finca Cerritos ubicada a 65 km. al sur de la ciudad de Guatemala, en el departamento de Escuintla, a 220 metros sobre el nivel del mar. La primera zafra prueba se hizo en 1969/70.

En 1993 comenzó a operar la refinería, diseñada para elaborar refina de alta calidad, partiendo de la azúcar blanca sulfatada con capacidad de 500 toneladas de azúcar por día.

En el área de cogeneración, el Ingenio Santa Ana produjo su propia energía eléctrica desde el comienzo de sus operaciones. En efecto, desde 1969 contó con una potencia instalada de 3 500 kW, hasta el 2000 contaba con una potencia instalada de 53 MW y para el 2015 se ampliaría esa potencia, este incremento se lograría ampliando el departamento con la fabricación y montaje de la planta termoeléctrica 62,4 MW, contando hoy en día con la capacidad instalada actual es de 115,4 MW.

1.1.3. Misión

Somos una empresa guatemalteca que produce y comercializa azúcar, melaza y energía eléctrica, a través de un marco de confianza y ética, aplicando métodos innovadores, enfocada en crear valor económico y social.

1.1.4. Visión

Ser una organización líder en la agroindustria azucarera guatemalteca, comprometida con nuestros clientes, la sociedad y el medio ambiente; manteniendo la sustentabilidad del negocio, a través de la eficiencia operacional y financiera generando bienestar para nuestros accionistas, colaboradores, clientes, proveedores y al país en general.

1.1.5. Valores

- Transparencia
- Responsabilidad
- Respeto
- Honestidad
- Lealtad

- Flexibilidad
- Disciplina

1.1.6. Organigrama

Está dirigida por una Junta directiva y se estructura en seis divisiones y el staff de la gerencia general, las divisiones con las que cuenta son: de recursos humanos, agrícola y servicios, administrativa, industrial, informática y financiera.

1.1.7. Política de calidad e inocuidad

En Grupo Corporativo Santa Ana somos una organización líder en la agroindustria azucarera de Guatemala, comprometida con la mejora continua y comunicación efectiva, para la producción de azúcar melaza y energía eléctrica. Nuestros procesos cumplen los requisitos legales, reglamentarios y normativos de calidad e inocuidad, requeridos por nuestros clientes y otras partes interesadas.

1.2. Descripción del problema

El nivel de eficiencia y calidad con que se realicen los diferentes procesos involucrados en el funcionamiento de una caldera depende directamente el costo de operación y rendimiento global del generador. Entre los más importantes, resulta el aprovechamiento correcto del combustible, la transferencia eficaz del calor por parte del comburente al fluido (agua) y el tratamiento que se le hace al agua de alimentación; haciendo una simple inspección, se pudo notar que la caldera tiene algunos puntos de posibles pérdidas por radiación, y en las purgas, es por esta razón que se quiere

conocer el estado actual de la eficiencia en su caldera, y la propuesta para saberlo es haciendo un estudio termodinámico a la misma, para la empresa es esencial mejorar la eficiencia de la planta termoeléctrica, ya que eso significaría un ahorro económico; esto implica la disminución de gastos en mantenimiento, reparación y reducción de la contaminación al medio ambiente.

Con esto se planea hacer un estudio para conocer el estado actual de la eficiencia de la caldera, y con base en los resultados obtenidos, hacer una propuesta técnico-económica para mejorar la eficiencia de operación de la caldera, que pueda ser viable a mediano plazo.

El periodo que serán tomados los datos para el análisis será en zafra, ya que en ese periodo en promedio se utiliza como combustible 70 % de bagazo de la caña de azúcar, el otro 30 % que se utiliza de combustible es carbón bituminoso.

1.3. Descripción de la planta termoeléctrica

La caldera de la planta térmica de generación de energía eléctrica puede operar con combustible biomasa renovable proveniente del bagazo de la caña de azúcar durante la zafra y con combustible fósil carbón bituminoso en el periodo de no zafra.

La cualidad de esta planta térmica de generación de energía eléctrica, es que durante la zafra puede proveerle vapor de extracción al proceso de la fabricación de azúcar hasta un 63 % del vapor que produce la caldera y entra al turbogenerador, después de hacer gran cantidad de trabajo es enviado al proceso.

La planta está compuesta por un turbogenerador de 62,4 MW el cual cuenta con sus transformadores, para la transformación de la potencia tanto para la venta como para sus servicios auxiliares. Esta planta cuenta con todas las instalaciones para cumplir con los requerimientos ambientales de emisiones y recolección de desechos.

La caldera es marca John Thompson fabricada por la compañía ISGEC de la India y tiene una capacidad de 220 TM de vapor por hora y el turbo generador, tiene turbina y generador marca Siemens, el cual está diseñado para operar durante el periodo de la zafra con una extracción de vapor para el proceso y durante periodo fuera de la zafra únicamente en condensación (únicamente generación de energía eléctrica).

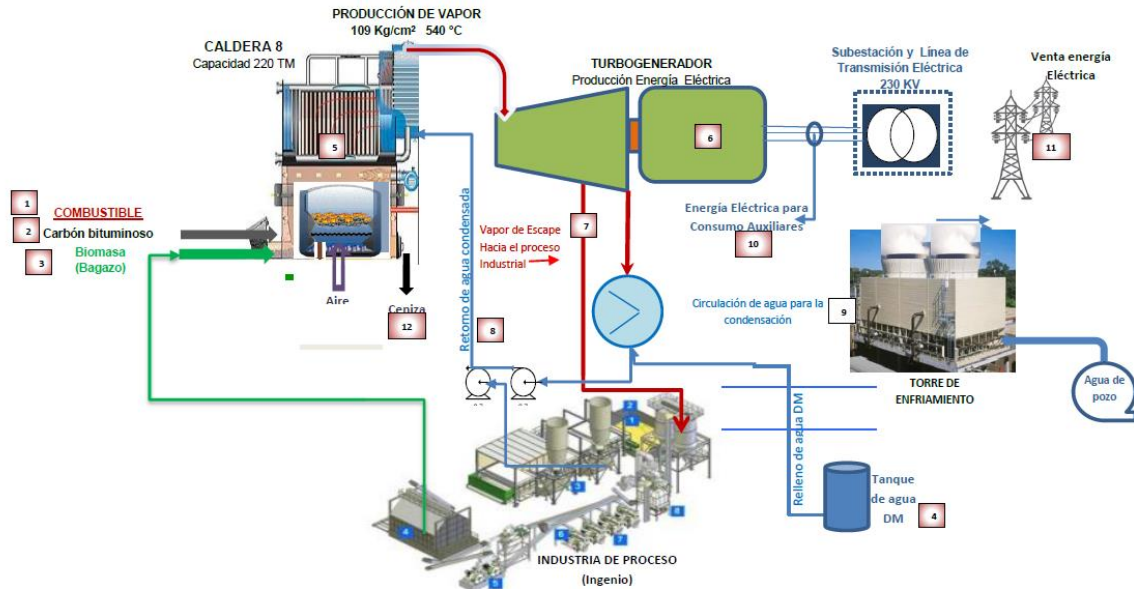
Actualmente la empresa no cuenta con registros de la eficiencia real a la que se encuentra trabajando la caldera, sino solo con la suposición de la eficiencia otorgada por el proveedor de la caldera. La unidad está en operación comercial desde 1 de enero de 2015 y relativamente es poco el tiempo que tiene de uso, no se le ha realizado ningún análisis termodinámico para conocer la eficiencia de operación de la caldera.

1.3.1. Transformación de la energía

Cuando se habla de calderas, se hace referencia a recipientes de volumen constante y completamente cerrados, que operan de forma presurizada. Para dar una idea más concreta de la función de una caldera, se puede decir, que principalmente se origina un proceso de transferencia de calor en su interior, en el cual los gases generados durante la combustión de un combustible, ya sea sólido, líquido o gaseoso le transfieren calor o energía a un fluido de trabajo (agua) para llevarlo hasta su fase de vapor.

Generalmente en un ingenio azucarero del país, la generación de vapor representa el proceso donde se inician las transformaciones y transferencias de la energía. La generación de vapor se realiza con el fin primordial de suministrar energía para los propios procesos de fabricación de edulcorantes y sus derivados, si existen excedentes de dicha energía éstos se venden en el mercado exterior en forma de energía eléctrica. En la figura 1, se ilustra cómo el proceso industrial suministra combustibles a la generación de vapor, el principal de dichos combustibles generalmente es el bagazo, el cual es coproducto resultante del proceso de extracción de jugo de la caña. La generación de vapor se realiza en calderas acuotubulares que van desde 200 psig hasta 1 500 psig, esto depende del grado de desarrollo tecnológico que cada ingenio presenta.

Figura 1. Sistema general producción



Fuente: Compañía Agrícola Industrial S.A.

1.3.2. Ciclo de contrapresión

El ciclo de contrapresión es el más utilizado, especialmente en la época de zafra, ya que lo utilizan aquellas plantas que operan para abastecer energía a su respectiva fábrica de azúcar. Por lo tanto, la mayoría de estas plantas no operan en época de no zafra ya que, al no estar dichas fábricas en línea, no hay sumidero de calor, es decir, que el vapor de escape de las turbinas no puede utilizarse por lo que la operación de este tipo de ciclos sería de muy poca rentabilidad y muchas pérdidas de calor.

En la figura 2, se ilustra una planta de ingenio que opera con un típico ciclo de contrapresión, también llamado de escape. El ciclo se compone de un generador de vapor (caldera), en su mayoría acuotubular, el cual genera vapor sobrecalentado. En la mayoría de los casos el vapor sobrecalentado que producen estas plantas es para uso exclusivo de turbogeneradores que producirán energía eléctrica. Existe un pequeño número de equipos que aún utilizan vapor sobrecalentado como fuerza motriz, tales como ventiladores inducidos, bombas de agua, picadoras y molinos.

Los turbogeneradores que producen energía eléctrica aprovechan entre el 25-40 % de la energía entálpica del vapor, la que es transformada en trabajo mecánico del eje de la turbina, es transmitido también al generador eléctrico.

Todo el vapor de escape que estos turbogeneradores descargan se envía exclusivamente a la fábrica de azúcar, donde es utilizado en su mayoría en evaporadores de jugo tipo Roberts, en los cuales el vapor se condensa al transferir su calor al jugo de caña. Dicho jugo aumenta su concentración debido a la evaporación de parte del agua contenida en el mismo. El jugo sigue su proceso industrial hasta convertirse en cristales de azúcar y el condensado en

parte vuelve a calderas mezclado en la mayoría de los casos con vapor contenido en el jugo (vapor vegetal).

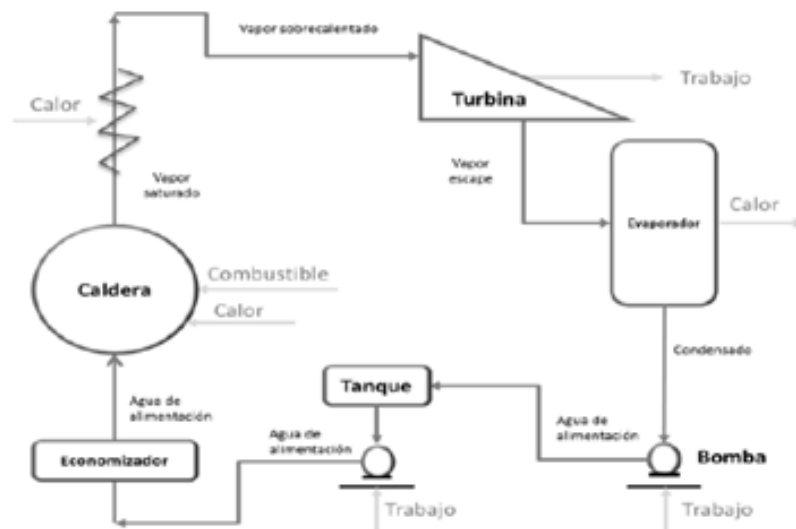
Los condensados de escape y algunos condensados de los primeros efectos del tren de evaporadores regresan mezclados a los tanques de agua de alimentación de las calderas, bombas multietapas bombean el agua de alimentación nuevamente hacia el domo de las calderas donde el ciclo se inicia de nuevo. Las calderas cuentan con un intercambiador de calor que recupera parte del calor de los gases de la combustión de bagazo y lo utilizan para transferirlo al agua de alimentación antes de que ésta entre al domo, a este recuperador se le conoce como economizador. Aproximadamente el 70 % de la entalpía contenida en el vapor de escape (20-25 psig y 250-270 °F) se utiliza en los evaporadores de jugo de las fábricas.

En este tipo de plantas, la mayoría de las pérdidas están asociadas a su utilización eficiente en el tren de evaporadores, todo vapor de escape mal utilizado en fábrica representa combustible (bagazo) gastado que pudo usarse en una planta de mayor eficiencia, tal como las plantas que operan en otro ciclo termodinámico, plantas que también existen en los ingenios.

Las desventajas más importantes de estas plantas es que operan dependientemente de los evaporadores de las fábricas, por lo que su crecimiento, desarrollo y rentabilidad están limitados por los requerimientos de dichas fábricas. Otra desventaja es que el ciclo se inicia con agua de alimentación de poco contenido entálpico, lo que supone mayor gasto de bagazo para producir vapor sobrecalentado. Por lo tanto, la temperatura del agua de alimentación antes del economizador es un valor crítico de la eficiencia de este ciclo. Finalmente, las turbinas de contrapresión son menos eficientes ya

que agotan el vapor a un límite dado por los requerimientos de entalpía del vapor de escape.

Figura 2. **Ciclo de contrapresión (escape)**



Fuente: Compañía Agrícola Industrial S.A.

1.4. **Caldera**

El término caldera se aplica a un dispositivo para generar vapor para procesos industriales, calefacción, para uso general o para generación de energía eléctrica. Para facilitar la comprensión a la caldera se le considera un generador de vapor en términos generales.

1.4.1. **Tipos de calderas**

Las calderas constan de superficies a través de las cuales se transmite el calor y están diseñadas para circulación y separación de agua y vapor.

Generalmente se clasifican en calderas de tubos de humo (pirotubulares) y calderas de tubos de agua (acuotubulares).

1.4.1.1. Pirotubulares

En estas calderas los gases calientes pasan por el interior de los tubos, que están rodeados de agua. Generalmente tienen un hogar integral, llamado caja de fuego, limitado por superficies enfriadas por agua. La caldera pirotubular fija con tubos de retorno horizontales (HRT) es una combinación de parrilla, altar refractario, puertas de carga, cenicero y cámara de combustión. Las superficies interiores de las paredes del hogar están revestidas de refractario. Los gases calientes pasan por encima del altar y lamen todo el fondo de la caldera, volviendo a la parte frontal de esta por el interior de los tubos. Finalmente, los productos de la combustión pasan a la chimenea.

Estas calderas con tubos de retorno se utilizan en pequeñas centrales industriales debido a sus pequeñas capacidades de producción de vapor, presiones limitadas y baja velocidad de producción de vapor. La caldera de vapor pirotubular está concebida especialmente para aprovechamiento de gases de recuperación, y presenta las siguientes características: el cuerpo de caldera está formado por un cuerpo cilíndrico de disposición horizontal, incorpora interiormente un paquete multitubular de transmisión de calor y una cámara superior de formación y acumulación de vapor. La circulación de gases se realiza desde una cámara frontal dotada de brida de adaptación, hasta la zona posterior donde termina su recorrido en otra cámara de salida de humos.

El acceso al cuerpo, se realiza mediante puertas atornilladas y abisagradas en la cámara frontal y posterior de entrada y salida de gases, equipadas con bridas de conexión. Existe otro acceso, el cual se efectúa a

través de la boca de hombre, situada en la bisectriz superior del cuerpo y con 24 tubuladuras de gran diámetro en la bisectriz inferior y placa posterior para facilitar la limpieza de posible acumulación de lodos.

De acuerdo con su construcción, las calderas se clasifican de la siguiente manera:

- De hogar externo
 - Horizontales tubulares de retorno
 - De hogar de caja corta
 - Caldera de tipo compacto
- De hogar interno
 - Horizontales tubulares:
 - Locomóviles o de locomotora
 - De hogar corto
 - Caldera tipo compacto
 - Caldera de tipo escocés
 - Calderas escocesas tipo paquete
 - Calderas verticales tubulares
 - Caldera de fuerza, portátil, de cabezal plano o sumergido

La caldera de tubos de humo tiene alimentación en cuanto a su tamaño y en la adaptabilidad de su diseño, sin embargo, la ventaja de su gran volumen de almacenamiento de agua, además de su peculiaridad de compensar los efectos de las grandes y repentinas fluctuaciones en la demanda de vapor. Debido a su gran volumen de agua, el tiempo que necesita para alcanzar su presión de trabajo partiendo de un arranque en frío, es considerablemente menor que el requerido para una caldera acuotubular. Su posibilidad de

recalentamiento es limitada y depende del tipo de caldera. Con el aumento de la demanda de vapor, la temperatura de los gases se incrementa rápidamente.

Las calderas pirotubulares pueden ser diseñadas para que el recorrido de los gases de la combustión dentro de estas sea de uno, dos, tres o cuatro pasos.

1.4.1.2. Acuotubulares

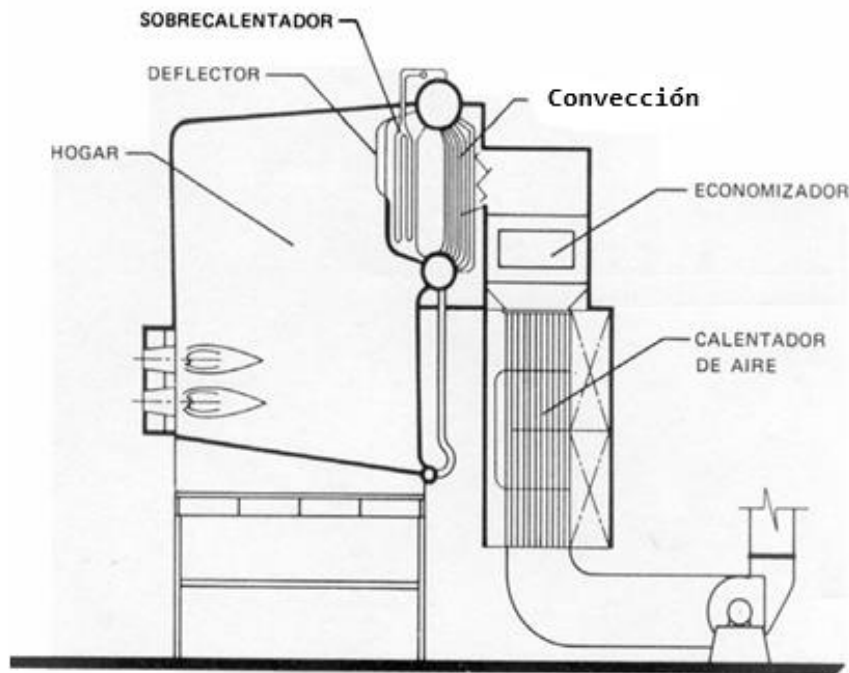
Las calderas para producción de vapor, por el contenido de los tubos, se clasifican en calderas pirotubulares en ellas el fuego o los gases de combustión pasan por el interior de los tubos y el agua está en el exterior.

La caldera acuotubular puede ser del tipo de tubos rectos o curvos. Los diferentes modelos de calderas de tubos curvados tienen mejores características de presión y temperatura, han ido desplazando gradualmente a la caldera de tubos rectos en los servicios de alto rendimiento, de manera que en la actualidad este tipo de caldera se ha generalizado en la industria productora de fuerza.

En las calderas acuotubulares el agua pasa por el interior de los tubos y los gases calientes, producto de la combustión, pasan por el exterior a fin de transferir el calor necesario para elevar la temperatura y llevar a su punto de ebullición dicho líquido, seguidamente se hace un esquema donde se visualizan las partes más importantes de una caldera acuotubular de dos domos, caso típico de la planta termoeléctrica en mención.

Las partes generales que componen una caldera pirotubular se presentan en la figura: 3.

Figura 3. **Caldera acuotubular**



Fuente: ALDERETES, Carlo. *Calderas a bagazo*. p. 580.

1.4.2. Accesorios de la caldera

Los accesorios utilizados en la caldera son: medidores de presión, de temperatura, nivel de agua, regulador del agua de alimentación, válvulas de seguridad, válvulas de purga, sopladores de hollín, indicadores de tiro y aparatos de control.

1.4.2.1. Medición de presión

La presión es la fuerza unitaria impuesta sobre una unidad de área por un fluido líquido o gaseoso; esta fuerza también actúa sobre las paredes de un

recipiente. En unidades inglesas se expresa en libras por pulgada cuadrada (psi), y en el sistema internacional de medidas, en kilogramo por centímetro cuadrado. Los manómetros son instrumentos utilizados para la medición de la presión manométrica local de los diferentes procesos de la caldera, los más utilizados son los manómetros de Bourdon y de diafragma.

1.4.2.2. Medición de temperatura

Para el monitoreo de la temperatura la planta térmica dispone de termómetros mecánicos, los más utilizados son el de tipo bimetálico y el termómetro de gas o líquido, estos termómetros son de lectura local, para la lectura remota se utilizan los termómetros a base de resistencia RTD y los termopares. La operación de la RTD se basa en el principio de que la resistencia eléctrica de un conductor metálico varía linealmente con la temperatura, estos medidores electrónicos se emplean para la comprobación de las lecturas mecánicas.

1.4.2.3. Indicadores de nivel

Para la medición de nivel de la caldera se cuenta con tres dispositivos para la comprobación, esto se debe a que el agua es un punto crítico para el funcionamiento de la unidad, y se requiere de una medición exacta, por tanto, consta de:

- Medidores de nivel visual, colocados en los extremos del domo superior de la caldera y para la verificación del nivel el operador tiene que observar el medidor físicamente.

- Comprobación de nivel por medio de luces, este es un medidor eléctrico en el cual se tiene 5 luces piloto o posiciones, cada posición o nivel está previamente calibrado y representa el nivel real de agua en la caldera.
- Comprobación de nivel desde una pantalla, este es un medidor de nivel electrónico de presión diferencial que funciona por medio de una celda de nivel instalada en el domo superior de la caldera, el cual censa continuamente el nivel y transfiere esta información a monitores remotos.

1.4.2.4. Medidores de flujo

Son instrumentos de medición de flujo instantáneo o caudal que puede variar de un momento a otro, los más comunes son los de placa de orificio y los medidores que utilizan el principio del Venturi. Existen cuatro razones primordiales para utilizar sistemas de medición de flujo son el conteo, la evaluación del funcionamiento, la investigación y el control de procesos.

1.4.2.5. Válvulas de purga

Están instaladas en la parte más baja de la caldera; se utilizan para eliminar cierta cantidad de agua con el propósito de extraer de la caldera los lodos, sedimentos y espumas. Se utiliza también como medida de eliminación de agua del sistema de la caldera de modo que pueda añadirse agua nueva para mantener la concentración de los sólidos por debajo del punto donde puede haber dificultades.

1.4.2.6. Válvulas de seguridad

Es un dispositivo de alivio de presión y se utiliza para impedir que en la caldera se desarrollen presiones de vapor excesivas, abriéndose

automáticamente a una presión determinada y dejando escapar el vapor, el accionamiento debe ser de apertura rápida para trabajar y rebajar la presión inmediatamente.

1.5. Equipo auxiliar de la caldera

A continuación, se describen los equipos auxiliares más relevantes con los que debe de contar una caldera de vapor para la generación de electricidad.

1.5.1. Parrilla

El piso del horno también llamado parrilla, está formada por un grupo de planchas perforadas, en los agujeros de las planchas entra el aire primario que suministra el oxígeno necesario para la combustión (oxidación) del carbono e hidrógeno del combustible.

1.5.2. Hogar

El horno de una caldera acuotubular es básicamente un recinto cerrado, cuyas paredes están formadas por tuberías apiladas en paralelo. Estas tuberías están llenas de agua, exteriormente reciben el calor de la combustión del bagazo, cuando el agua dentro de los tubos alcanza la temperatura de vaporización se convierte en vapor y por diferencia de presión y densidades es conducido desde la caldera hasta la turbina donde efectúa un trabajo isoentrópico de expansión.

1.5.3. Paredes de agua

El hogar o cámara de combustión es el lugar donde se realiza la combustión del combustible y está compuesta por las paredes de agua, sobrecalentadores, parrilla y tubería de convección.

1.5.4. Superficie de vapor

La caldera básicamente consta de dos partes principales: la cámara de agua que es el espacio que ocupa el agua en el interior de la caldera. La cámara de vapor que el espacio ocupado por el vapor en el interior de la caldera, en ella debe separarse el vapor del agua que lleve en suspensión, cuanto más variable sea el consumo de vapor, tanto mayor debe ser el volumen de esta cámara, de manera que aumente también la distancia entre el nivel del agua y la toma de vapor.

1.5.5. Sobrecalentadores

El sobrecalentador de vapor está formado por un grupo de elementos formados con tuberías insertados en la parte superior del horno, dentro de ellos fluye el vapor saturado generado en las paredes de agua, por el exterior de los tubos los gases de la combustión transfieren su calor a través de convección, el vapor resultante es sobrecalentado (seco), condición necesaria para un correcto funcionamiento de las turbinas. La temperatura final del vapor sobrecalentado dependerá de la cantidad de elementos que conformen el sobrecalentador, un sobredimensionamiento del mismo implicará temperaturas excesivas del vapor lo que obligará a la utilización de atemperadores, lo que reduce la eficiencia de la caldera. Por otro lado, un sobrecalentador que se quede corto no

aprovechará eficientemente el calor de los gases y se aumentarán las pérdidas en chimenea.

1.5.6. Equipos de recuperación de calor

Con la finalidad de aprovechar al máximo el calor generado por los gases de combustión en la caldera, con el consecuente ahorro de combustible, es recomendable la instalación de equipo especial para la recuperación de calor.

1.5.6.1. Economizador

El economizador es un calentador de agua, el cual aprovecha el calor de los gases que han salido del horno para transferirlo por convección al agua de alimentación antes de que ésta entre a la caldera, contar con economizador aumentará la eficiencia de la caldera y mejorará la tasa de producción de vapor.

1.5.6.2. Precalentador de aire

Es un intercambiador de calor formado por paquetes de tubería, dentro de los mismos fluyen los gases de combustión que van hacia la chimenea, por fuera de los tubos fluye el aire primario que va hacia la parrilla, como consecuencia del intercambio convectivo, el aire aumenta su temperatura favoreciendo la velocidad de combustión en el horno, por otro lado, los gases salen aún más agotados por la chimenea (más fríos) se aumenta así la eficiencia global de la caldera. El precalentador de aire puede estar ubicado posteriormente al economizador o puede estar antes del mismo. La estrategia de colocarlo antes del economizador obedece a la necesidad de mejorar la combustión, mientras que colocarlo después del economizador será cuando se

necesite mejorar la producción de vapor. La existencia de ambos reduce el consumo de bagazo.

1.5.7. Equipo complementario

Los siguientes equipos son considerados como equipos complementarios para la generación de vapor.

1.5.7.1. Ventiladores

El tiro creado por la acción de inyectores de aire vapor o mediante ventiladores centrífugos se conoce como tiro mecánico, el cual se requiere cuando deba mantenerse un determinado tiro con independencia de las condiciones atmosféricas y del régimen de funcionamiento de la caldera.

1.5.7.1.1. Ventilador de tiro forzado

El tiro forzado se obtiene soplando aire en el interior de los hogares herméticos bajo las parrillas y hogares mecánicos, o a través de quemadores de carbón pulverizado. Se puede decir que la finalidad del ventilador de tiro forzado es proporcionar el aire necesario para la combustión.

El aire del tiro forzado es el que pasa a través del calentador de tubos, aprovechando los gases de combustión que se dirigen a la chimenea. El hecho de que se precaliente el aire ayuda notablemente a realizar una buena combustión.

1.5.7.1.2. Ventilador de tiro inducido

El tiro inducido se consigue con un ventilador de chorro o con un ventilador centrífugo colocado en los humerales, entre las calderas y las chimeneas, o en la base de esta. El efecto de tiro inducido consiste en reducir la presión de los gases por debajo de la presión atmosférica y descargar los gases a la chimenea con una presión positiva. Cuando se emplea una combinación de tiros inducido y forzado de manera que sobre el fuego del hogar la presión es prácticamente la atmosférica, se dice que el tiro es equilibrado.

1.5.7.1.3. Ventilador secundario

Ventilador que tiene la finalidad de realizar cierta turbulencia dentro de la caldera, esto se realiza con la finalidad de mejorar la combustión del bagazo y que no sea de manera uniforme, ya que produce mejores resultados cuando se tienen turbulencias en el aire, este succiona aire del precalentado y lo envía hacia la parte media de la caldera donde tiene la funcionalidad de realizar esta turbulencia.

1.5.7.1.4. Overfire

Tiene como finalidad absorber una determinada cantidad de aire suministrado por el tiro forzado, el cual llegará a la parte inferior de la entrada de combustible de la caldera, para que le sirva como atomizador y pueda alimentar al mismo tiempo con oxígeno la llama de combustión.

1.5.7.2. Baffles

Son deflectores que están instalados en el interior de la caldera para dirigir el flujo de gases calientes convenientemente entre los pasos de los tubos el número de veces necesario o cambios de dirección para posibilitar una mayor absorción térmica por los tubos de la caldera. Los baffles también permiten un diseño para mejorar las diferencias de temperatura entre tubos y gases a través de la caldera. Los baffles ayudan a mantener la velocidad de los gases, eliminan las bolsas y los depósitos en zonas muertas y evitan las pérdidas elevadas de tiro.

1.5.7.3. Chimenea

Es el conducto de salida de los gases y humos de la combustión para la atmosfera. Además, tiene como función producir el tiro necesario para obtener una adecuada combustión.

1.5.7.4. Trampas de vapor

El vapor generado en la caldera es transportado a través de tuberías hasta la turbina y a los equipos auxiliares que consumen vapor. Estas deben de estar correctamente aisladas o con recubrimiento, con el fin de prever la pérdida de calor, no obstante parte del calor es radiado al ambiente. En este transporte el vapor cede calor a las paredes de la tubería y empieza a condensar en agua caliente y a depositarse en el fondo de la tubería. El condensado en las líneas de vapor ocasiona pérdidas de calor, como daño en los equipos, por tanto, es necesario evacuarlo del sistema. Las trampas de vapor se utilizan para drenar el condensado de las líneas de consumo sin permitir la fuga de vapor. Además, cuando se interrumpe el flujo de vapor en las líneas de consumo, el aire ingresa

en las tuberías para ocupar el espacio del vapor en compañía del condensado generado. Las trampas de vapor deben por tanto desalojar ese aire en el momento de arranque de estos sistemas. En resumen, las tres funciones de las trampas de vapor son: descargar el condensado, no permitir las fugas de vapor, y ser capaces de desalojar aire y gases.

1.5.7.5. Sopladores de hollín

Los sopladores de hollín normalmente se utilizan para evitar la acumulación de depósitos que obstruyen el paso de los gases; además, ayudan a mantener limpias las superficies exteriores de los tubos que componen la caldera, aumentando así la transferencia de calor desde los gases provenientes de la combustión. Los sistemas de sopladores de hollín se utilizan para mantener la eficiencia de la caldera y su capacidad por medio de la eliminación periódica de la ceniza y la escoria que se adhiere a las superficies que, así, pueden absorber calor. Por medio de corrientes violentas de vapor o aire que se producen en las boquillas del soplador de hollín, se desprende la ceniza seca que se adhiere a la pared, así como la escoria, que entonces, cae dentro de un silo o viaja con el resto de los gases de combustión hacia el equipo de purificación.

Básicamente un soplador de hollín es un tubo perforado en el cual sale el vapor, generalmente saturado (por su volumen específico) que, rota de acuerdo con la conveniencia del diseñador, puede ser a (90°, 120°, 140°, entre otros).

1.6. Sistema de alimentación de bagazo

El bagazo es el subproducto o residuo de la molienda de la caña de azúcar, en él permanecen el jugo residual y la humedad provenientes del

proceso de extracción. El bagazo producido, que equivale aproximadamente a una tercera parte de la caña molida, se utiliza como combustible para la generación de vapor y potencia eléctrica.

1.6.1. Conductores de bagazo

El bagazo se lleva directamente de la salida del molino a las calderas por conductores de bagazo, aproximadamente la tercera parte del total de bagazo producido es desviado por transportadores de arrastre y utilizado en la caldera para la generación de energía eléctrica.

Son contruidos básicamente de estructura metálica y se mueven por medio de motorreductores que les transmite movimiento a través de un mecanismo de *sprocket* y cadena, el cual mueve un eje motriz que da movimiento a la cadena de arrastre y tablillas que realizan el transporte de bagazo. El otro tipo de conductor es conocido como faja conductora de bagazo y consiste en una banda de hule que circula sobre rodillos y que obtiene su movimiento por medio de un motorreductor.

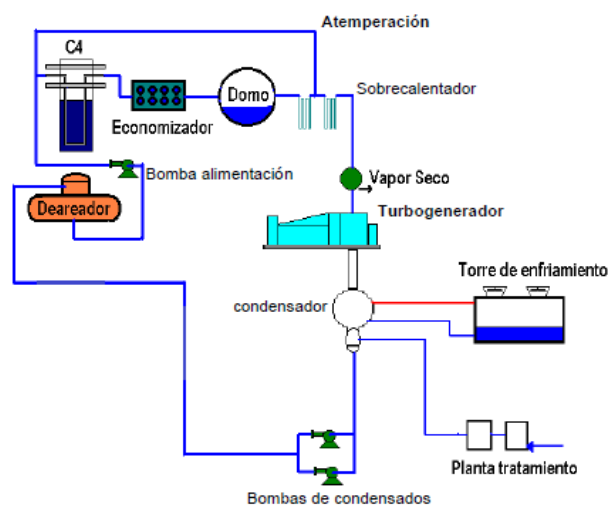
El bagazo transportado pasa entonces de los conductores a los alimentadores de bagazo por medio de ductos, estos equipos hidráulicos rotatorios contruidos por tambores movidos mecánicamente descargan el bagazo a través de un chifle en cuyo fondo un flujo de aire caliente empuja las partículas de bagazo hacia el hogar; las partículas más finas se secan y queman al caer y las más gruesas arden sobre la parrilla. Estos dispositivos automáticos regulan la cantidad de bagazo alimentado a la caldera, dependiendo de las condiciones de operación de la planta termoeléctrica. Estos transportadores de velocidad variable operan de forma conjunta con un equipo automático, manteniendo una alimentación uniforme, una adecuada relación

aire combustible y una buena eficiencia de la caldera. Parte del bagazo transportado por los conductores no es utilizado en la caldera ya que el porcentaje de bagazo quemado en el hogar depende de la razón de generación de energía eléctrica, la capacidad de molienda en el ingenio y el volumen almacenado, por lo que el excedente es almacenado en un área denominada bagacera.

1.7. Circuito de condensados

El circuito de condensados es un punto vital para la transformación de la energía contenida en el agua de alimentación y para su funcionamiento se requiere de un sistema de bombeo, distribución, almacenaje y calentamiento a fin de mantener las condiciones operativas diseño dentro de los límites, en la figura 4 se describen los equipos más elementales para el funcionamiento del sistema de agua de alimentación de la planta termoeléctrica.

Figura 4. Circuito de condensados planta termoeléctrica



Fuente: Compañía Agrícola Industrial S.A.

1.7.1. Bombas de condensados

Son máquinas hidráulicas generadoras que transforman la energía mecánica con la que es accionada en energía hidráulica del fluido incompresible que mueven en este caso el líquido condensado en el condensador, se encuentran ubicadas a la salida del condensador y son las encargadas de bombear condensado hacia los eyectores.

1.7.2. Calentadores de agua de alimentación

Los calentadores cerrados de agua de alimentación se utilizan en el ciclo termodinámico para precalentar el agua de alimentación por etapas, extrayendo vapor de la turbina, estos calentadores se utilizan para llevar esta agua de alimentación a la temperatura próxima a la del agua de la caldera. Con el aumento de la temperatura del agua de alimentación, el rendimiento de la caldera se incrementa, debido al ahorro de combustible que sería necesario para calentar el agua de caldera en igual proporción, una ventaja adicional es que los esfuerzos térmicos en la caldera se pueden evitar alimentando con agua a temperaturas elevadas. El venteo es importante en el calentador, para eliminar los gases no condensables que pueden desprenderse de los productos químicos del agua de alimentación y del aire que haya podido introducirse.

1.7.3. Deaerador

Es el encargado de eliminar las burbujas de oxígeno y dióxido de carbono, restantes en el agua de condensado, esto es necesario debido a que son gases altamente corrosivos y pueden dañar las tuberías, por lo cual deben de ser eliminados para que el agua de condensados pueda ser reutilizada en el abastecimiento de las calderas, con esto se logra reducir el consumo de agua

de relleno y de productos químicos, ya que esta agua ya ha sido tratada, asimismo, se encarga de calentar el agua para que al entrar a la caldera no sea necesaria tanta energía para llegar a una temperatura de utilización.

1.7.4. Bombas de agua de alimentación

Es equipo utilizado para transformar energía mecánica en energía cinética, generando presión y velocidad al agua que ingresará a la caldera. Generalmente el agua es bombeada desde el deareador a temperatura controlada hasta la caldera. Estas bombas pueden operar continuamente mediante un sistema de control modulado o pueden operar con un sistema on-off (prendido-apagado) pueden ser bombas de etapas, turbo bombas y bombas jet, estas bombas son accionadas mediante motores eléctricos y turbinas de vapor.

1.7.5. Atemperación

Es un sistema auxiliar de la caldera el cual inyecta a presión una cantidad de agua tomada de la descarga de la bomba de alimentación y dirigida hacia la salida del sobrecalentador de convección a fin de controlar el grado de sobrecalentamiento, reduciendo la temperatura del vapor sobrecalentado, la atemperación se incrementa cuando aumenta el porcentaje de bagazo quemado en el hogar de la caldera.

1.7.6. Tanque de almacenamiento

El tanque de almacenamiento o tanque de agua desmineralizada almacena el agua tratada químicamente en la planta de desmineralización, a fin de mantener cierta cantidad de agua para reposición del ciclo termodinámico.

1.8. Turbogenerador eléctrico

El turbogenerador es una máquina utilizada para la transformación de la energía térmica de un fluido, en energía eléctrica de corriente alterna, está compuesto por una turbina de vapor acoplada a un generador eléctrico y equipos secundarios, excitatriz, transformadores, sistemas de lubricación y enfriamiento.

1.9. Partes principales de la turbina

A continuación, se describen las partes más importantes de una turbina de vapor con extracciones:

1.9.1. Turbina

Las turbinas son máquinas de fluido a través de las cuales pasa un fluido en este caso vapor en forma continua y este le entrega su energía a través de un rodete con paletas su función principal es la de convertir en energía mecánica la energía de una corriente de vapor de agua.

El trabajo mecánico en el eje de la turbina se produce dirigiendo los chorros de vapor que salen de las toberas contra los alabes curvados móviles que constituyen una corona montada en un rodete de rotor; a esa producción de trabajo también contribuye la reacción dinámica del chorro al salir de los alabes giratorios.

1.9.2. Tobera

La tobera es el órgano básico que convierte la energía de presión disponible en el vapor en energía cinética, está se encuentra instalada en la cámara de vapor después de las válvulas de control, la forma de la tobera suele ser con una sección de admisión y otra de descarga, estos tienen cierto ángulo de salida que proyecta el flujo de vapor a los alabes del rotor, son por lo general, toberas convergente-divergente, cuando la turbina es de varias etapas se utilizan alabes fijos entre cada etapa para dirigir el vapor, a estas se les llama diafragmas.

1.9.3. Rotor

El elemento básico de la turbina es la rueda o rotor, que cuenta con hélices colocadas alrededor de su circunferencia, de tal forma que el fluido en movimiento produce una fuerza tangencial que impulsa la rueda y la hace girar. Esta energía mecánica se transfiere a través de un eje para proporcionar el movimiento de un generador eléctrico. Son las encargadas de hacer girar los generadores eléctricos, pueden ser a contrapresión, y a condensación

1.9.4. Carcaza

La función es estructural para soportar el conjunto y para contener el vapor dentro de la turbina, haciéndolo pasar por las toberas y por último guiar el vapor hacia el condensador.

1.9.5. Sellos de vapor

Los sellos de vapor son utilizados para eliminar fugas de vapor en el lado de alta presión y entre etapas de la turbina, también para evitar que el aire se introduzca en la sección de baja presión de la turbina; los sellos generalmente son de tipo mecánico o laberinto.

1.9.6. Sellos de aceite

Los sellos de aceite son utilizados para evitar o reducir las fugas de aceite entre el eje de la turbina y las chumaceras, cada sello consiste de un anillo partido en mitades el cual están atornillados a la caja de la chumacera, el diámetro interior de este anillo lleva las cintas de sello del laberinto, las cuales se ajustan alrededor del eje de la turbina con una tolerancia mínima.

Cualquier cantidad de aceite que se desliza a lo largo del eje es atrapado en las ranuras del sello y fluye descendentemente a través de una serie de agujeros perforados en la mitad inferior del anillo, de esta cavidad el aceite fluye de regreso a la chumacera.

1.9.7. Chumaceras

Una chumacera es un elemento de máquina diseñado para soportar cargas a un eje que tiene movimiento relativo y deslizante, el cual consiste de un casco de acero, hecho en mitades, partido en el plano horizontal y revestido con babitt a base de estaño, las mitades de la chumacera están atornilladas y aseguradas con tornillos prisioneros. Las chumaceras se designan con base en la dirección en la que se aplica la carga, siendo éstas radiales, axiales y mixtas. Las chumaceras radiales se utilizan cuando la carga es perpendicular al eje de

la turbina. Las chumaceras axiales o cojinetes de empuje son discos completos o segmentados que están instalados en el extremo de entrada de vapor del eje de la turbina y evita el movimiento axial del rotor de la turbina más allá de los límites establecidos.

1.10. Partes de un generador eléctrico

El generador es el componente eléctrico utilizado para la transformación de la energía mecánica de rotación de la turbina en energía eléctrica, las partes más importantes se describen a continuación:

1.10.1. Generador eléctrico

Los generadores sincrónicos o alternadores son máquinas sincrónicas que se utilizan para convertir potencia mecánica en potencia eléctrica de corriente alterna a unos voltaje y frecuencia específicos, el término sincrónico se refiere al hecho de que la frecuencia eléctrica de esta máquina está atada o sincronizada con la velocidad de rotación de su eje. El principio fundamental de operación de los generadores sincrónicos, es que el movimiento relativo entre un conductor y un campo magnético induce un voltaje en el conductor. Una fuente externa de energía de corriente directa o excitador se aplica a través de unos anillos colectores en el rotor. La fuerza del flujo, y por lo tanto, el voltaje inducido en la armadura se regulan mediante la corriente directa y el voltaje suministrado al campo. La corriente alterna se produce en la armadura debido a la inversión del campo magnético a medida que los polos norte y sur pasan por los conductores individuales.

1.10.2. Excitatriz

La función principal del sistema de excitación es suministrar energía en forma de voltaje y corriente directa al campo generador, creando el campo magnético. Asimismo, el sistema excitación comprende el equipo de control y protección, que regula la producción eléctrica del generador. La energía de excitación se toma del conmutador en el rotor del generador del rotor y se aplica al campo rotatorio del generador principal, a través de los anillos colectores. El voltaje de salida del generador principal se controla mediante un regulador de voltaje que varía la excitación del estator del generador de corriente directa.

1.10.3. Sistema de enfriamiento del generador

La capacidad del generador sincrónico para producir potencia eléctrica está limitada primordialmente por el calentamiento dentro de la máquina, ya que la resistencia eléctrica de los conductores de cobre se incrementa al subir la temperatura, con el consecuente daño de los devanados del generador y pérdidas de eficiencia. Por tanto, es necesario evacuar el calor generado en el interior del generador manteniendo una temperatura de los devanados, para esto se cuenta con un sistema de enfriamiento hermético, utilizando gas hidrógeno como elemento intercambiador de calor. El hidrógeno a presión es suministrado hacia los conductos del generador, donde absorbe calor de los devanados y es forzado a pasar por unos enfriadores de hidrógeno donde intercambia su temperatura al agua de enfriamiento, desalojando así el calor hacia el ambiente.

1.10.4. Sellos de hidrógeno

Los sellos de hidrógeno se utilizan para evitar que el hidrógeno escape del generador en los extremos del eje, para esto se utilizan sellos de laberinto y para eliminar las fugas también se dispone de un flujo continuo de aceite en los extremos del eje del generador.

1.11. Sistema de distribución eléctrica

La red de transmisión del sistema eléctrico interconectado está constituida por las líneas de transmisión de alta tensión 69 Kv, subestación, transformadores y otros elementos eléctricos necesarios para recibir la energía eléctrica producida por las plantas generadoras.

La energía producida es suministrada a la red nacional a través de un ente regulador la del mercado eléctrico mayorista, quien es el responsable de organizar, distribuir y hacer llegar la energía eléctrica a donde se requiera, esta función se realiza las 24 horas de los 365 días del año, la misión a cumplir es la de proporcionar el servicio de energía eléctrica en condiciones de cantidad, calidad, continuidad y seguridad a todos los usuarios.

1.11.1. Transformador

La transformación permite adecuar las características de voltaje y corriente de la energía eléctrica que se produce en la planta generadora y que se transmite en altos voltajes por las líneas de transmisión, a través de grandes distancias para entregar a los clientes la energía eléctrica requerida para sus procesos.

1.11.2. Líneas de transmisión

Las líneas de conducción de energía eléctrica son las encargadas de transportar la corriente eléctrica trifásica de los puntos de generación a los lugares de consumo, que pueden ser de alta mediana o baja tensión.

1.12. Equipo de suministros de agua

Los equipos más importantes para el suministro de agua se indican a continuación:

1.12.1. Torre de enfriamiento

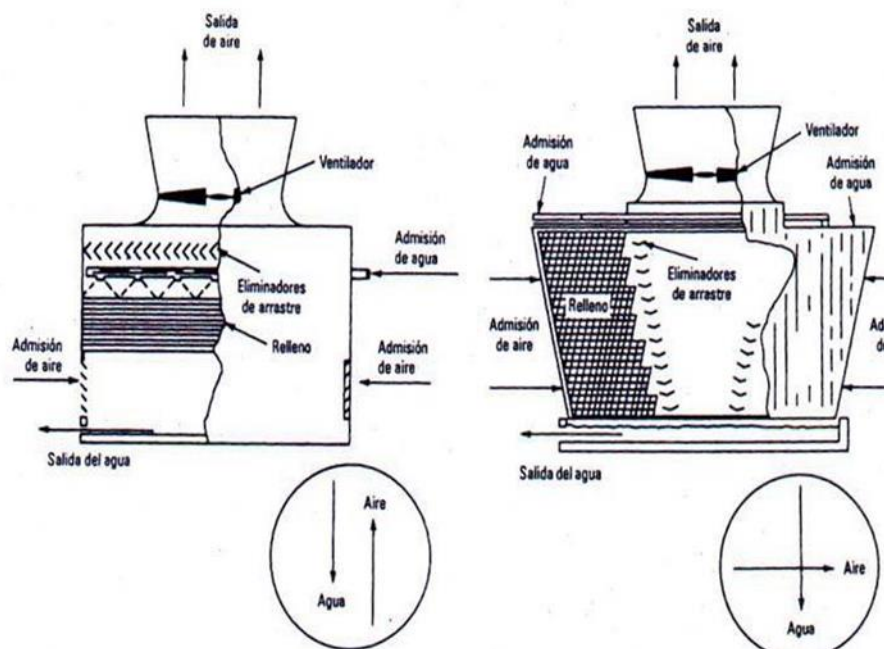
La torre de enfriamiento es un sistema auxiliar cuya función es evacuar el calor generado en los procesos de la planta termoeléctrica, suministrando para ello un flujo continuo de agua de enfriamiento mediante bombas de recirculación hacia los puntos donde se requiere enfriamiento, es decir, a los enfriadores de aceite, enfriadores de gas hidrógeno, condensador de vapor, chumaceras, alimentadores hidráulicos, entre otros.

El agua de enfriamiento absorbe entonces el calor generado en los equipos y retorna hacia la torre de enfriamiento por la parte superior, donde es separada en gotitas por separadores para que entren en contacto íntimo con un flujo de aire a contra corriente aspirado por ventiladores axiales, montados en la parte superior de la torre.

El aire al entrar en contacto con el agua de enfriamiento, absorbe cierta humedad y se satura, esto provoca cierta evaporación con el correspondiente descenso de la temperatura del agua de enfriamiento, el agua fría cae por

gravedad al bacín o pila, reiniciando el ciclo. Para mantener continuo el suministro de agua de enfriamiento, se debe de adicionar cierta cantidad de agua, que fue eliminada en el proceso de evaporación o purgas al sistema, esta agua de reposición es suministrada por una bomba de pozo al bacín de la torre de enfriamiento.

Figura 5. Torre de enfriamiento



Fuente: OELKER, Arnulfo. *Análisis de la eficiencia en calderas*. p. 25 .

1.12.2. Planta desmineralizadora

El agua es el elemento principal utilizado para la producción de vapor y electricidad, los usos más importantes del agua en la planta incluyen enfriamiento al condensador, agua de alimentación a la caldera, enfriamiento a chumaceras, sistema contra incendio, enfriamiento de aceite, enfriamiento de

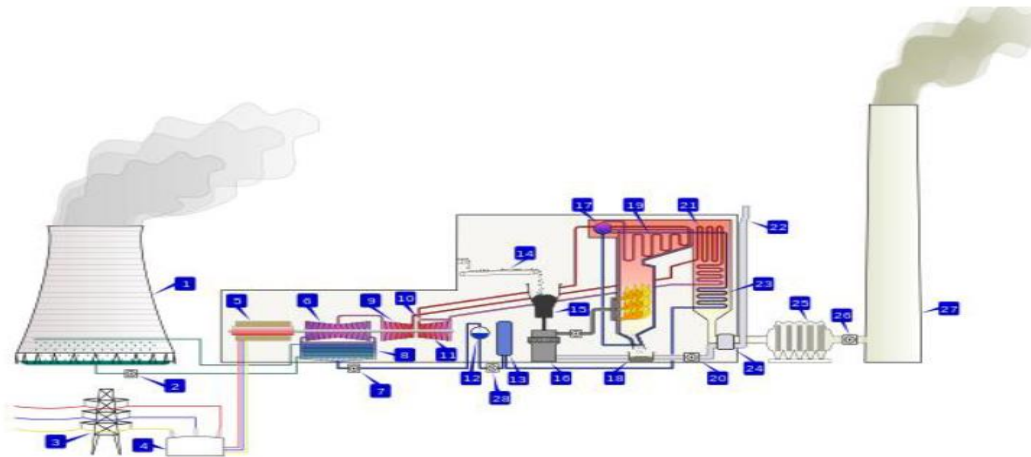
hidrógeno en el generador. Cada uso requiere ciertas características, pero en general, entre más fría y libre de impurezas mejor. Las aguas naturales no pueden ser utilizadas para la alimentación de la caldera, puesto que contienen sales y gases. Las impurezas del agua natural, si llegaran a la caldera, provocarían incrustaciones.

Su presencia en las superficies de calentamiento reduce la cantidad de calor transmitido, pues representa un aumento de la resistencia a vencer por el calor. Además, las incrustaciones aíslan el metal del efecto refrigerante del agua, que puede originar roturas de tubos y aún una explosión. En la planta las sales son arrastradas por el vapor y sedimentan en la turbina provocando una disminución de potencia y rendimiento. Además, de las incrustaciones la corrosión y acidez son fenómenos dañinos para la caldera, equipos auxiliares, líneas de tuberías y la turbina, estos son equipos de acero que deben de estar protegidos contra la oxidación y picaduras que ponen en riesgo la instalación. La corrosión del acero se origina por la presencia de oxígeno, anhídrido carbónico y otros gases. Los fines principales perseguidos con el tratamiento del agua de alimentación en la planta de desmineralización son:

- Eliminar las materias solubles y en suspensión.
- Eliminación de gases no condensables.
- Neutralizar los efectos negativos de la acidez y corrosión del agua.
- Evitar la formación de incrustaciones en las superficies de transferencia.
- Reducir las pérdidas caloríficas.
- Reducir los efectos negativos de las impurezas del agua.

En la figura 6 se muestra el diagrama de funcionamiento de una central térmica de carbón de ciclo convencional.

Figura 6. **Central termoeléctrica**



- | | |
|--------------------------------------|-------------------------------------|
| 1. Torre de refrigeración | 2. Bomba hidráulica |
| 3. Línea de transmisión (trifásica) | 4. Transformador (trifásico) |
| 5. Generador eléctrico (trifásico) | 6. Turbina de vapor de baja presión |
| 7. Bomba de condensación | 8. Condensador de superficie |
| 9. Turbina de media presión | 10. Válvula de control de gases |
| 11. Turbina de vapor de alta presión | 12. Desgasificador |
| 13. Calentador | 14. Cinta transportadora de bagazo |
| 15. Tolva de carbón | 16. Pulverizador de carbón |
| 17. Súper calentador | 18. Tolva de cenizas |
| 19. Recalentador | 20. Ventilador de tiro forzado |
| 21. Economizador | 22. Toma de aire de combustión |
| 23. Precipitador electrostático | 24. Precalentador de aire |
| 25. Chimenea de emisiones | 26. Ventilador de tiro inducido |

Fuente: Compañía Agrícola Industrial Santa Ana, S.A.

2. FASE DE INVESTIGACIÓN

La caldera de vapor recibe el agua de alimentación, que está constituida por una porción variable de agua cruda, agua tratada, llamada agua de aportación o agua *make-up*, y de agua retorno que vuelve de la instalación a partir de los condensados del vapor.

Si no se efectúa una desconcentración sistemática, denominada purga o extracción, las impurezas se irán concentrando, cada vez más, en la fase líquida, por lo que será necesario verter al desagüe una parte del agua de la caldera.

Teniendo en cuenta el elevado número de tubos que pueden instalarse, la superficie de calefacción puede ser muy grande para dimensiones relativamente reducidas. Por esta razón, su puesta a régimen es muy rápida, teniendo la posibilidad de producir vapor a elevadas presiones.

Las purgas consisten en extraer de la caldera un porcentaje del agua que allí se encuentra, remplazándola por agua de alimentación más pura que generalmente está constituida por la mezcla del condensado que se recupera y de la cantidad de agua de aportación necesaria para completar el caudal requerido por la caldera.

2.1. Fugas de operación

La pérdida de calor por fugas de vapor, es uno de los problemas más comunes, cuya corrección además de que requiere de una inversión mínima, ya

que en la mayoría de los casos únicamente se trata de mantenimiento, es una de las medidas que permiten un ahorro importante en una empresa.

Todas las empresas que generan vapor a alta presión y temperatura experimentan pérdidas continuas de energía, agua y químicos por escapes en válvulas.

Algunas de estas pérdidas son evidentes al observar las nubes de vapor que salen de los tanques de recuperación de condensados y venteos.

Otras pérdidas no son evidentes puesto que se descargan a condensadores. Sin embargo, todas estas pérdidas afectan la eficiencia térmica y por consiguiente la rentabilidad de la planta.

2.1.1. Problemas típicos de fugas en calderas acuotubulares

- Cavitación en los rotores de las bombas para alimentación del agua en caldera acuotubular. Este fenómeno ocurre por falta de presión en el deareador. Esta falta de presión típicamente ocurre por falla de la válvula reguladora de presión.
- Las válvulas de recirculación actuadas neumáticamente presentan cavitación y flasheo como consecuencia de las grandes caídas de presión a través de ellas. Esto ocasiona erosión de los asientos, generando escapes que afectan la presión normal de bombeo.
- Las bombas multietapa sufren daños severos por los desbalances hidráulicos ocasionados por variaciones súbitas de presión. Estas

variaciones se presentan cuando la válvula de control de nivel del domo se cierra más rápido de lo que abre la válvula de recirculación neumática.

- Muchas calderas acuotubulares presentan problemas de control de nivel en el domo como consecuencia del deterioro o de la incorrecta selección de la válvula de control de nivel.
- Es frecuente encontrar las válvulas de seguridad en el domo, sobrecalentador, descargas de turbina, y otros puntos del proceso con problemas de escapes y operación errática.
- Los sobrecalentadores originalmente instalados en muchas calderas acuotubulares experimentan deterioro prematuro por altas temperaturas ocasionadas por un atemperado deficiente. Esta deficiencia consiste en respuestas erráticas e insuficientes a las demandas urgentes de atemperado..
- Los sobrecalentadores requieren un flujo mínimo de vapor para mantener las temperaturas de los tubos por debajo de límites preestablecidos. Los disparos de turbina implican reducciones instantáneas del flujo de vapor en los sobrecalentadores, ocasionando deterioro prematuro en estos. Adicionalmente, estos disparos ocasionan incrementos súbitos de presión que accionan las válvulas de seguridad, deteriorando su sellado.
- Los disparos de turbina en plantas que utilizan el vapor de escape de turbina para procesos de calentamiento necesitan redirigir el vapor por una vía alterna a la turbina. Esta aplicación es de uso severo puesto que las caídas de presión son muy altas, erosionando la mayoría de las válvulas de uso general.

- Las fugas de vapor a través de los asientos en válvulas de venteo, purga, drenaje y otras, representan pérdidas significativas de la eficiencia térmica en calderas acuotubulares. La mayoría de las válvulas de bloqueo tipo globo existentes en estas instalaciones presentan escapes.
- Fuga por las empaquetaduras. Cualquier fuga de agua o vapor por las empaquetaduras debe repararse de inmediato para evitar quemaduras del tubo o la personal.

2.2. Métodos para ahorrar agua

La calidad del agua de alimentación a la caldera debe ser la mejor posible. Esto debería ser tenido en cuenta para todo tipo de calderas, pues representa un gran ahorro económico tanto desde el punto de vista energético, como de disminución de los costes del tratamiento interno del agua.

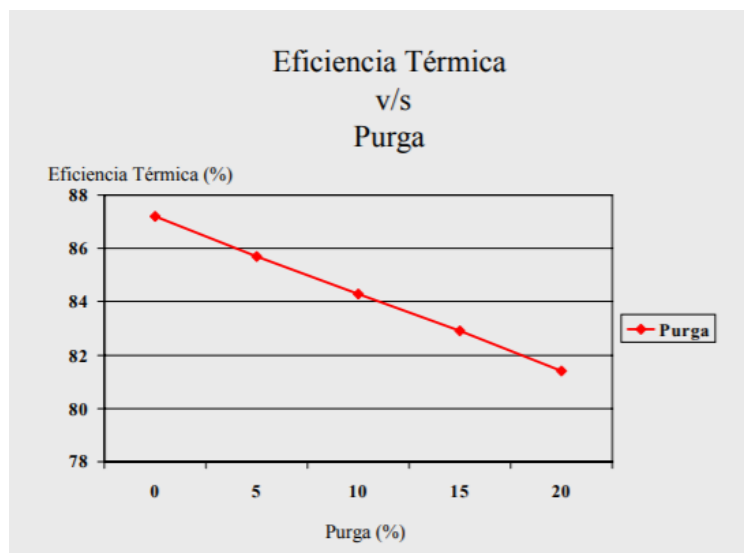
La calidad de agua requerida es diferente según la presión de trabajo, según el tipo de caldera de que se trate y según el uso del vapor producido. La calidad debe hacerse extensible a todas las corrientes que intervienen en la generación de vapor: agua de reposición, agua de alimentación, agua interior de caldera, condensados, vapor sobrecalentado, vapor recalentado. Si se trabaja con criterios de calidad recomendados y se trata de emplear las mejores técnicas disponibles, se logrará disminuir los problemas debidos a fenómenos como las incrustaciones o corrosión, mejorar la eficiencia energética, permitiendo disminuir el caudal de purgas y disminuir los costes de aditivos aplicados como consecuencia de la disminución de caudales y de la eliminación de sales formadoras de depósitos.

Es muy importante iniciar una estrategia de ahorro energético en la caldera de vapor ya que dan cuenta de enormes cantidades de combustible, y con unas medidas sencillas podemos ahorrar muchos miles de quetzales.

- Seguridad de los sistemas de control: la seguridad de los sistemas de control son las consideraciones a tener en cuenta para minimizar, si es practicable, la probabilidad de que falle uno de los componentes o dispositivos en la circuitería de control que puedan causar la operación insegura o control inadecuado. Cada sistema de control debe haberse sometido a un análisis de riesgos.
- Válvulas de seguridad: aunque hay disponibles datos genéricos en los que se da información sobre las probabilidades de fallo aparente de las válvulas de seguridad y las válvulas de alivio de presión, debido a la predominancia de fallos sistemáticos de tales válvulas, es aún necesario obtener más datos de válvulas de seguridad usadas bajo regímenes estrictos de mantenimiento.
- Sensores: es común para varios tipos de sensores e interruptores de presión de una caldera que se conecten a la carcasa por medio de una simple tubería de pequeño diámetro. Esto origina que los sistemas de protección y control de la presión queden susceptibles a fallos comunes previsibles que puedan originar una demanda en las válvulas de seguridad.
- Minimizar la purga de la caldera: la minimización del nivel de purga puede sustancialmente reducir las pérdidas de energía, ya que la temperatura del líquido de purga es la misma que la del vapor generado en la caldera. Minimizando la purga también puede reducirse el agua de

purgado y los costes de tratamiento químico. Ya que el agua se evapora en el colector de vapor de la caldera, los sólidos presentes en el agua de alimentación se quedan atrás. Los sólidos suspendidos forman lodo o sedimentos en la caldera, que degrada la transferencia de vapor. Los sólidos disueltos promueven la formación de espumas y la transformación del agua sobrante en vapor. Para reducir los niveles de sólidos suspendidos y disueltos totales a unos límites aceptables, el agua se descarga o purga periódicamente de la caldera. La purga del fondo o lodos es usualmente un procedimiento manual hecho en unos pocos segundos en intervalos de varias horas. Está diseñado para quitar sólidos suspendidos que se asientan el agua de la caldera y forman un lodo pesado. Un purgado insuficiente puede llevar a un excedente de agua de la caldera en el vapor, o la formación de depósitos. Una purga excesiva derrochará energía, agua, y productos químicos.

Figura 7. **Influencia de purga en eficiencia térmica de caldera**



Fuente: elaboración propia.

2.3. Ahorro de agua en condensados

El retorno de condensado al tanque de alimentación de la caldera es reconocido como la manera más efectiva de mejorar la eficiencia de la planta de vapor. Formado por vapor condensado, hay que drenar el condensado líquido de las tuberías y equipos para evitar el riesgo de golpes de ariete.

Los golpes de ariete son un peligro en las líneas de distribución de vapor mal drenadas, cuando el condensado se acumula y forma una bolsa sólida de agua. Esta agua no se puede comprimir, a diferencia del vapor, y por ello puede causar daños cuando es arrastrada por el vapor a alta velocidad.

El condensado también contiene alrededor de una cuarta parte de la energía del vapor del que procede. Si se permite que el condensado se tire al desagüe se malgasta valiosa energía y agua, por lo tanto, la mayoría de las plantas con sistema de vapor reconocen que el condensado es un recurso valioso. Cada vez son menos las industrias que no cuentan con algún tipo de sistema de recuperación de condensado, pero lo cierto es que aún quedan muchas plantas donde se podría hacer mucho más.

2.3.1. Beneficios de recuperación de condensados

El condensado es un recurso valioso y la recuperación, incluso de cantidades pequeñas, es justificable económicamente.

2.3.1.1. Reducción en los costos de combustible

Normalmente, el condensado contiene alrededor de 25 % de la energía utilizable del vapor del que procede. Retornándolo al tanque de alimentación de

caldera se puede ahorrar miles de dólares por año sólo en energía. Si se usa el condensado para calentar el agua de alimentación de caldera, necesitará mucho menos energía para convertir el agua en vapor. En otras palabras, se necesitará menos combustible para generar vapor a partir del agua caliente en lugar que desde el uso de agua fría. Cada 6 °C de aumento en la temperatura del agua de alimentación que se consiguen utilizando energía libre equivale a un ahorro de combustible de 1 % aproximadamente.

2.3.1.2. Ahorro de energía

Uno de las grandes ventajas de los sistemas de recuperación de condensados para calderas es que el condensado es agua destilada con un poco de sólidos totales disueltos (TDS). Si se retorna más condensado al tanque de alimentación, se reduce la necesidad de purga de la caldera, que se hace para reducir la concentración de sólidos disueltos en la caldera. Por lo tanto, de esta manera, se reduce la pérdida de energía de la caldera durante el proceso de purga.

2.3.1.3. Reducción en los costos de agua

El condensado que no se retorna y no se vuelve a utilizar debe ser sustituido por agua de la red. Esta recarga producirá un gasto adicional de agua. Si se cuenta con un sistema de recuperación de condensado el beneficio vendrá por una importante reducción de la factura del agua.

2.3.1.4. Reducción en los costos de tratamientos químicos

Reutilizar el máximo de condensado posible, reduce la necesidad de añadir productos químicos costosos para el tratamiento del agua.

2.3.1.5. Agua que ingresa a la caldera

Entalpia del condensado: 293,1 kJ/kg

Entalpia de agua de reposición: 83,9 kJ/kg

Caudal de condensado: 50 l/Min

$$m_{\text{condensado}} = 50 \times 977,8 \times \frac{1}{1\,000} \times \frac{1}{60} = 0,81 \frac{\text{kg}}{\text{s}}$$

$$Q_{\text{condensado}} = m_{\text{condensado}} \times (h_{\text{condensado}} - h_{\text{makeup}})$$

$$Q_{\text{condensado}} = 0,81 \times (293,1 - 83,9) = 169,5 \text{ kW}$$

$$Q_{\text{sistema}} = Q_{\text{condensado}} \times \frac{1}{\text{eficiencia caldera}}$$

$$Q_{\text{sistema}} = 169,5 \times \frac{1}{0,7462} = 227,17 \text{ kW}$$

Equivalente a \$78 503,04 en los 6 meses de zafra

3. FASE DE SEVICIO TÉCNICO PROFESIONAL

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

Para el cálculo de la eficiencia energética se utilizará como referencia el Código ASME PTC 4.1 para unidades de generación de vapor.

El código establece dos métodos para determinar la eficiencia: el método de pérdidas de calor (indirecto) y el de entradas y salidas (directo).

- El método de pérdidas de calor es la determinación de la eficiencia mediante la sustracción en porcentaje de la suma de las pérdidas medidas en la caldera.
- El método directo o energía que entrega la caldera en el vapor contra la energía entregada a la caldera.

Se utilizará el método de pérdidas, dado que la información requerida por el método directo obliga al uso de equipos e instrumentos de difícil obtención y operación, y es la que se utilizó en esta investigación.

3.1. Método de pérdidas de calor

En el método de pérdidas de calor la eficiencia se puede medir fácilmente calculando todas las pérdidas que ocurren en las calderas usando los principios que se describirán. Las desventajas del método directo se pueden superar con este método, que calcula las diversas pérdidas de calor asociadas con la caldera.

Se puede llegar a la eficiencia restando las fracciones de pérdida de calor de 100. Una ventaja importante de este método es que los errores en la medición no producen cambios significativos en la eficiencia.

Por lo tanto, si la eficiencia de la caldera es del 90 %, un error del 1 % en el método directo dará como resultado un cambio significativo en la eficiencia. es decir, $90 \pm 0,9 = 89,1$ a $90,9$. En el método indirecto, el error del 1 % en la medición de las pérdidas dará como resultado

$$\text{Eficiencia} = 100 - (10 \pm 0,1) = 90 \pm 0,1 = 89,9 \text{ a } 90,1$$

Las siguientes pérdidas son aplicables a calderas de gas, líquido y sólido:

- L1- pérdida debido a gases de combustión secos (calor sensible)
- L2- pérdida debido a hidrógeno en el combustible (H_2)
- L3- pérdida debido a la humedad en el combustible (H_2O)
- L4- pérdida debido a la humedad en el aire (H_2O)
- L5- pérdida debido al monóxido de carbono (CO)

- L6- pérdida debido a radiación de superficie, convección y otros no contabilizados.

Las siguientes pérdidas son aplicables a la caldera de combustible sólido, además de las anteriores:

- L7- pérdidas no quemadas en cenizas volantes (Carbono)
- L8- pérdidas no quemadas en ceniza de fondo (Carbono)
- Eficiencia de la caldera por método indirecto = $100 - (L1 + L2 + L3 + L4 + L5 + L6 + L7 + L8)$

3.2. Análisis de condiciones de la caldera

Los parámetros de operación principales de la caldera son de 109 kg/cm^2 con una temperatura de $540(\pm)5 \text{ }^\circ\text{C}$, de acuerdo a estos parámetros y diseño de la caldera depende su eficiencia térmica.

El objetivo de la misma es generar 62,4 MW de energía eléctrica para exportar al sistema nacional interconectado en la línea de 230 000 voltios, utilizando como combustible biomasa o carbón bituminoso y durante la no zafra, debido a entregar parte de su energía térmica para el proceso la energía eléctrica enviada al sistema nacional interconectado es de 45,339 MW.

La planta es completamente autónoma; cuenta con todas las instalaciones necesarias para el manejo de la biomasa, para el manejo del carbón, equipos auxiliares y subestación en 230 kilovoltios.

3.3. Recolección de datos de operación

La tabla I detalla la muestra tomada que se utilizó para realizar los cálculos de la eficiencia.

Tabla I. Datos recopilados

Tasa de combustible: 220 000 kg/hr
Tasa de generación de vapor: 214 311 kg/hr
Presión de vapor: 111,32 kg/cm ² (g)
Temperatura del vapor: 541,99 °C
Temperatura del agua de alimentación: 124 °C
% CO ₂ en los gases de combustión: 15,87
% CO en gases de combustión: 0,2
Temperatura promedio de los gases de combustión: 154,20 °C
Temperatura ambiente: 35 °C
Humedad en el aire ambiente: 60 %
Temperatura superficial de la caldera:
Velocidad del viento alrededor de la caldera: 45 m/s
GCV de cenizas de fondo: -
GCV de cenizas volantes: -
Relación de cenizas de fondo a cenizas volantes: -
Análisis de combustible (en %)
Contenido de ceniza en el combustible: 1,43
Humedad en el bagazo: 50,73
Contenido de carbón: 21,33
Contenido de hidrógeno: 3,06
Contenido de azufre: 0,05
Contenido de nitrógeno: 0,03
Contenido de oxígeno: 23,37
GCV de bagazo: 2 195 kcal/kg
GCV de bagazo: 3 950 btu/lb

Fuente: elaboración propia.

3.3.1. Cálculo de eficiencia

A continuación se dan a conocer las pérdidas de calor principales que afectan a una caldera:

3.3.1.1. Pérdidas

- Pérdida debido a los gases de combustión (L_1)

La combustión que ocurre en el hogar de la caldera, necesita de ciertas condiciones para alcanzar un nivel óptimo, una de las más importantes es el exceso de oxígeno. Esto considera ingresar una cantidad de oxígeno superior a la cantidad estequiométrica, si bien es beneficioso introducir un exceso de aire al hogar, ya que evita la combustión incompleta y la producción de elementos no combustionados, también trae ciertas desventajas como la reducción de temperatura de la combustión, lo que resulta en pérdidas de calor a través de los gases de combustión y finalmente una disminución en la eficiencia. Este cálculo está dado por:

$$L_1 = \frac{m \cdot C_p \cdot (T_f - T_a)}{GCV \text{ de combustible}} * 100$$

Donde:

L_1 =	pérdida debido a los gases de combustión
m =	masa del gas de combustión
C_p =	calor específico de combustible en kcal/kg
T_f =	temperatura del gas de combustión en °C
T_a =	temperatura del aire que ingresa a la caldera en °C

$$L_1 = \frac{3,47 * 0,23 * (154,20 - 35)}{2195} * 100$$

$$L_1 = 4,33 \%$$

- Pérdida debido a la evaporación del agua formada por el H₂ en el combustible (L₂)

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

$$L_2 = \frac{9 * H_2 * \{584 + C_p (T_f - T_a)\}}{GCV \text{ de combustible}} * 100$$

Donde:

L₂ = pérdida debido a la evaporación del agua en el combustible

H₂ = kg de hidrogeno en combustible

584= calor latente a la presión parcial del vapor de agua

C_p = calor especifico de vapor en kCal/kg°C

T_f = temperatura del gas de combustión en °C

T_a = temperatura del aire que ingresa a la caldera en °C

$$L_2 = \frac{9 * 0,0306 * \{584 + 0,45 (154,20 - 35)\}}{2195} * 100$$

$$L_2 = 8,00 \%$$

- Pérdida debido a la evaporación de humedad en el combustible (L_3)

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

$$L_3 = \frac{M * \{584 + C_p (T_f - T_a)\}}{GCV \text{ de combustible}} * 100$$

Donde:

- L_3 = pérdida debido a la evaporación de humedad en el combustible
- m = masa de agua en combustible en 1 kg de combustible
- C_p = calor específico de vapor en sobrecalentador en kCal/kg°C
- T_f = temperatura de combustible en °C
- T_a = temperatura ambiente en °C
- 584 = calor correspondiente de presión de agua de vapor

$$L_3 = \frac{0,307 * \{584 + 0,45 (154,20 - 35)\}}{2\,195} * 100$$

$$L_3 = 9,92 \%$$

- Pérdida debido a la humedad en el aire (L_4)

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

$$L_4 = \frac{ASS * humedad * C_p (T_f - T_a)}{GCV \text{ de combustible}} * 100$$

Donde:

ASS = masa de aire suministrado por 1 kg de combustible

Factor de humedad = kg de agua/kg de aire

C_p = calor específico del vapor sobrecalentado

T_f = temperatura del gas de combustión en °C

T_a = temperatura del aire que ingresa a la caldera en °C

$$L_4 = \frac{3,24 * 0,0214 * 0,45 (154,20 - 35)}{2\,195} * 100$$

$$L_4 = 0,17 \%$$

- Pérdida debido a la combustión incompleta (L₅)

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

$$L_5 = \frac{\%CO * C}{\%CO + \%CO_2} * \frac{5\,744}{GCV \text{ de combustible}} * 100$$

Donde:

L₅ = pérdida debido a la combustión incompleta

CO = volumen de monóxido de carbono en combustible

CO₂ = volumen de dióxido de carbono en combustible
 C = carbón contenido en kg/kg de combustible
 5 744= calor perdido debido a combustión parcial del carbón en kCal

$$L_5 = \frac{0,2 * 0,2133}{0,2 + 15,87} * \frac{5\,744}{2\,195} * 100$$

$$L_5 = 0,69 \%$$

- Pérdidas debido a radiación o convección

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

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

Como está señalado en el marco teórico anterior las pérdidas por radiación (L6) en calderas para generación de electricidad, se encuentran en el rango de 0.4 - 1 %, por lo cual ésta se fijó en un 0,7 % para el presente trabajo, lo anterior bajo un criterio de holgura en este valor ya que la caldera presenta su superficie adecuadamente aislada y no presenta mayores problemas en este punto.

- Pérdida debido a ceniza volátil

Esta pérdida se tiene cuando la combustión es incompleta en el interior de la caldera y pequeñas cantidades de carbón son expulsadas con la ceniza volátil.

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

Donde:

L_7 = pérdida debido a ceniza volátil
 GCV_{cv} = valor calorífico bruto de la ceniza volátil
 GCV_f = valor calorífico bruto del combustible

- Pérdida debido a ceniza de fondo

Al igual que la anterior pérdida, esta se tiene cuando la combustión es incompleta en el interior de la caldera y pequeñas cantidades de carbón son expulsadas con la ceniza de fondo.

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

Donde:

L_8 = pérdida debido a ceniza de fondo
 GCV_{cf} = valor calorífico bruto de la ceniza de fondo
 GCV_f = valor calorífico bruto del combustible

Debido a la falta de equipos necesarios para realizar ciertas mediciones periódicamente y a la falta de un registro de parámetros como la cantidad de ceniza recolectada sumado al hecho que ciertos escapes de calor son virtualmente triviales. Por otro lado, las pérdidas por ceniza volátil (L_7) y de fondo (L_8), se fijaron en un valor de 1,57 % de las pérdidas totales de calor.

Resumen del balance de calor para la caldera

Tabla II. **Resumen de balance de pérdidas**

Parámetros	% Pérdidas
1. Pérdidas debido a los gases de combustión, L_1	4,33
2. Pérdidas debido a la evaporación de agua en combustible, L_2	8,00
3. Pérdidas debido a la humedad en el combustible, L_3	9,92
4. Pérdidas debido a la humedad en el aire, L_4	0,17
5. Pérdidas debido a la combustión incompleta, L_5	0,69
6. Pérdidas debido a radiación y/o convección, L_6	0,7
7. Pérdidas debido a ceniza volátil, L_7	1,57
8. Pérdidas debido a ceniza de fondo, L_8	
Suma de pérdidas	25,38
Eficiencia caldera	74,62

Fuente: elaboración propia.

Para la determinación de ciertos valores de las ecuaciones de cálculo de pérdidas, se dispuso de un estudio de gases realizado en la planta calderas en junio del 2015, este estudio consideró la medición de distintos parámetros como temperatura de salida de los gases de combustión, temperatura ambiente, % CO_2 y contenido de CO en los gases de salida entre otras variables.

3.4. **Análisis de resultados**

Las pérdidas de calor más relevantes en la mayoría de las calderas ocurren por escapes de calor producidos por el ingreso de una cantidad muy alta de exceso de aire que genera que la energía escape por los gases de combustión (L_1), el exceso de aire en la caldera incrementa las pérdidas de eficiencia al disminuir la temperatura de los gases de combustión, además, incrementa el consumo de potencia eléctrica en los ventiladores del tiro forzado y tiro inducido de la caldera. Otra pérdida significativa de energía es debido al

contenido de hidrógeno del combustible (*L2*) y por el contenido de humedad presente en el combustible (*L3*), la humedad en el bagazo generalmente provoca oscilaciones de presión, variaciones de nivel de agua en el domo, incremento del exceso de aire en la caldera y reducción de carga en el turbogenerador, por lo que la humedad del bagazo debe mantenerse por debajo del 53 % de humedad.

Sobrecarga en el régimen de fuego, es decir ocurren menos pérdidas en el intervalo de eficiencia entre el 70 % y 80 % de la capacidad de la caldera. Altas temperaturas de los gases hacia la chimenea, éstas son causadas por deficiencias en la transferencia de calor, provocadas por suciedad e incrustación en los equipos de transferencia, por lo que para incrementar la eficiencia de la caldera ésta temperatura deberá de mantenerse a un mínimo posible y está en función del contenido de azufre en el petróleo. La suciedad en las superficies de transmisión de energía reduce la transferencia de calor, incrementando el consumo de combustible quemado para mantener las mismas condiciones de vapor necesarias si las superficies de transferencia estuvieran limpias, por lo que es muy necesario mantener las rutinas de soplado de tubería y limpieza de la parrilla en el hogar de la caldera.

Pérdidas de calor en el exterior de la caldera, se dan generalmente por radiación y convección y ocurren por deterioro o falla del aislamiento térmico.

La disminución del vacío en el turbogenerador reduce la capacidad de condensación del vapor en la última etapa de la turbina, lo cual reduce la eficiencia y carga eléctrica en el turbogenerador.

La suciedad en el sistema de enfriamiento provoca un incremento en la temperatura de funcionamiento de los equipos. La presión y temperatura de

vapor son los factores determinantes para el mayor rendimiento de la turbina, es decir, al disminuir estas condiciones se reduce la eficiencia térmica de la turbina, esto se debe a que se tiene menor energía en el vapor de alimentación.

Operación a baja carga, implica mantener en operación los equipos por debajo del funcionamiento normal definido por el fabricante, por tanto, los equipos operan fuera del rango de mayor eficiencia.

En la mayoría de los casos las 5 pérdidas restantes son de menor importancia que las ya mencionadas.

3.5. Propuesta para mejorar eficiencia

Al analizar las pérdidas de calor que se tienen en la caldera se pudo observar que las pérdidas más grandes provienen de la humedad del bagazo y de la evaporación de agua en el combustible, la caldera utiliza demasiada energía en lograr quemar el bagazo, eso representa un costo para la empresa.

Este bagazo usualmente contiene alrededor de un 50 % de humedad, que modifica en gran medida los tiempos requeridos por los fenómenos físicos, principalmente.

La evaporación de la humedad del combustible alarga el periodo endotérmico de la combustión, lo que retarda la ignición. En algunos casos, esta evaporación se realiza a costa de la energía de las partículas encendidas, lo que hace que estas se apaguen. Por otro lado, el vapor que se genera crea un centro de presión local que impide la penetración del oxígeno, razón por la cual se requiere mayor cantidad de aire, lo que además de enfriar la cámara de combustión, resulta luego en pérdidas de calor sensible. El calor específico del

vapor es bastante mayor que el del aire y el de los gases de combustión, por lo tanto, la presencia de vapor hace disminuir aún más la temperatura de la cámara de combustión.

En general, cuando el bagazo que ingresa al hogar de la caldera tiene un contenido de humedad mayor al 50 %, es necesario agregar un combustible fósil adicional para lograr una combustión adecuada de este. En consecuencia, se requiere que el bagazo ingrese con menor humedad al hogar para optimizar el proceso de la combustión, mejorando así el aprovechamiento del combustible. Para lograr disminuir la humedad del bagazo, una alternativa es utilizar secadores que emplean parte de los gases de combustión antes de su ingreso al calentador de aire como gases secantes.

Cuando se reconoce la importancia de la eficiencia del combustible y de las calderas, o si existe potencial para obtener otros productos o usos del bagazo, entonces resultan básicas consideraciones técnicas y económicas para bajar la humedad de dicho material, mediante el secado. Por tratarse de un material de desecho, resulta un combustible barato y de esta manera contribuye muy ventajosamente a la economía del proceso de elaboración de azúcar de caña.

Por eso se propone implementar un secador de bagazo que trabaje con gases de combustión de las calderas, para poder optimizar el uso de combustible en el hogar.

Los beneficios que se obtienen del secado de bagazo y de la posibilidad de mantener su humedad lo más constante posible, pueden resumirse de la siguiente manera:

- Mayor poder calorífico
- Mayores temperaturas de combustión
- Mayor transferencia de calor por radiación en el hogar
- Mejor estabilidad en el proceso de combustión
- Incremento en la producción de vapor del hogar
- Mayor tiempo de retención en el hogar
- Menor exceso de aire
- Menor flujo de gases de combustión
- Menores pérdidas de calor en gases de escape
- Menor consumo de energía en ventiladores de aire forzado y de tiro inducido
- Eliminación del consumo de combustible auxiliar
- Incremento del rendimiento energético de la caldera
- Menores pérdidas de combustible no quemado
- Menor impacto ambiental

3.5.1. Secador de bagazo neumático

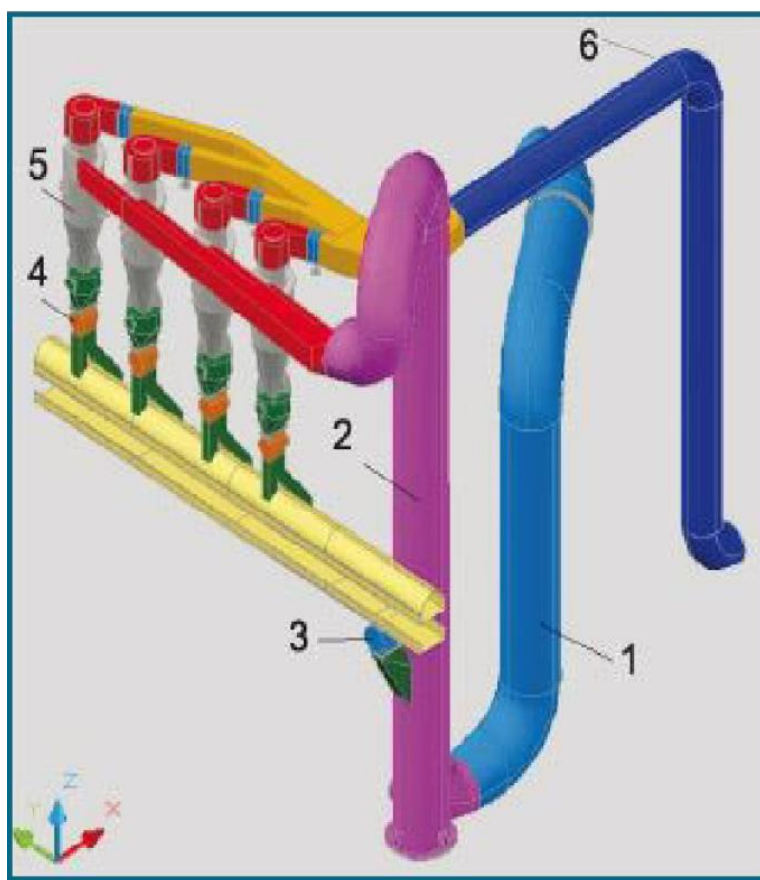
Los secadores en transporte neumático son conocidos y usados exitosamente en otras industrias que usan biomasa, pero en la industria azucarera recién a partir de los años 80, comienzan a tener una mayor difusión y perfeccionamiento.

Los sistemas de secado de bagazo por transporte neumático generalmente emplean gases de combustión como agente de secado y como medio de transporte del bagazo.

En la figura 8 se muestra el secador rotativo que se recomienda instalar, funciona de la siguiente manera: los gases se dirigen al tubo o columna de

secado vertical (1) a través de un conducto de gases calientes (2) al ser succionados por la acción de un ventilador de tiro inducido. El bagazo húmedo ingresa a un tubo de secado por medio de una válvula rotativa (3) y es arrastrado en transporte neumático por los gases. A la salida del tubo de secado, se separa el bagazo presecado de los gases mediante uno o más ciclones (4), los cuales poseen en su base una válvula rotativa para la descarga del bagazo presecado (5). Los gases resultantes se dirigen a una chimenea por medio de un conducto de gases fríos (6).

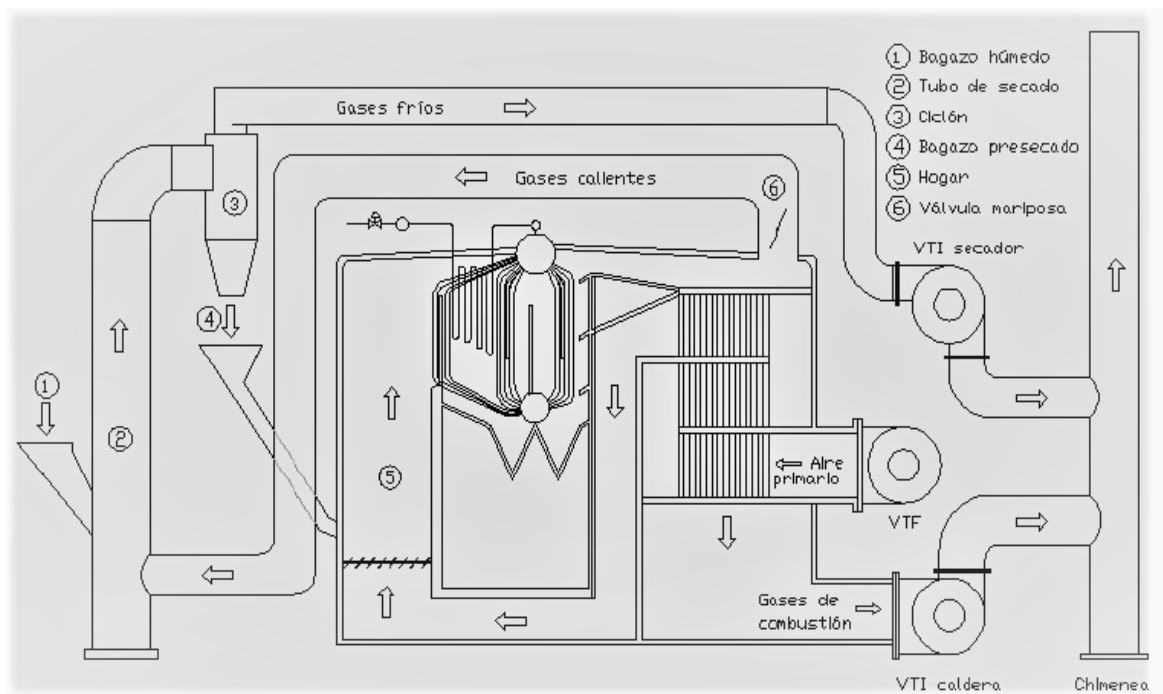
Figura 8. **Secador de bagazo neumático**



Fuente: AGUILAR, Martiniano. *Criterios de diseño de plantas termoeléctricas*. p. 379.

En la figura 9 se observa un esquema de un secador de este tipo acoplado a una caldera y su funcionamiento, consistente en transportar neumáticamente el bagazo en flujo paralelo con los gases, intercambiando masa y energía en la columna de secado, para luego ser separado en un ciclón y alimentado presecado a la caldera para su utilización.

Figura 9. **Esquema de secador instalado en caldera**



Fuente: AGUILAR, Martiniano. *Criterios de diseño de plantas termoeléctricas*. p. 380.

Como ejemplo de las mejoras de una caldera con la instalación de un secador de bagazo se tomó a un ingenio de la India que cogenera y opera con una caldera de 70 t/h de vapor de 68,32 kg/cm² y 480 °C.

Figura 10. **Secador de bagazo instalado en India**



Fuente: AGUILAR, Martiniano. *Criterios de diseño de plantas termoeléctricas*, p.390

La tabla 3 muestran los resultados reportados de secador instalado en ingenio de India durante la zafra 2013-2014.

Tabla III. **Resultados de secador**

Parámetros	Unidades	Sin secador	Con secador
Humedad bagazo	%	50	43
Poder calorífico Sup.	Kcal / kg	2 276	2 598
Temp. gases escape	°C	150	75
Rendimiento caldera	%	68,05	73,75
Ratio vapor / bagazo	Kg / kg	2,24	2,77
Ahorro de bagazo	t / h	0	2 249

Fuente: AGUILAR, Martiniano. *Criterios de diseño de plantas termoeléctricas*. p. 395.

En la tabla 4 se resumen los beneficios obtenidos en este tipo de secadores provenientes de la experiencia de ingenios argentinos, mexicanos, brasileros e hindúes.

Tabla IV. **Beneficios del secado de bagazo en transporte neumático**

Parámetro	Mejora obtenida %
Reducción de humedad del bagazo	14 a 40
Aumento de rendimiento neto	5 a 22
Bagazo excedente (para igual prod. De vapor)	6 – 18
Mayor vapor (sin bagazo excedente)	15 a 20
Reducción exceso de aire	20 a 50
Menos flujo de gases	9 a 17
Mayor índice de vaporización del bagazo	4 a 22
Mayor temperatura en el hogar	10 a 30
Disminución de temperatura de chimenea	50 a 55
Disminución de material particulado	75 a 85
Disminución concentración de CO	87 a 93
Disminución concentración de NOx	22 a 32

Fuente: AGUILAR, Martiniano. *Criterios de diseño de plantas termoeléctricas*. p. 404.

La caldera cuenta con una producción de vapor nominal de 220 t/h y na presión máxima de trabajo de 109 kg/cm², cuando es alimentada únicamente con bagazo húmedo en la muestra tomada el día 01/04/2018 se obtuvo que la producción de vapor es de 190,96 t/h y 110,36 kg/cm² con un rendimiento energético de 74,62 % y un índice de generación de 2,1 kg de vapor/ kg de bagazo.

Con la adición del secador, se estima que se logrará secar 28,6 toneladas de bagazo de 52,4 a 30,4 % de humedad. Aproximadamente un 72 % de este bagazo pre-secado se mezclará con bagazo húmedo y se utilizará para

alimentar la caldera, produciéndose así 218,37 t/h de vapor; es decir, 30 % más de vapor que sin secador.

El rendimiento energético del sistema caldera-secador será de 88,6 %, un 21,8 % superior al de la caldera sin secador, mientras que el índice de generación se pretende sea de 4,4 kg de vapor/ kg de bagazo, 25 % mayor que el de la caldera.

Con lo anterior se ahorrarán 100 tn bagazo/día el cual es un equivalente a USD \$90 000,00 por zafra ahorrado en el consumo de bagazo.

Tabla V. **Flujo de efectivo**

	Inversión	Ingresos	Egresos
Año 0	\$ 200 256,73	\$ -	\$ -
Año 1		\$ 125 100,00	\$ 13 333,33
Año 2		\$ 125 100,00	\$ 13 333,33
Año 3		\$ 125 100,00	\$ 13 333,33
Año 4		\$ 125 100,00	\$ 13 333,33
Año 5		\$ 125 100,00	\$ 13 333,33

Fuente: elaboración propia.

El valor presente neto del flujo de efectivo da como resultado \$ 223 426,88 lo que significa que la inversión en un secador, con sus respectivos costos asociados, es menor que los ahorros de manera significativa lo que se traduce en un proyecto rentable en el tiempo.

4. FASE DE DOCENCIA

4.1. Presentación de mejoras y avances

Durante el proceso del ejercicio profesional supervisado se trabajó en conjunto con los ingenieros supervisores del área de generación eléctrica, el cual eran los encargados de informar los avances del proyecto a los mandos altos.

4.2. Capacitación de personal

En la capacitación que le fue dada al personal se enfocó en las mejoras y aplicación de los procesos para mejorar el consumo del agua ya mencionado en la fase de investigación y principalmente en la seguridad industrial de la planta térmica.

El ámbito propio de la industria puede contener una serie de actividades y elementos que ciertamente son peligrosos para la salud. Esta circunstancia hace que sean necesarias una serie de disposiciones que traten de asegurar la vida de las personas. Así, es común que existan distintos protocolos de actuación que los empleados deben tener obligatoriamente en cuenta, como por ejemplo el de llevar mascarillas, zapatos industriales o ropas especiales. Todas estas medidas tienen como finalidad que los accidentes no sean fatales, que de alguna manera sean manejables. Con el paso del tiempo y la toma de datos en lo que respecta a los mismos, estas medidas suelen evolucionar para hacerse más efectivas.

Existe una obligación particular por parte de la empresa en lo que respecta a medidas de seguridad. Las mismas deben estar contempladas en una determinada manera que se detalla al habilitar un emprendimiento de estas características. Para constatar que estas medidas se apliquen con regularidad, suelen existir inspecciones que se realizan cada cierto período de tiempo; una violación flagrante de este tipo suele ser seguida de una multa.

El conocimiento en lo que respecta a accidentes en un centro industrial lleva a que cada vez se desarrollen nuevas medidas y nuevos elementos capaces de evitar problemas para la salud de los operarios. En los países desarrollados existe una gran conciencia de esta circunstancia y es en los mismos en donde suelen existir las mejoras más significativas al respecto. Con el desarrollo tecnológico, es posible esperar que las medidas de seguridad sean cada vez menos costosas y de esta manera exista un incentivo mucho mayor a ponerlas.

Entre los temas tratados de la capacitación se pueden mencionar la protección en los ojos, protección de las manos, la manipulación manual de cargas, el manejo de cilindros con gases comprimidos, los procedimientos de trabajos en altura, procedimientos para trabajos en áreas confinadas.

Una de las charlas importantes fue la del método de los 5 pasos para trabajo seguro, el cual se detalla a continuación:

Estos pasos se pueden aplicar fuera del trabajo, muchos de nosotros también realizamos tareas en nuestros hogares que pueden tener riesgos eléctricos o mecánicos.

Los 5 pasos que debe realizar son:

- Detenerse

No inicie ningún trabajo a la ligera, el riesgo de algún incidente siempre está presente, los riesgos no se pueden eliminar por completo, pero con acciones de seguridad podemos minimizarlos.

- Pensar

- Tengo las habilidades y el conocimiento requerido.
- Existe un procedimiento seguro para realizar el trabajo
- Hay alguna parte que se pueda desprender y lastimarme.
- Estoy en riesgo por algún eje u otra parte móvil.

- Identificar los riesgos

Identifique cuáles son los principales riesgos a la salud al realizar el trabajo. Evaluar si existen los siguientes riesgos:

- 1. Caída del mismo o distinto nivel
- 2. Golpes contra objetos móviles
- 3. Daño partículas
- 4. Contactos térmicos
- 5. Exposición a ruido
- 6. Iluminación inadecuada
- 7. Contacto eléctrico
- 8. Contacto o exposición a gases y vapores
- 9. Carga física

- Planificar

Si se ha identificado algún riesgo en la realización de la tarea, con el apoyo de su supervisor planifique una manera segura de realizarla.

La planificación entre otras acciones debería incluir: solicitar un permiso para trabajo especial (caliente, altura, áreas confinadas y en subestación eléctrica.)

Solicitar equipo de protección personal adecuado, si necesita utilizar arnés, verificar que se encuentre en buenas condiciones.

Antes de iniciar a trabajar en equipos movidos eléctricamente solicitar al personal del departamento eléctrico bloquear eléctricamente el equipo o asegurarse que se encuentre desenergizado.

- Proceda con seguridad

Al haber tomado todas las medidas de seguridad para realizar el trabajo se debe verificar los factores de riesgo independientes a la tarea, se debe dar atención a lo siguiente:

- Postura correcta al manipular herramienta y materiales.
- Trabajos realizados por otros colaboradores, (las chispas provocados por trabajos en caliente pueden provocar incendios si caen sobre recipientes o wiper con algún derivado del petróleo, (diésel, gasolina).
- Superficies mojadas o húmedas.
- Herramientas en mal estado.

CONCLUSIONES

1. La cuantificación de parámetros que se realizaron para conocer la eficiencia de la caldera permitieron comprender el nivel de las operaciones de la planta y así identificar el mal funcionamiento en la operación.
2. La humedad es un factor fundamental que afecta el poder calorífico del bagazo, sin embargo, dentro del estudio se evidencia que hay ingenios que tienen mejor controlado este factor, lo que les representa un mejor aprovechamiento del poder calorífico y mayor potencial energético.
3. Con base en el análisis de eficiencias realizado, la mejor propuesta para el aumento de la eficiencia de operación de la caldera, es la inclusión de un secador de bagazo.
4. El ahorro proyectado de combustible, debido al incremento energético, reduciría costos para generar energía eléctrica.
5. El análisis de las pérdidas de calor principales que afectan el rendimiento de una caldera llama la atención sobre los importantes ahorros de energía y combustible que pueden ser logrados con cuidados y regulaciones mínimas de los generadores de vapor de una planta térmica.

RECOMENDACIONES

Al gerente de la planta de generación eléctrica:

1. Realizar un estudio anual de la eficiencia de operación de la caldera, para asegurar que no existan pérdidas mayores de la misma y lograr encontrar posibles deficiencias en el sistema.
2. Realizar capacitaciones de seguridad industrial constantes al personal operativo, para evitar accidentes.

Al jefe de mantenimiento mecánico:

3. Realizar un nuevo estudio de gases centrado en la cantidad de exceso de aire que ingresa a la caldera ya que al operar ésta con las puertas abiertas, recibe un influjo de aire que no está contabilizado para efectos de cálculo.

Al supervisor de mantenimiento mecánico:

4. Instalar medidores de flujo para vapor y condensado en puntos estratégicos, para registrar el consumo de vapor en cada proceso y estar informados de la cantidad de condensados que retorna de los evaporadores de la fábrica.

A los auxiliares de turno de operación:

5. Supervisar al personal operativo para verificar que se estén utilizando las medidas de seguridad industrial.

Al operador de la caldera:

6. Controlar constantemente los parámetros de operación, para tener una eficiencia constante durante todo el proceso de generación eléctrica.

BIBLIOGRAFÍA

1. AGUILAR, Martiniano. *Criterios de diseño de plantas termoeléctricas*. México: Limusa, 1981. 379 p.
2. ALDERETES, Carlo. *Calderas a bagazo*. 1a ed. Argentina: CTI Solari, 2016. 580 p.
3. CENGEL, Yunus. *Introduction to thermodynamics and heat transfer*. 2a ed. Nevada, USA: McGraw-Hill, 1997. 530 p.
4. MORAN, Michael. *Fundamentos de termodinámica técnica*, 2a ed. Barcelona, España: Reverté. 2004. 58 p.
5. MUÑOZ, Mario. *Guía para determinar y reducir pérdidas de energía en generadores de vapor Guatemala*. 1a ed. Guatemala: Cengicana, 2015. 74 p.
6. OELKER, Arnulfo. *Análisis de la eficiencia en calderas*. 2a ed. Chile: Thermal Engineering, 2014. 33 p.
7. ROSALER, Robert; RICE, James. *Manual de mantenimiento industrial*. México: McGraw-Hill, 1988. 286 p.
8. RUIZ, Carlos. *Manual para ingenieros azucareros*. 2a ed. México: Compañía Editorial Continental, 1964. 803 p.

APÉNDICE

Apéndice 1. Cálculo de pérdidas

Los siguientes cálculos eran requeridos antes de hacer realizar el cálculo de pérdidas.

Buscando el aire teórico

Aire teórico requerido para la combustión completa

$$W_t = \frac{[(11,6 * C) + \{34,8 * (H_2 - \frac{O_2}{8})\} + (4,35 * S)]}{100}$$

Donde:

W_t = aire teórico

C = carbón en combustible

H_2 = hidrogeno en combustible

O_2 = oxígeno en combustible

S = azufre en combustible

$$W_t = \frac{[(11,6 * 21,33) + \{34,8 * (3,06 - \frac{23,37}{8})\} + (4,35 * 0,05)]}{100}$$

$$W_t = 2,52 \text{ kg}_{\text{aire}}/\text{kg}_{\text{bagazo}}$$

Continuación el apéndice 1.

Porcentaje teórico de CO₂

$$\%CO_2 \text{ condición teórica} = \frac{\text{Mol de C}}{\text{Mol de N}_2 + \text{Mol de C}}$$

$$\text{Donde Mol de N}_2 = \frac{\text{Wt de N}_2 \text{ teorico en aire}}{\text{Mol Wt de N}_2} + \frac{\text{Wt de N}_2 \text{ en combustible}}{\text{Mol Wt de N}_2}$$

$$\text{Mol de N}_2 = \frac{\frac{2,52 * 77}{100}}{28} + \frac{0,0003}{28} = 0,0693$$

$$\text{Donde mol de C} = \frac{0,2133}{12} = 0,0178$$

$$CO_2 = \frac{0,0178}{0,0693 + 0,0178}$$

$$CO_2 = 20,43 \%$$

- Exceso de aire suministrado

CO₂ medido en gases de combustión= 15,87

$$\% \text{ Exceso de aire suministrado (EA)} = \frac{7\,900 * [(CO_2\%)t - (CO_2\%)a]}{(CO_2)a\% * [100 - (CO_2\%)t]}$$

$$EA = \frac{7\,900 * [20,43 - 15,87]}{15,87 * [100 - 20,43]}$$

$$EA = 28,52 \%$$

- Encontrando masa real de aire suministrado

$$AAS = \left\{ 1 + \frac{EA}{100} \right\} * W_t$$

Continuación el apéndice 1.

Donde:

AAS= masa real de aire suministrado

EA = exceso de aire suministrado

$$AAS = \left\{ 1 + \frac{28,52}{100} \right\} * 2,52$$

$$3,24 \text{ kg}_{\text{aire}}/\text{kg}_{\text{bagazo}}$$

- Masa real de combustible suministrado

$$= \frac{CO_2 * 44}{12} + N_2 + \frac{\text{masa de aire suministrado} * 77}{100} + \frac{(\text{m de aire suministrado} - \text{aire teorico requerido}) * 23}{100}$$

$$= \frac{0,2133 * 44}{12} + 0,03 + \frac{3,24 * 77}{100} + \frac{(3,24 - 2,52) * 23}{100}$$

$$= 3,47 \text{ kg/kg de bagazo}$$

Fuente: elaboración propia.

