

**UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA**



**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**DISEÑO DE PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN DE UNA  
PLANTA TERMOELÉCTRICA EN UN INGENIO AZUCARERO**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

Presentado Junta Directiva de la  
Facultad de ingeniería

POR

**Everardo Abdias Chan Coyoy**

**Asesorado por: Ing. Edwin Orlando Gamboa Tay**

Al conferírsele el título de

**INGENIERO MECÁNICO**

GUATEMALA, SEPTIEMBRE DE 2003

**UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA**



**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**DISEÑO DE PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN DE UNA  
PLANTA TERMOELÉCTRICA EN UN INGENIO AZUCARERO**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A JUNTA DIRECTIVA DE LA

FACULTAD DE INGENIERÍA

POR

Everardo Abdías Chan Coyoy

**Asesorado por: Ing. Edwin Orlando Gamboa Tay**

Al conferírsele el título de

**INGENIERO MECÁNICO**

GUATEMALA, SEPTIEMBRE DE 2003





**Universidad de San Carlos de Guatemala**  
**Facultad de Ingeniería**  
**Coordinación de la Carrera de Ingeniería**  
**Mecánica**

**DISEÑO DE PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN DE UNA  
PLANTA TERMOELÉCTRICA EN UN INGENIO AZUCARERO**

**Everardo Abdias Chan Coyoy**

**Asesorado por Ing. Edwin Orlando Gamboa Tay**

**Guatemala, Septiembre de 2003**

# UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA

## FACULTAD DE INGENIERÍA



### NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

<b>DECANO</b>	Ing. Sydney Alexander Samuels Milson
<b>VOCAL I</b>	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
<b>VOCAL II</b>	Lic. Amahán Sánchez Álvarez
<b>VOCAL III</b>	Ing. Julio David Galicia Celada
<b>VOCAL IV</b>	Br. Kenneth Issur Estrada Ruiz
<b>VOCAL V</b>	Br. Elisa Yazminda Vides Leiva
<b>SECRETARIO</b>	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco

### TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

<b>DECANO</b>	Ing. Herbert René Miranda Barrios
<b>EXAMINADOR</b>	Ing. Edwin Antonio Alvarado Cario
<b>EXAMINADOR</b>	Ing. Oscar Eduardo Maldonado De La Roca
<b>EXAMINADOR</b>	Ing. Herberth Antonio Mendoza Escobar
<b>SECRETARIO</b>	Ing. Gilda Marina Castellanos De Illescas

## **ACTO QUE DEDICO:**

### **A DIOS**

Por iluminarme en los momentos más difíciles

### **A MIS PADRES**

Juan Chan y Maximiliana Coyoy, como un agradecimiento por su amor, ejemplo, esfuerzo y apoyo infinito.

### **A MIS HERMANOS**

Irma, Dora, Gloria, Amanda, Eli, por su apoyo incondicional.

### **A MI HIJO**

Cristian Daniel, por ser fuente de inspiración.

### **A MIS AMIGOS**

Por brindarme su apoyo y amistad.

## **HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR**

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

### **DISEÑO DE PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN DE UNA PLANTA TERMOELÉCTRICA DE UN INGENIO AZUCARERO**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica, con fecha 3 de mayo de 2002.

**EVERARDO ABDIAS CHAN COYOY**

**Ing. José Arturo Estrada Martínez**

Director Escuela Mecánica

Facultad de Ingeniería, USAC

Presente

Director

Por medio de la presente hago de su conocimiento que como asesor del trabajo de graduación del estudiante EVERARDO ABDIAS CHAN COYOY, con número de carné 91-30729 procedí a revisar el informe final, cuyo título es: "DISEÑO DE PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN DE UNA PLANTA TERMOELÉCTRICA DE UN INGENIO AZUCARERO".

Habiendo encontrado satisfactorio el contenido de dicho informe, lo doy por aprobado solicitándole a la vez se le dé el siguiente trámite que le corresponda.

Sin otro particular, me suscribo de usted

Atentamente

Ing. Edwin Orlando Gamboa Tay  
Colegiado No. 4134



# ÍNDICE GENERAL

<b>ÍNDICE DE ILUSTRACIONES</b>	VII
<b>LISTA DE SÍMBOLOS</b>	VIII
<b>GLOSARIO</b>	X
<b>RESUMEN</b>	XII
<b>OBJETIVOS</b>	XIII
<b>INTRODUCCIÓN</b>	XV

## **1. CONCEPTOS GENERALES**

1.1 Descripción de la planta termoeléctrica	1
1.1.1 Transformación de la energía	1
1.1.2 Datos generales de la instalación de la caldera	5
1.1.3 Datos generales del turbogenerador	6
1.1.4 Datos generales de la torre de enfriamiento	7
1.1.5 Áreas que componen la planta termoeléctrica	8
1.2 Monografía de la planta termoeléctrica	12
1.3 Importancia de los procedimientos de operación	14

## **2. EQUIPO PARA LA GENERACIÓN DE VAPOR**

2.1 Caldera	16
2.1.1 Accesorios de la caldera de vapor	17
2.1.1.1 Medición de presión	18
2.1.1.2 Medición de temperatura	18

2.1.1.3	Indicadores de nivel	18
2.1.1.4	Medidores de flujo	19
2.1.1.5	Válvulas de purga	20
2.1.1.6	Válvulas de seguridad	20
2.1.1.7	Sopladores de hollín	21
2.2	Equipo auxiliar de la caldera	21
2.2.1	Parrilla	22
2.2.2	Hogar	22
2.2.3	Paredes de agua	22
2.2.4	Superficie de vapor	23
2.2.5	Sobrecalentadores	23
2.2.6	Equipos de recuperación de calor	24
2.2.6.1	Economizador	24
2.2.6.2	Pre calentador de aire	24
2.3	Equipo complementario	25
2.3.1	Baffles	25
2.3.2	Chimenea	26
2.3.3	Trampas de vapor	26
2.3.4	Aire comprimido	27
2.4	Quemadores de petróleo	27
2.4.1	Proceso básico de la combustión	27
2.4.2	Aire	28
2.4.3	Equipo para el manejo de aire	29
2.4.4	Combustibles	30
2.4.5	Ignición	30
2.4.6	Atomización	31
2.4.7	Quemadores	31
2.4.8	Relación de aire y combustible	31

2.5	Sistema de alimentación de bagazo	33
2.5.1	Conductores de bagazo	33
2.6	Circuito de condensados	35
2.6.1	Bombas de condensados	36
2.6.2	Calentadores de agua de alimentación	36
2.6.3	Calentadores abiertos de agua	37
2.6.4	Bombas de agua de alimentación	37
2.6.5	Atemperación	38
2.6.7	Tanque de almacenamiento	38
2.7	Sistemas de control de la caldera	39
2.7.1	Control del agua de alimentación	39
2.7.2	Control de presión	41
2.7.3	Control del tiro en el hogar	42

### **3. EQUIPO PARA LA GENERACIÓN ELÉCTRICA**

3.1	Turbogenerador eléctrico	44
3.2	Partes principales de la turbina	44
3.2.1	Turbina de vapor	44
3.2.2	Toberas	46
3.2.3	Rotor	47
3.2.4	Carcaza	47
3.2.5	Sellos de vapor	47
3.2.6	Sellos de aceite	47
3.2.7	Chumaceras o cojinetes	48
3.3	Sistema auxiliar de la turbina de vapor	48
3.3.1	Sistema de regulación de velocidad	49
3.3.2	Sistema de lubricación y control	49
3.3.3	Válvula principal de parada	50

3.3.4	Condensador de vapor	51
3.4	Partes de un generador eléctrico	51
3.4.1	Generador eléctrico	51
3.4.2	Excitatriz	52
3.4.3	Sistema de enfriamiento del generador	52
3.4.4	Sellos de hidrógeno	53
3.4.5	Instrumentación del generador	53
3.5	Sistema de distribución eléctrica	54
3.5.1	Transformadores	55
3.5.2	Líneas de transmisión	55
3.6	Protecciones y controles del turbogenerador	55
3.6.1	Acciones de protección contra fallas del turbogenerador	56
3.7	Equipo para el suministro de agua	58
3.7.1	Torre de enfriamiento	58
3.7.2	Planta desmineralizadora	59
3.7.2.1	Métodos para el tratamiento del agua	61

#### **4. PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN**

4.1	Procedimientos para el arranque en frío	64
4.2	Procedimientos para el arranque en caliente	106
4.2.1	Disparos que provocan reducción de la carga	107
4.2.1.1	Disparo parcial de la planta termoeléctrica	107
4.2.2	Interrupción total del proceso	109
4.2.2.1	Disparo total de la planta termoeléctrica	111
4.3	Procedimientos de parada	115
4.3.1	Procedimientos de reducción de carga	118
4.3.2	Procedimientos de emergencia	119
4.4	Procedimientos de operación normal	119

4.4.1	Control de la eficiencia energética	120
4.4.2	Operación de la caldera	120
4.4.3	Operación del turbogenerador	123
4.4.4	Análisis químico de aguas industriales	126
4.4.5	Administración de combustibles	127
4.5	Normas de seguridad	128
4.5.1	Procedimientos contra incendios	128
4.5.2	Procedimientos contra accidentes	130

## **5. MEJORAMIENTO DE LA EFICIENCIA**

5.1	Mejoramiento de los procedimientos de operación	132
5.2	Factores que reducen la eficiencia	133
5.3	Medidas de ahorro de energía en la planta termoeléctrica	136
5.3.1	Uso eficiente de la energía	136
5.3.2	Formas de usar la energía	137
5.4	Programas para el ahorro de la energía	137
5.4.1	Inspección	138
5.4.2	Monitoreo	138
5.4.3	Análisis	139
5.4.4	Seguimiento	139
5.5	Medidas de ahorro en la caldera	139
5.5.1	Sistema de bombeo	142
5.6	Equipos mecánicos	143
5.7	Sistema eléctrico	144
5.7.1	Turbogenerador	145
5.7.2	Motores eléctricos	147

<b>CONCLUSIONES</b>	149
<b>RECOMENDACIONES</b>	150
<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b>	151
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	155

# ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

## FIGURAS

1	Estructura organizacional de la planta termoeléctrica	10
2	Caldera acuotubular	17
3	Circuito de condensados de la planta termoeléctrica	35
4	Diagrama de agua de alimentación en la caldera	40
5	Sistema de control de presión en la caldera	42
6	Sistema de control de tiro en el hogar de la caldera	43
7	Grupo de toberas en una turbina de vapor	45
8	Flujo en la tobera o grupo de toberas	46
9	Torre de enfriamiento	59

## TABLAS

I	Curva de arranque de la caldera	91
II	Incremento de carga eléctrica en el turbogenerador	102

## LISTA DE SÍMBOLOS

<b>Klb-h</b>	Flujo de vapor medido en miles de libras por hora
<b>Psi</b>	Dimensional de la presión manométrica, por sus siglas en inglés <i>Pound square inch gauge</i> ( libras por pulgada cuadrada)
<b>°F</b>	Unidad de medida de la temperatura en grados <i>Fahrenheit</i>
<b>°C</b>	Unidad de medida de la temperatura en grados centígrados o <i>Celsius</i>
<b>Kw</b>	Kilo- <i>watt</i> , medida de la potencia eléctrica.
<b>Rpm</b>	Revoluciones por minuto, medida de la velocidad angular
<b>Kva</b>	Kilovatios-amper dimensional de energía eléctrica
<b>Vac</b>	Voltaje de corriente alterna, dimensional de energía eléctrica
<b>Vdc</b>	Voltaje de corriente continua, dimensional de energía eléctrica
<b>Gpm</b>	Galones por minuto, medida del caudal de un líquido
<b>%</b>	Porcentaje, fracción decimal de una cantidad



<b>Btu</b>	Unidad de medida de la energía en el sistema inglés, por sus siglas en inglés <i>British Thermal Unit</i>
<b>Mw</b>	<i>Mega-watt</i> dimensional de potencia eléctrica
<b>Hp</b>	Unidad de medida de la potencia de un motor eléctrico, por sus siglas en inglés <i>Horse Power</i>
<b>Ph</b>	Potencial de hidrógeno, indicador de la acidez o alcalinidad de una sustancia química.
<b>Hz</b>	<i>Hertz</i> , unidad de medida de los ciclos por segundo de una maquina
<b>Mwh</b>	<i>Mega-watt-hora</i> , unidad de potencia eléctrica
<b>Rtd</b>	Detector de temperatura en base a la resistencia
<b>Acm</b>	Medidor de control eléctrico avanzado
<b>Mva</b>	Megavoltios-amper, potencia aparente de un circuito eléctrico
<b>Gwh</b>	Dimensional de potencia eléctrica, en <i>gigas-watts-hora</i>
<b>Kv</b>	Dimensional de voltaje eléctrico medida en kilovoltios

## GLOSARIO

<b>Alimentador eléctrico</b>	Circuito eléctrico por donde se recibe o transmite energía
<b>Anion</b>	Átomo o grupos de átomos con carga negativa
<b>Breaker</b>	Circuito eléctrico de apertura y cierre de un paso de corriente
<b>Baffle</b>	Deflectores que orientan el flujo de gases en una caldera
<b>Babbitt</b>	Aleación de estaño y cobre
<b>Carga</b>	Cantidad de potencia que debe ser entregada en un punto dado de un sistema eléctrico
<b>Carcaza</b>	Cuero o envoltorio de una maquina
<b>Central generadora</b>	Lugar y conjunto de instalaciones, incluidas las obras de ingeniería civil y edificaciones necesarias, directa o indirectamente utilizadas para la producción de energía eléctrica.
<b>Chifle</b>	Ducto o caída de bagazo
<b>Cation</b>	Molécula o grupo de moléculas con carga positiva

<b>Damper</b>	Regulador de entrada gases en los ventiladores
<b>Disparo</b>	Poner fuera de servicio un equipo, manual o automáticamente
<b>Demanda eléctrica</b>	Requerimiento instantáneo a un sistema eléctrico de potencia, normalmente expresado en <i>megawatts</i> (MW)
<b>Energía eléctrica</b>	Energía eléctrica producida a lo largo del tiempo, expresada en <i>Watts</i>
<b>Factor de potencia.</b>	Coseno del ángulo formado por el desfase existente entre la tensión y la corriente en un circuito eléctrico alterno
<b>Generador</b>	Es el dispositivo electromagnético por medio del cual se convierte la energía mecánica en eléctrica
<b>Ingenio</b>	Planta agro industrial donde se procesa la caña para producir azúcar y sus derivados
<b>Retráctil</b>	Mecanismo que puede retraerse u ocultarse
<b>Sincro noscopio</b>	Dispositivo eléctrico que indica la igualdad de fases entre dos generadores eléctricos
<b>Zafra</b>	Nombre que se le asigna al periodo de duración de la producción de azúcar y sus derivados

## RESUMEN

La energía eléctrica producida en las plantas termoeléctricas es utilizada como respaldo para el accionamiento de los equipos motrices necesarios para el proceso de fabricación en los ingenios azucareros y el excedente de esta energía es vendida y suministrada al sistema de electrificación nacional.

En la planta termoeléctrica en mención, los equipos necesarios para la transformación de la energía se componen, en parte, de tecnologías de punta y de equipos usados provenientes del extranjero, esta diversidad de maquinaria ha hecho que los pocos manuales existentes sean obsoletos y no llenen los requerimientos necesarios para una operación confiable y una buena capacitación para el personal.

El presente trabajo, describe un modelo de procedimientos de operación de una planta termoeléctrica de un ingenio azucarero, en el cual se describen las normas, criterios, procedimientos y maniobras a seguir para la preparación, arranque, paro y operación normal de la planta térmica. Al seguir este modelo de operación se reducirán los tiempos perdidos en los arranques y paradas al seguir una secuencia lógica y estandarizada, además se obtendrá una reducción de los costos de operación y de mantenimiento, redundando en mayor disponibilidad y confiabilidad de la planta termoeléctrica.

# OBJETIVOS

## \* General

Crear un documento de fácil comprensión que proporcione recomendaciones, normas y criterios para optimizar el funcionamiento y operación de una planta termoeléctrica en un ingenio azucarero.

## \* Específicos

1. Prolongar la vida útil de los equipos reduciendo así los costos operativos y de mantenimiento, además cumplir con las obligaciones contractuales de la planta termoeléctrica.
2. Optimizar los procedimientos operativos de arranque, parada y operación normal para lograr una instalación confiable, disponible y eficiente a lo largo de la vida útil de la maquinaria.
3. Ser una guía práctica de inducción y de fácil comprensión para el personal nuevo.
4. Lograr un criterio común de operación en todo el personal ya que de alguna manera influye y toma decisiones sobre los procesos de producción.

5. Documentar los procedimientos de operación en las distintas áreas de la planta termoeléctrica y con ello iniciar el proceso de certificación de calidad bajo las normas ISO 9000.

# INTRODUCCIÓN

Hoy ante el incremento del costo de los combustibles, la competitividad en los mercados energéticos y las fuertes exigencias medioambientales, las plantas termoeléctricas han tenido que buscar nuevas maneras o métodos tecnológicos para producir energía de la forma más eficiente, a menor costo, y cumpliendo con las exigencias ambientales. Esto implica introducir hábitos y tecnologías eficientes energéticamente permitiendo con ello, cambios conductuales en la empresa que permitan la conservación de la energía, utilización de combustibles más baratos y limpios sin disminuir la producción. La planta termoeléctrica se encuentra en la disposición de evaluar los métodos y procedimientos que permitan eficientar la producción y utilización de la energía y colocarse a mediano plazo en un nivel más competitivo.

Para entender la situación actual, en la primera parte del trabajo se hace una breve descripción del ciclo termodinámico de la planta termoeléctrica, donde, además, se realiza una monografía del lugar, también se define la importancia de los procedimientos operativos en una planta industrial.

En la segunda y tercera parte, se hace una descripción detallada del equipo principal y auxiliar para la generación de electricidad, como también las variables más importantes del proceso.

En la cuarta sección, se define el tema central del presente trabajo donde se describen las normas, los criterios, procedimientos y maniobras a seguir para la preparación, arranque, paro y operación normal, como también las pruebas rutinarias y no rutinarias en la planta termoeléctrica.

En la última parte de esta investigación se describen los factores más importantes que afectan la eficiencia y los puntos de ahorro de energía en la planta termoeléctrica.

El presente trabajo, surgió de la necesidad de proveer a todo el personal de la planta termoeléctrica de un documento permanente único y en español que les brinde información, las normas y recomendaciones técnicas sobre la secuencia y criterios que deben seguir para llevar a cabo, de una forma estandarizada y eficiente todos los procedimientos de operación, arranque y parada de la planta termoeléctrica, además dicho documento tiene una aplicación directa para la capacitación e inducción al personal nuevo.

Al final se podrá concluir que al implementar los procedimientos de operación traerá como consecuencias beneficios concretos tanto económicos como energéticos en la planta termoeléctrica.



# **1. CONCEPTOS GENERALES**

El objetivo principal de este capítulo es hacer una breve descripción de las etapas del proceso termodinámico y las áreas que componen la planta térmica, donde además, se realiza una monografía del lugar donde se desarrolló el presente proyecto. Lo anterior servirá para que el lector se forme una idea general sobre como es el funcionamiento de la planta termoeléctrica; así al citar más adelante cualquier parte del proceso, se tendrá una idea clara de lo que se está hablando.

## **1.1 Descripción de la planta termoeléctrica**

### **1.1.1 Transformación de la energía**

“Se denomina planta termoeléctrica al conjunto de máquinas motrices térmicas, generadores eléctricos, aparatos de maniobra y protección, que sirven para la producción de energía eléctrica. En la planta se obtiene la producción de energía eléctrica partiendo de la energía latente del combustible, esta transformación se efectúa en cuatro etapas:

- a) Transformación de la energía latente del combustible en calor.
- b) Transformación del calor en energía potencial del vapor.

- c) Transformación de la energía potencial del vapor en energía mecánica.
- d) Transformación de la energía mecánica en energía eléctrica.

Las dos primeras transformaciones se realizan en la sala de calderas, donde la combustión del petróleo y bagazo producen gases calientes que hacen evaporar el agua, mientras que las dos últimas transformaciones ocurren en la sala de máquinas y precisamente el vapor se expande en la turbina que acciona el generador eléctrico.”<sup>1</sup>

En la planta térmica en mención se distinguen cinco sistemas principales cuya combinación permite la transformación de la energía eléctrica:

1. Sistema de combustibles.
2. Caldera o generador de vapor.
3. Sistema de aguas industriales.
4. Turbogenerador.
5. Sistema eléctrico.

La caldera o generador de vapor en mención utiliza para la combustión generalmente petróleo y bagazo; el petróleo se bombea, precalienta, y se atomiza en los quemadores dentro del hogar de la caldera mezclándose con un flujo de aire primario; el bagazo, subproducto de la caña de azúcar es suministrado por la parte superior del hogar por medio de alimentadores hidráulicos y pulverizado por un flujo de aire secundario, la energía en forma de calor liberada durante el proceso de combustión se transfiere al agua de alimentación de la caldera el cual se calienta y evapora.

Los gases, productos de la combustión después de haber cedido parte de su energía son conducidos y dirigidos por unos baffles hacia el economizador, el cual es un intercambiador de calor, donde cede parte de su energía residual al agua de alimentación, los gases aún calientes antes de salir por la chimenea pasan por un precalentador de aire, el cual calienta el aire primario y secundario, necesario para la combustión.

El vapor saturado a alta presión sale del domo superior y es conducido a un banco de tuberías llamado sobrecalentador donde a presión constante incrementa su temperatura, para ganar más entalpía y así eliminar la humedad en el vapor. Posteriormente, este vapor es conducido a través de tuberías a la turbina la cual consta de tres etapas de alta presión, media y baja presión. El objetivo de esta disposición es aprovechar al máximo la energía del vapor, ya que ésta va perdiendo presión progresivamente. Así pues, el vapor de agua a alta presión y temperatura hace girar la turbina, generando energía mecánica de rotación, la energía de rotación que lleva el eje de la turbina es transformada a su vez en energía eléctrica, por medio de un generador sincrónico acoplado a la turbina.

La energía eléctrica generada es suministrada en corriente eléctrica trifásica desde el generador a transformadores elevadores de voltaje en la subestación eléctrica y posteriormente distribuirla a la línea de transmisión principal.

El vapor, después de haber cedido la mayor parte de su energía, pasa de la turbina al condensador, aquí a muy baja presión (vacío) y temperatura se condensa, esta condensación ocurre debido a que el vapor entra en contacto con los tubos enfriados con agua. El agua de refrigeración es un circuito cerrado encargado de evacuar el calor generado en el proceso de operación de la planta y es desalojado al ambiente por medio de una torre de enfriamiento. El condensado se recolecta entonces en un tanque denominado pozo caliente, y es enviado por bombas del pozo caliente (Hotwell) a través de calentadores de agua cuyo propósito es calentar el agua de alimentación y posteriormente es recolectado en un tanque desaireador donde se eliminan los gases no condensables, la bomba de alimentación de la caldera impulsa el agua hacia el domo superior de la caldera, completándose el ciclo.

Como en todo ciclo termodinámico siempre se tienen pérdidas de energía debido a fugas, purgas de fondo, soplado de hollín, soplados de parrilla; estas pérdidas de agua y vapor tienen que ser adicionadas al sistema, por eso se requiere de cierta cantidad de agua de reposición, esta agua antes de ser suministrada al circuito es sometido a un análisis y tratamiento químico en la planta desmineralizadora, donde se analizan y reducen las impurezas que afectan el rendimiento y seguridad de los equipos.

La central térmica opera de manera continúa durante el periodo de zafra, utilizando como combustibles el petróleo y bagazo de caña, está en disponibilidad en el periodo de no zafra, es decir según el contrato de compra-venta de energía eléctrica, la planta termoeléctrica está obligada a generar energía 11 meses al año y un lapso de 30 días para reparación, mantenimiento y mejoras. En el periodo de reparación y mantenimiento todos los componentes y maquinaria se inspeccionan, se cambian las piezas o equipos defectuosos y se instalan nuevamente, antes del arranque de los equipos se efectúan pruebas hidrostáticas, mediciones de temperatura, pruebas de sobre velocidad, resistencia mecánica, análisis de vibraciones, ruidos, balanceo dinámico, pruebas eléctricas entre otras.

Durante el periodo de zafra se realiza mantenimiento correctivo, preventivo y predictivo en todos los equipos, inspecciones periódicas, rutinas para detectar condiciones anormales como sobrecalentamiento, ruidos vibraciones, fugas, disminución del rendimiento operativo, incrementos en el consumo de energía y pruebas de eficiencia, etc.

### **1.1.2 Datos generales de la instalación de la caldera**

“Fabricante	Babcock-Wilcox.
Tipo	Acuotubular, tubos paredes de agua.
Combustible	Petróleo y bagazo de caña de azúcar.
Área de transferencia de calor	42,250 pies cuadrados.
Producción de vapor	260,000 klb-h de vapor.
Eficiencia	80%
Parámetros del vapor vivo	900 psi y 900° F vapor.

### 1.1.3 Datos generales del turbogenerador

A continuación se da una breve descripción de los parámetros y valores de diseño más importantes para el funcionamiento de la planta termoeléctrica.

Fabricante	General Eléctric, Co.
Potencia máxima continua	26,000 Kw.
Velocidad de operación	3,600 rpm
Velocidad de Disparo	3,960 rpm
Tipo	Condensación con 4 extracciones
Vapor de admisión	260 Klb-hora, 850 psi, 900°F
Vapor de salida	179.7 Klb-hora, 26.88" Hg, 125°F
Potencia	30,000 Kva., 2 polos
Tensión nominal	13,800 VAC
Frecuencia	60 Hertz
Factor de potencia	0.85
Refrigeración	Hidrógeno(30 psi máx.)
Excitación	250 VDC; Estática.

### 1.1.4 Datos generales de la torre de enfriamiento

Fabricante	Marley Cooling Tower
Tipo	Tiro mecánico a contracorriente
Capacidad	238,000 galones de agua.
Condensador	Intercambiador tipo concha, 2 pasos
Suministro agua de enfriamiento	Bomba de recirculación: Principal: 18,000 g.p.m, 30psig” <sup>2</sup>

### **1.1.5 Áreas que componen la planta termoeléctrica**

A continuación se describen las áreas que conforman la planta termoeléctrica, además se describen las funciones de cada departamento.

#### **1. Departamento de Ingeniería de planta**

Departamento encargado de la operación, producción de energía, control y evaluación del funcionamiento de la central térmica, además es el encargado de analizar los datos operativos para verificar la eficiencia térmica del ciclo, prever posibles fallas y está relacionado íntimamente con las demás áreas a fin de coordinar las rutinas de mantenimiento, reparación de los equipos.

#### **2. Departamento eléctrico**

Este es un departamento de servicio que se encarga del montaje e instalación, mantenimiento correctivo, preventivo y predictivo de las instalaciones eléctricas que conforman la planta y mantiene una distribución eléctrica en mediana tensión 13,800-2,400 voltios con fines de proporcionar confiabilidad en la utilización de equipo eléctrico en la planta.

#### **3. Departamento mecánico**

Este es un departamento de apoyo encargado de evaluar los puntos de mejora, montaje, reparación y mantenimiento correctivo, preventivo y predictivo mecánico en las distintas áreas de la planta.

#### **4. Departamento químico**

Se encarga del control, tratamiento químico, almacenamiento y distribución del agua con altos índices de calidad para alimentación del circuito termodinámico y de enfriamiento del sistema.

#### **5. Departamento de combustibles**

Es el encargado de la compra, almacenaje, distribución, utilización y medición del consumo de combustible en los quemadores de la caldera, además en el periodo de zafra es el encargado del control de inventario de la cantidad de bagazo consumido y adquirido de otros ingenios.

#### **6. Departamento de instrumentación**

Encargado de la automatización, medición y control de las distintas etapas del proceso de generación de energía eléctrica, además cumple con la función de llevar medición de las variables de los diferentes procesos hacia monitores remotos, almacenando dicha información.

#### **7. Taller de máquinas herramienta**

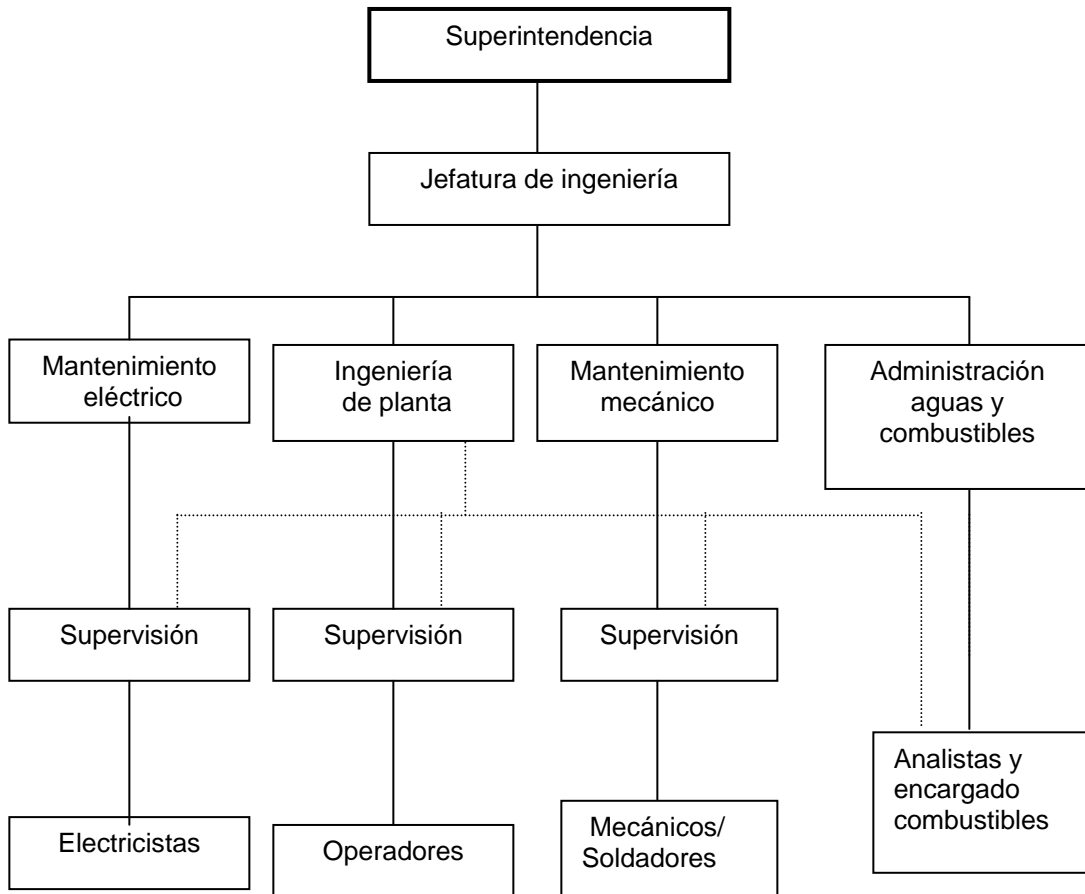
Este es un departamento que proporciona servicio de verificación, reparación y fabricación de piezas de distintos metales y materiales, requeridos en las distintas áreas que componen la planta termoeléctrica.



## **8. Bodega de materiales**

Es un área de importancia en la planta ya que es la encargada de suplir de materiales y repuestos al departamento de generación. Bodega de materiales consta de bodega central, bodega de herramientas, bodega de láminas y perfiles, bodega de químicos y lubricantes. En la figura 1 siguiente se hace una breve descripción de la estructura organizacional de la planta termoeléctrica, donde se define como superintendencia la jefatura mayor del departamento de generación de electricidad.

**Figura 1. Estructura organizacional de la planta termoeléctrica**



## **1.2 Monografía de la planta termoeléctrica**

Inicialmente el ingenio solo generaba la energía necesaria para su funcionamiento, esto se debía a que los equipos utilizados para la generación eléctrica eran de baja eficiencia y capacidad, sumado a ello el combustible utilizado para la producción de energía el bagazo subproducto de la caña de azúcar era escaso debido a la poca capacidad de molienda, paralelamente a ello se tenía un notable incremento del consumo eléctrico interno por lo que en Abril de 1994, se suscribe el contrato de compra-venta de energía con la E.E.G.S.A, el cual permitiría la compra y venta de energía, esto permitió que en 1994 se inicia el montaje de turbogeneradores de mayor capacidad y eficiencia, esto con el propósito de suplir el consumo interno y la posibilidad de vender el excedente de energía al sistema eléctrico interconectado nacional, con estas nuevas mejoras tecnológicas se fue adquiriendo experiencia en el campo, pero aún la eficiencia energética era muy baja ya que en las condiciones transitorias del ingenio se tenía una dependencia de compra de energía a la Empresa Eléctrica que representaba el 20% dentro de la estructura de costos de la empresa, debido a ello el ingenio se vio en la necesidad de buscar medios más eficientes de respaldo para generar energía eléctrica, sustituir los equipos obsoletos por maquinaria eficiente y en el año 1994 se inicia el proyecto de generación de energía en una planta termoeléctrica.

La planta de generación eléctrica en mención se encuentra ubicada en la Finca Belén, kilómetro 106 de la carretera que conduce a Cerro Colorado, Santa Lucía Cotzumalguapa, municipio de Escuintla.

La planta inicia sus operaciones el 31 de mayo de 1997, con una potencia instalada de 26MW, genera un promedio anual de 90GWh y con un factor de planta del 95%, para la distribución de la energía eléctrica producida existen dos estaciones transformadoras cuya capacidad es de 54 MVA, la primera está ubicada en el mismo sitio que la planta y la segunda es una estación remota que conecta nuestro sistema a la subestación Cocales-Pantaleón, dicha energía es conducida por la línea eléctrica principal de 69KV hacia Escuintla, a la Región Central y a la Región Occidental de Guatemala. La energía producida es suministrada a la red nacional a través de un ente regulador la del Mercado Eléctrico Mayorista quien es el encargado de organizar, distribuir y hacer llegar la energía eléctrica a donde se requiera.

El proyecto se diseño inicialmente para quemar petróleo como combustible primario y el bagazo subproducto de la caña de azúcar como combustible secundario, pero ante el incremento del precio de los hidrocarburos y la competitividad existente en los mercados energéticos a finales de la Zafra 97/98, se dieron los primeros pasos para incrementar el porcentaje de bagazo quemado, para esto se tuvieron que hacer modificaciones en el proceso de combustión de la caldera como mejoras en los procesos de operación del ingenio a fin de generar un excedente de bagazo y así poder quemarse en la caldera, inicialmente se empezó consumiendo un porcentaje mínimo de bagazo que oscilaba entre el 20-30%, ya que la cantidad de bagazo disponible dependía de la razón de molienda de la caña en el ingenio y el proceso de operación con la quema de dos combustibles no era estable, llegándose a quemar en promedio 85% de bagazo, lo que representaría un ahorro considerable.

Actualmente se está haciendo el montaje de un turbogenerador de escape de 20Mw, lo que permitirá incrementar la eficiencia operativa, vender mayor cantidad de energía, reemplazar las turbinas de vapor por motores eléctricos de mayor rendimiento en el área de molinos, reducir la dependencia energética externa.

### **1.3 Importancia de los procedimientos de operación**

“La necesidad de aplicar controles más efectivos en las operaciones, en aras de garantizar la seguridad del personal, la integridad de los equipos y la eficiente continuidad de los procesos, obliga a buscar medios y utilizar métodos o procedimientos en el área de trabajo, especialmente en aquellos lugares donde el funcionamiento o las condiciones son muy críticas, al seguir este tipo de normas o guías se estará previniendo accidentes, lo cual redundará en la continuidad del proceso productivo, en el incremento de la producción, reducción de costos por disminuir las paradas de las unidades, mayor calidad y disponibilidad.

Un sistema de administración formal y documentado establece los procesos que controlan aquellas actividades de la compañía que tienen un efecto sobre la calidad de sus artículos. El objetivo es que el proceso operativo sea sustancialmente independiente de los individuos, de modo que cualquier persona capacitada y experimentada pueda hacer que el sistema funcione; un sistema bien documentado debe permitir que un proceso establecido continúe a pesar de que un empleado importante tome el día libre o, que de improviso, abandone la compañía.

La existencia de documentos formaliza el sistema operativo de una compañía, lo cual deriva en la estabilidad de sus acciones y un entendimiento común de los procesos implicados. El sistema define con claridad la autoridad y las responsabilidades; crea actividades que pueden verificarse y evidencias objetivas que permiten instituir los procesos, asimismo, permite que la dirección se comunique de manera comprensible con todo el personal siempre que se necesite un cambio en las políticas.

La documentación sirve también para inducir y capacitar al nuevo personal, ya que garantiza que éste siempre reciba el mismo tipo de capacitación y fomenta un desempeño uniforme cuando se cambia de personal.

Las instrucciones de trabajo son los documentos que indican el cómo del sistema y suelen ser particulares de cada uno de los departamentos o funciones de la compañía; las instrucciones contienen información detallada sobre cómo realizar una tarea determinada, deben elaborarse siempre que sea necesario, para garantizar que los métodos de trabajo sean consistentes y para alcanzar los niveles de conformidad estipulados.

Los procedimientos son una de las partes más importantes del sistema operativo y es un documento que debe reflejar con exactitud la operación que describe, quién es el responsable de las actividades, y cuáles son los registros que surgen de dichas actividades. Los procedimientos deben de emplearse para lograr lo siguiente:

a) Actuar como puntos de referencia para el personal nuevo y disminuir la capacitación verbal.

- b) Definir las responsabilidades y la autoridad.
- c) Ayudar a identificar él porque se cometieron errores.
- d) Evitar que se cometan otros errores al modificar el procedimiento.
- e) Estipular la creación de registros de las actividades descritas.

Los procedimientos son herramientas vitales y útiles; para garantizar su credibilidad es imprescindible que se revisen con periodicidad para que las fechas y los cambios se actualicen siempre que sea necesario con el fin de reflejar los métodos actuales, ésta puede ser una actividad distinta o una parte esencial del proceso.”<sup>3</sup>

## **2. EQUIPO PARA GENERACIÓN DE VAPOR**

### **2.1 Caldera**

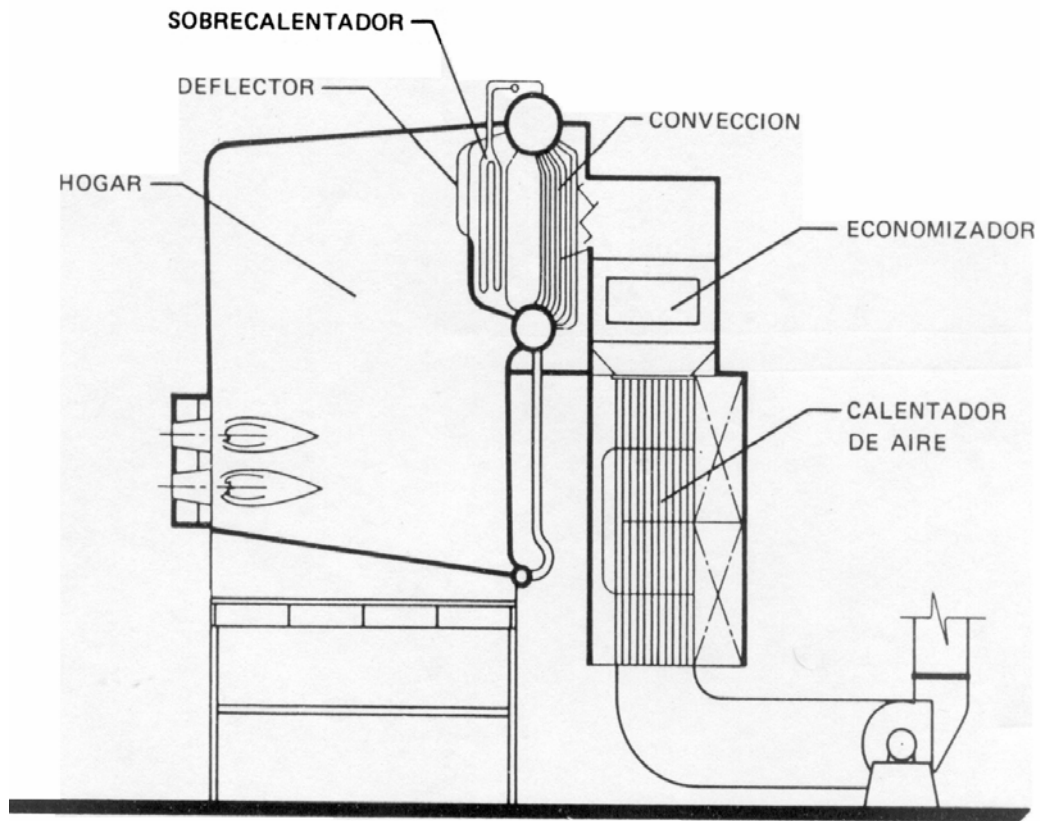
“El término caldera se aplica a un dispositivo para generar vapor para procesos industriales, calefacción, para uso general o para generación de energía eléctrica. Para facilitar la comprensión a la caldera se le considera un generador de vapor en términos generales.

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.

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, ver la figura 2 siguiente donde 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.”<sup>4</sup>



**Figura 2. Caldera acuotubular**



**Fuente: Manual de eficiencia de calderas, pag.3**

### **2.1.1 Accesorios de la caldera**

Los accesorios utilizados en la caldera son: medidores de presión, medidores 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.

### **2.1.1.1 Medición de presión**

“La presión es la fuerza unitaria impuesta sobre una unidad de área por un fluido líquido o gaseoso; está 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.

### **2.1.1.2 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.”<sup>5</sup>

### **2.1.1.3 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:

- a) 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.
  
- b) 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.
  
- c) 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.

#### **2.1.1.4 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 venturí. 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.”<sup>6</sup>

### **2.1.1.5 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.

### **2.1.1.6 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.”<sup>7</sup>

La caldera dispone de tres válvulas de seguridad como medida de protección contra elevadas presiones estas se calibran en un 5% por arriba de la presión de operación normal, siendo estas 935 psi, 920 psi, 905 psi. Estas calibraciones son validas para una caldera operando a 900 psi. Las válvulas de seguridad del sobrecalentador deberán estar siempre ajustadas a una presión menor que las válvulas de seguridad del domo, de modo que se asegure el flujo de vapor a través del sobrecalentador en cualquier circunstancia.

### **2.1.1.7 Sopladores mecánicos de hollín**

Durante el funcionamiento de la caldera, se depositan sobre la tubería hollín y ceniza, estas sustancias son aislantes térmicos que reducen la transferencia de calor, el rendimiento de la caldera disminuye a medida que crece el espesor de la incrustación, los sopladores de hollín están instalados en la caldera y situados de manera que todas las superficies de transferencia de calor sometidas a la acumulación de hollín puedan limpiarse con chorros de vapor y eliminar el hollín de la caldera, por medio de la chimenea. Para la limpieza de la caldera se cuenta con 20 sopladores de hollín, los cuales están distribuidos uniformemente en las áreas de mayor incrustación y ensuciamiento, estos sopladores son de dos tipos: Sopladores estacionarios que giran sobre su propio eje y permanecen en el interior de la caldera, están refrigerados por una corriente de aire para evitar pandeo o deformaciones del tubo que realiza el soplado, estos generalmente están calibrados para trabajar con 80 libras de vapor para la limpieza de la tubería y movidos mecánicamente por un motor eléctrico.

El segundo tipo es un soplador retráctil, este tiene la particularidad de tener desplazamiento perpendicular a la tubería y para realizar la limpieza debe de introducirse al hogar, generalmente están calibrados para trabajar a 100 libras de presión de vapor, estos son accionados ya sea por motores eléctricos o por medio de aire comprimido.

## **2.2 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.

### **2.2.1 Parrilla**

Es una estructura metálica estacionaria utilizada para sostener el bagazo en el hogar y a dar paso al aire secundario para la combustión, la parrilla tiene un ancho de 229 pulgadas y un largo de 383 pulgadas, está compuesta por planchas de hierro fundido de 5 7/8 pulgadas de ancho, 2 1/8 pulgadas de espesor y 12 pulgadas de largo, sujetas con tornillos tipo herradura, para evitar el movimiento ante las altas temperaturas que éstas soportan, éstas planchas son de dos tipos, las parrillas corrientes que tienen varios agujeros para la distribución del aire secundario para la combustión y refrigeración de la parrilla y las planchas con toberas, éstas van unidas a una tubería de vapor de 1 ½” mediante unas juntas de expansión, estas toberas se utilizan para la limpieza de la parrilla mediante un flujo de vapor seco.

### **2.2.2 Hogar**

El hogar o cámara de combustión es el lugar donde se realiza la combustión del combustible, tiene un volumen de 29,500 pies cúbicos y está compuesta por las paredes de agua, sobre calentadores, parrilla y tubería de convección.

### **2.2.3 Paredes de agua**

“Las paredes de agua constan de tubos verticales relativamente próximos y conformando los cuatro muros o paredes del hogar, y fueron diseñados para enfriar y proteger el revestimiento del refractario del hogar, absorber calor del hogar para incrementar la capacidad de la unidad generadora y hacer sello en la caldera.

#### **2.2.4 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.”<sup>8</sup>

#### **2.2.5 Sobrecalentadores**

“Cada presión de vapor saturado tiene su temperatura correspondiente, el calor añadido al vapor seco a presión constante se conoce como sobrecalentamiento y da como resultado una mayor temperatura que la indicada en la curva para la presión correspondiente, el sobrecalentamiento se da cuando el vapor saturado sale del domo superior de la caldera y es conducido a un banco de tuberías en donde el vapor absorbe mayor cantidad de energía por radiación y convección.

Las ventajas del vapor sobrecalentado son: 1) El trabajo puede realizarse a través de sobrecalentamiento antes de que tenga lugar la condensación, 2) Este periodo de trabajo realizado con vapor seco elimina los efectos corrosivos y agresivos del condensado, además se incrementa la eficiencia de caldera, una temperatura constante del vapor sobrecalentado se requiere ya que la turbina de vapor está diseñada para trabajar a 900°F de vapor a la cual trabaja con mayor eficiencia.”<sup>9</sup>

## **2.2.6 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.

### **2.2.6.1 Economizador**

“En la caldera, el economizador constituye una porción aislada de superficie de intercambio de calor, que tiene como objetivo recuperar parte del calor excedente de los gases de combustión para transferirlo como calor sensible al agua de alimentación de la caldera, antes de que se mezcle con el agua que circula dentro de ésta. Este calor añadido mejora la economía del generador de vapor. En sí, el economizador no es más que un intercambiador de calor, diseñado para transferir el calor excedente de los gases a un fluido, generalmente agua de alimentación para la caldera, un economizador típico consiste en un arreglo de tubos dentro de los cuales circula el agua de alimentación para la caldera antes de entrar a ella; los gases de combustión pasan por fuera, a través del arreglo de tubos, cediendo parte de su calor al agua contenida en ellos.

### **2.2.6.2 Precalentador de aire**

El precalentador tiene como finalidad calentar el aire de admisión de la combustión; el calor que se recupera de los gases recicla al hogar junto con el aire de combustión y cuando se agrega a la energía térmica liberada por el combustible, se convierte en energía disponible.



El uso de aire precalentado para la combustión acelera la ignición y fomenta una combustión rápida y completa del combustible. Las ventajas que se obtienen con precalentar el aire de combustión:

- a) Incremento en la producción de vapor de la caldera.
- b) Aprovechamiento del calor que de otra forma se perdería, lo que significa aumento del rendimiento de la unidad generadora de vapor o economía del combustible.

## **2.3 Equipo complementario**

### **2.3.1 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.”<sup>10</sup>

### **2.3.2 Chimenea**

La chimenea es un conducto o pasaje de salida hacia la atmósfera de los gases de combustión, así como cualquier calor residual, es aquí donde se tiene la mayor cantidad de pérdida de calor, tiene una altura de 70 pies y un diámetro de 6 Pies, con un espesor de ¼ de pulgada.

### **2.3.3 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.”<sup>11</sup>

#### **2.3.4 Aire comprimido**

El aire comprimido es una fuente de energía utilizada para el accionamiento de los controles y protecciones de la planta termoeléctrica, como válvulas automáticas, celdas de presión, medidores de flujo, accionamiento de los mecanismos neumáticos. Para el suministro de aire comprimido la planta cuenta con dos compresores de tornillo sin fin, de los cuales uno está en línea para mantener una presión de aire de 100 psi, el aire requerido debe cumplir con varios parámetros para el óptimo funcionamiento de los controles, es decir debe suministrarse en calidad y cantidad necesaria, como debe estar libre de humedad y partículas que puedan obstruir los conductos de paso de aire.

#### **2.4 Quemadores de petróleo**

Los quemadores son los equipos de mayor importancia en la caldera de vapor, pues de ellos depende la transformación de la energía contenida en el combustible en energía térmica, a continuación se describen los aspectos más importantes.

##### **2.4.1 Proceso básico de combustión**

“El proceso básico de combustión es una forma especial de oxidación en el que el oxígeno del aire se combina con elementos combustibles, que generalmente son carbono, hidrógeno y en menor escala azufre. Se necesita una mezcla adecuada de combustible y aire, así como una temperatura de ignición para que el proceso de combustión continúe, las reacciones químicas deben satisfacer tres condiciones para que tenga lugar el proceso de combustión:

1. Es necesaria una adecuada proporción entre combustible y oxígeno con los elementos combustibles, como demuestran las ecuaciones químicas.
2. La mezcla de combustible y aire debe de llevarse a cabo, de modo que una mezcla uniforme esté presente en la zona de combustión y así cada partícula de combustible tenga aire alrededor para ayudar a la combustión.
3. La temperatura de ignición se establecerá y será monitorizada de forma que el combustible continúe su ignición sin calor externo cuando la combustión arranque. Los elementos fundamentales que producen calor en los combustibles son el carbono, el hidrógeno y sus compuestos; el azufre cuando se oxida rápidamente, es también fuente de alguna energía térmica, pero su presencia en los combustibles presenta efectos nocivos.

#### **2.4.2 Aire**

El oxígeno para la combustión generalmente proviene del aire, donde se encuentra en una proporción de un 21% del volumen total, la mayor parte del 79% remanente es nitrógeno. El nitrógeno es de menor importancia en la producción de calor puesto que solo un porcentaje muy pequeño forma parte de las reacciones químicas de la combustión. Sin embargo tiene un efecto significativo en la eficiencia de la caldera ya que parte del calor liberado por la reacción de la combustión tiene que ser utilizado para calentar el nitrógeno a la misma temperatura de la llama más baja que si se usara oxígeno puro. Como el oxígeno del aire se conoce puede calcularse la cantidad de aire necesario para la combustión, se denomina aire teórico a la cantidad de aire necesaria para una combustión perfecta. ”<sup>12</sup>

### 2.4.3 Equipo para el manejo del aire

“La diferencia de presión, conocida comúnmente como tiro se suele expresar en milímetros o pulgadas de agua; su medición se hace por encima o por debajo de la presión atmosférica. El tiro es necesario para el buen funcionamiento del hogar de la caldera, con el fin de poderle suministrar el aire necesario para la combustión y arrastrar los gases quemados hacia el exterior a través de la chimenea. El tiro puede ser natural o mecánico, el primero se produce térmicamente; el segundo mediante ventiladores.”<sup>13</sup>

Para el suministro del aire necesario para la combustión la caldera cuenta con dos ventiladores centrífugos de tiro forzado impulsados por motores eléctricos de velocidad variable que succionan aire a la presión y temperatura ambiente, parte del flujo total de aire es dirigido hacia la parte inferior de la parrilla y es utilizado para la combustión del bagazo que se quema en el hogar, el aire es suministrado en proporción con la cantidad de combustible quemado en el hogar de la caldera a fin de mantener una mezcla de aire y combustible.

Además cuenta con ventiladores de petróleo que succionan aire caliente del tiro forzado a una temperatura de 400°F y 3.5 pulgadas de agua de presión y lo envían a la cámara de combustión del petróleo a fin de proveer el aire primario necesario para la combustión. Los ventiladores *over fire* extraen cierta cantidad de aire del tiro forzado y lo envían mediante ductos a un grupo de toberas que están localizadas en el hogar de la caldera a fin de suministrar aire a presión para distribuir uniformemente el bagazo en la parrilla, esto ayuda a mantener una combustión eficiente y estable, también se utiliza para refrigerar los chifles que suministran el bagazo al hogar.

El tiro inducido, se consigue evacuando los gases de combustión con dos ventiladores centrífugos colocado entre la caldera y la chimenea. El efecto del tiro inducido es reducir la presión de los gases en la cámara de la caldera por debajo de la presión atmosférica y descargar los gases a la chimenea con una presión mayor que la presión atmosférica.

#### **2.4.4 Combustibles**

“Aunque combustible es cualquier sustancia que pueda arder, habitualmente se reserva esta denominación para aquellos materiales que son quemados para producir energía calorífica. El petróleo es un combustible residual de la destilación y craqueo del petróleo, es un producto viscoso y con ciertos grados de impurezas, tales como ceras, resinas, así como elementos químicos entre los cuales debe destacar el azufre y vanadio. La viscosidad es una de sus características y debe de ser tomada en cuenta para su manejo adecuado; estos componentes indeseables en el proceso de combustión son los causantes de la mayoría de los problemas encontrados en el normal funcionamiento del sistema de combustible.”<sup>14</sup>

#### **2.4.5 Ignición**

Usualmente la ignición se efectúa agregando calor de una fuente externa a la mezcla, hasta que el calor de las reacciones de la combustión sea mayor que la pérdida de calor al ambiente. La menor temperatura a que esto es posible se denomina la temperatura de ignición de la mezcla aire y combustible.

#### **2.4.6 Atomización**

La atomización es necesaria para poder quemar el combustible con facilidad, la atomización expone una gran parte de la superficie de las partículas del combustible para entrar en contacto con el aire de la combustión. Esto contribuye a asegurar una pronta ignición y una rápida combustión; los dos tipos más utilizados de atomizadores son a vapor y mecánicos.

#### **2.4.7 Quemadores**

“El quemador es el componente principal del equipo para la combustión del petróleo, sus funciones incluyen la mezcla del combustible y aire, atomización y vaporización del combustible y proveer la continua ignición de la mezcla. Las características de diseños significativos de un quemador incluyen la relación de reducción, estabilidad y diseño de la llama. El apagón de la llama es el fenómeno que resulta cuando la velocidad de la mezcla excede la velocidad de la llama. El contra fognazo ocurre cuando la velocidad de la llama excede la velocidad de la mezcla.”<sup>15</sup>

#### **2.4.8 Relación aire y combustible**

“Las relaciones de aire y combustible deben de mantenerse a un nivel tan bajo como sea posible con el fin de ahorrar combustible. Sin embargo, a no ser que se utilice exceso de aire en la cámara de combustión, puede tener lugar una combustión incompleta, que también malgastará combustible, pudiendo haber riesgo de explosión por ignición retardada en el hogar del combustible no quemado.

Para asegurar una combustión completa, debe de suministrarse exceso de aire en cantidades que varían entre el 20 y el 30 por 100, dependiendo del combustible utilizado, la carga de la caldera y su configuración. El exceso de aire está también influido por las necesidades de controlar las emisiones de Nox y SO2. El análisis de las medidas de los gases de combustión puede utilizarse para calcular el peso de aire utilizado por libra de combustible quemado según la siguiente ecuación:

$$W_a = \frac{28N_2(W_f - W_r Cr)}{12 * 0.0769 * (CO_2 + CO)(W_f * 100)}$$

Donde:

- CO<sub>2</sub> = porcentaje de dióxido de carbono en los gases de combustión
- CO = porcentaje de monóxido de carbono en los gases de combustión
- N<sub>2</sub> = porcentaje de nitrógeno en los gases de combustión
- W<sub>f</sub> = peso del combustible quemado en libras
- C<sub>f</sub> = contenido del carbono del combustible
- Cr = porcentaje no quemado de las cenizas
- W<sub>r</sub> = peso en libras de las cenizas y del combustible quemado
- W<sub>a</sub> = peso real del aire en libras por libra de combustible quemado.”<sup>16</sup>

Las causas principales de exceso de aire son: las fugas de aire, inadecuado control de tiro, operación defectuosa del quemador, antes de que pueda ser reducido el aire en exceso, deberán identificarse sus orígenes, esto puede ser mediante el análisis de los gases de salida para determinar el O<sub>2</sub> ó CO<sub>2</sub>. Las muestras de gas deben tomarse tanto en el hogar como en la chimenea.



Un bajo contenido de O<sub>2</sub> en el hogar y alto en la chimenea indica fugas en el revestimiento del hogar o en los conductos. Alto contenido de O<sub>2</sub> en el hogar y chimenea indican una excesiva cantidad de aire que entra al hogar. Las lecturas de CO<sub>2</sub> deberían ser opuestas a las lecturas de O<sub>2</sub> en el análisis anterior.

## **2.5 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, el poder calorífico promedio es de 8350 Btu por libra de bagazo seco libre de ceniza, pero el bagazo nunca está libre de ceniza; en el caso de un bagazo con 52% de humedad y 15% de ceniza (sobre la base de materia seca) el valor calorífico es 3357 Btu por libra de bagazo húmedo, el poder calorífico real del bagazo quemado en la parrilla depende de la humedad presente.”<sup>17</sup>

### **2.5.1 Conductores de bagazo**

El bagazo se lleva directamente de la salida del sexto 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.

Para el transporte de bagazo, la planta térmica cuenta con 6 conductores de bagazo que son de dos tipos; son construidos 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.

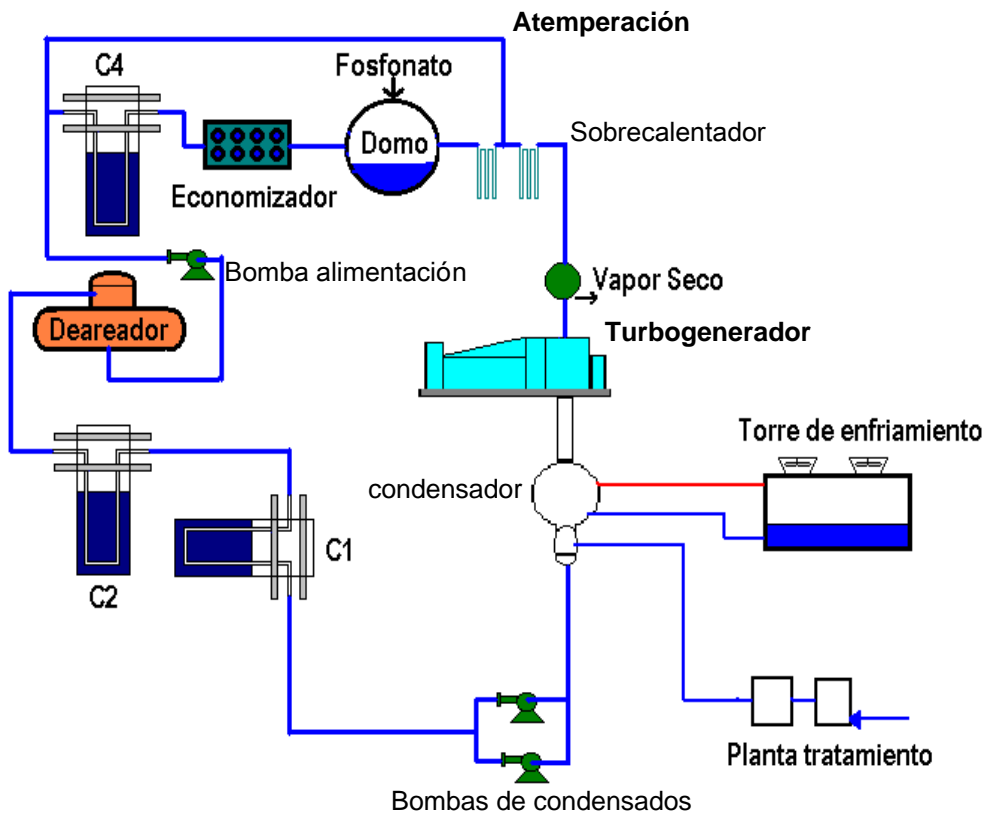
El bagazo transportado pasa entonces de los conductores a los alimentadores de bagazo por medio de ductos, estos equipos hidráulicos rotatorios constituidos por tambores movidos mecánicamente descargan el bagazo a través de un chifle en cuyo fondo un flujo de aire caliente empuja las partículas de bagazo 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.

## 2.6 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 3 se describen los equipos más elementales para el funcionamiento del sistema de agua de alimentación de la planta termoeléctrica.

Figura 3. Circuito de condensados planta termoeléctrica



### **2.6.1 Bombas de condensados**

El vapor después de haber cedido la mayor parte de su energía interna en la turbina pasa por un condensador de agua donde por transferencia de calor se condensa y es recolectado en un tanque o pozo caliente.

Esta cantidad de agua es bombeada por bombas Hotwell (bombas de condensado) y conducida hacia un grupo de calentadores de contacto cerrado y contacto directo, en el cual el agua se precalienta y se eliminan los gases no condensables, ver esquema anterior de ciclo del agua.

### **2.6.2 Calentadores de agua de alimentación**

Los calentadores cerrados de agua C1, C2, C4 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.

### **2.6.3 Calentadores abiertos de agua de alimentación**

Los calentadores de agua de alimentación abiertos son calentadores de contacto directo porque utilizan el calor del vapor para calentar el agua a medida que se mezclan. El desaireador o calentador C3 es un calentador de contacto directo que se utiliza para precalentar el agua de alimentación a 320°F y reducir el oxígeno y otros gases disueltos en la planta de vapor ver figura anterior. El vapor usado en el desaireador aumenta la temperatura del agua de alimentación y esto rebaja la solubilidad del oxígeno en el agua, abandonando el oxígeno al agua y siendo venteado como gas.

### **2.6.4 Bombas de agua de alimentación**

Todas las bombas centrífugas están diseñadas para operar con líquidos, siempre que se formen mezclas de líquido y vapor o aire, pueden esperarse daños para la vida de los elementos rotativos. Si el líquido está a una temperatura elevada o el vapor está presente en el agua de alimentación de la caldera, puede ocurrir una destrucción rápida de la carcasa o envoltorio de la bomba. Para el suministro agua de alimentación la caldera utiliza una bomba centrífuga principal impulsada por un motor eléctrico de corriente trifásica, ésta bomba es la encargada de abastecer de agua a la caldera en operación normal, tiene una capacidad de operación de 600 galones de agua por minuto a una presión de descarga de 1500 psi y con una temperatura de 320°F, ésta tiene un sistema de regulación de presión para evitar elevadas presiones en la línea de descarga.

Además se dispone de una segunda bomba centrífuga esta tiene una capacidad de 600 galones por minuto de agua a una presión de descarga de 1200 psi y con una temperatura de 320°F. Esta bomba es utilizada como repuesto previendo cualquier falla mecánica o eléctrica de la bomba principal o mantenimiento de rutina; como cambios de aceite, inspección de cojinetes o simplemente trabajar la caldera a baja carga y presiones donde la demanda de agua es limitada. Como medida de protección para la caldera se cuenta con una bomba de emergencia cuya capacidad es de 100 galones por minuto de agua y una presión de descarga de 1000 psi a una temperatura de 90°F, ésta bomba es utilizada en los arranques y paradas de la caldera.

#### **2.6.5 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.

#### **2.6.6 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.

## **2.7 Sistemas de control de la caldera**

A continuación se describen los elementos de control vitales para que la caldera de vapor pueda operar de modo automático.

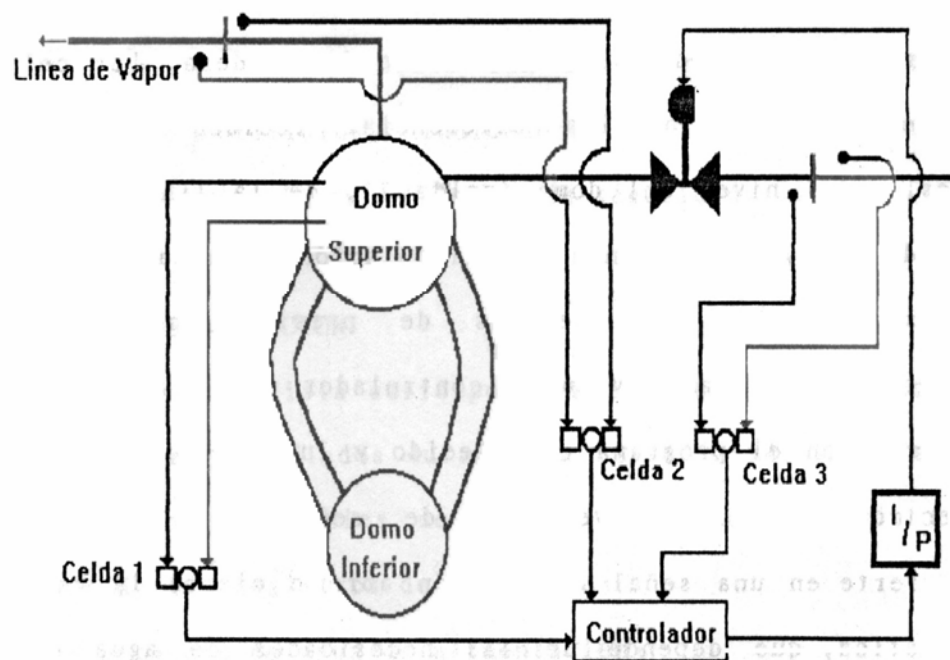
### **2.7.1 Control del agua de alimentación**

“La regulación del nivel de agua y el caudal de alimentación se realiza por medio de válvulas automáticas que dependen de sensores para detectar el nivel y después transferir esta medida mediante señales neumáticas o eléctricas a un actuador, que después ajusta el nivel al punto deseado o requerido. Este es un control de alimentación de agua de tres elementos, el flujo de vapor, el caudal de agua de alimentación y el nivel de agua son medidos y registrados por medidores operados mecánicamente.

Las medidas de flujo de vapor y de agua están equilibradas una respecto de la otra mediante un mecanismo diferencial. Un control piloto está conectado al mecanismo de modo que cualquier diferencia entre las cantidades de caudal de vapor y agua produce un cambio en la señal de salida neumática. Esta señal se transmite a un relé que está combinado con la señal neumática procedente del registrador de nivel de agua. Un cambio de carga en la caldera desequilibra el mecanismo, produciendo así un cambio en la señal de salida del control piloto. Lo que a su vez cambia la señal de salida del relé. Esta nueva señal reposiciona la válvula de control de agua de alimentación, admitiendo el agua necesaria en la caldera, igualando el caudal de agua entrante al del vapor que sale de la caldera. El cambio resultante en el caudal de agua equilibra el mecanismo diferencial y lleva la señal de control piloto a su punto neutro.

Como comprobación final y para asegurarse que la caldera tiene el nivel de agua necesario, la señal del control piloto en el registrador de nivel de agua reajusta el control de la válvula de alimentación, si es preciso, ver figura 4 siguiente. El selector situado en la válvula del sistema proporciona control automático o manual, ”<sup>18</sup>

**Figura 4. Diagrama de agua de alimentación en la caldera**



Fuente: Jorge De La Cruz. Operación de calderas, pag. 40

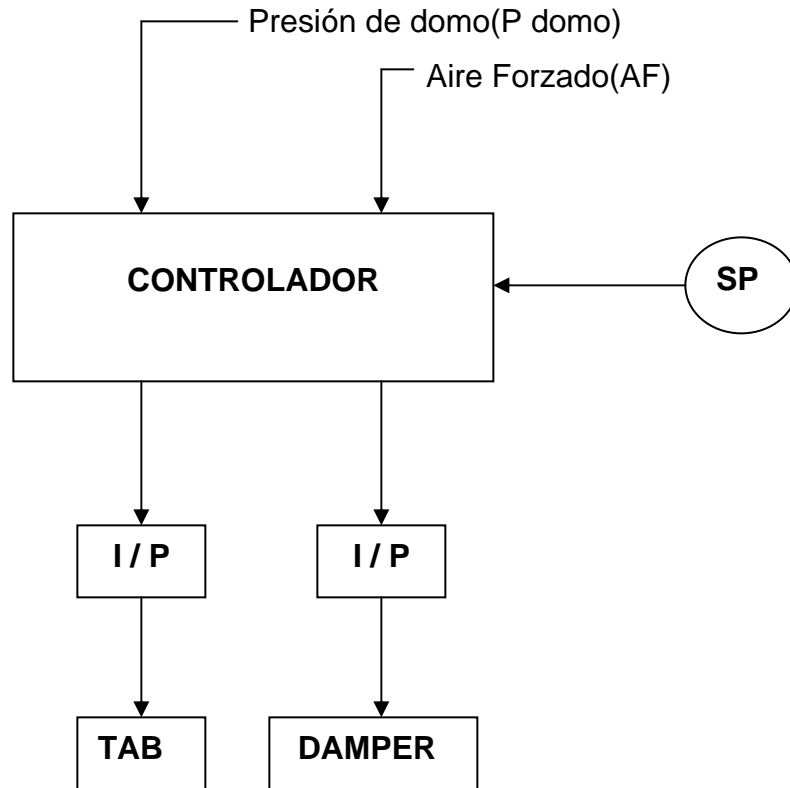


### 2.7.2 Control de presión

En la figura 5, se muestra un diagrama que representa el sistema de control de la presión de vapor en la caldera por medio del control del aire de combustión y el sistema de alimentación de combustible. Es necesario recordar que la presión de la caldera solo puede ser controlada manteniendo una adecuada relación aire y combustible es decir una mezcla de aire forzado con petróleo y bagazo.

Como se puede observar en el diagrama, el controlador recibe señales electrónicas de la presión del domo superior ( $P_{domo}$ ), de la presión del aire forzado (AF), y además un valor de referencia (SP) que es el valor de la presión de vapor que se desea mantener en la caldera. Cuando el controlador recibe estas dos señales, las opera y realiza dos funciones: la primera es enviar una señal electrónica a un convertidor de señales (I/P), que la convierte en una señal de presión para accionar tanto los alimentadores de bagazo como la dosificación de petróleo. La segunda es enviar otra señal electrónica a un convertidor de señales (I/P), para que también la convierta en una señal de presión que accione los dampers del tiro forzado que controla el flujo de aire hacia el hogar de la caldera.

**Figura 5. Sistema de control de presión en la caldera**

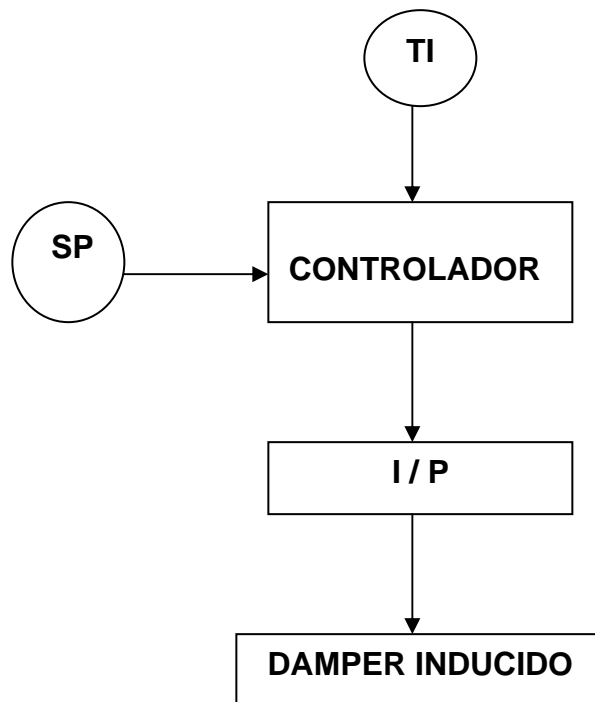


### **2.7.3 Control de tiro en el hogar**

El tiro en el hogar de la caldera no es más que el flujo de los gases de combustión que son extraídos del hogar a través de la chimenea por medio de dos ventiladores de tiro inducido. Es preciso recordar que la presión que debe de existir en el hogar debe ser negativa, es decir menor a la presión atmosférica, para que los gases puedan ser succionados hacia afuera de la caldera.

Como se puede observar en la figura 6 el controlador recibe una señal electrónica (TI) de la presión real que existe en el hogar y un valor SP, introducido externamente al controlador, que representa la presión que se desea mantener para que los gases sean evacuados eficientemente. Cuando estos dos datos son operados por el controlador, éste envía una señal electrónica a un convertidor de señales (I/P) que la convierte en una señal de presión, que accionan los dámpers de los ventiladores de tiro inducido que abren o cierran el flujo de los gases expulsados de la caldera por la chimenea.

**Figura 6. Sistema de control de tiro en el hogar**



## **3. EQUIPO PARA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD**

### **3.1 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.”<sup>19</sup>

### **3.2 Partes principales de la turbina**

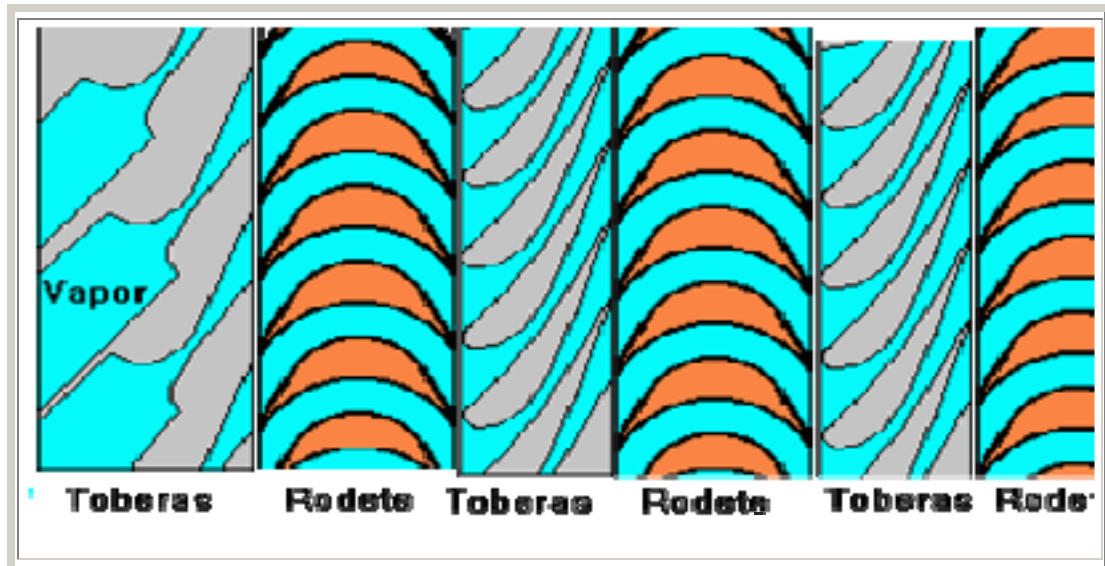
A continuación se describen las partes más importantes de una turbina de vapor con extracciones.

#### **3.2.1 Turbina**

“La turbina es una máquina que convierte la energía térmica almacenada en el vapor en trabajo mecánico, la energía térmica almacenada se convierte en energía cinética o de velocidad expandiendo el vapor desde una presión alta a otra baja. La formación de un chorro de vapor y su conversión en trabajo ocurren en una combinación de pasadizos o conductos estacionarios llamados toberas o alabes impulsores, y en elementos giratorios llamados alabes o paletas móviles.

La combinación anterior se denomina etapa.”<sup>20</sup> 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, ver figura 7 siguiente:

**Figura 7. Grupo de toberas de una turbina de vapor**



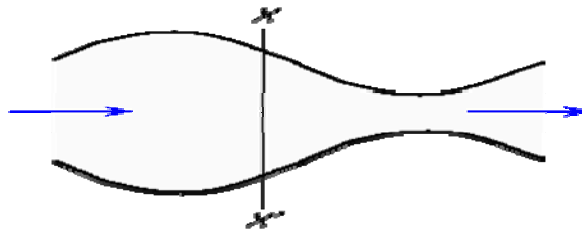
Fuente: [Cipres.cec.uchile/encruces](http://Cipres.cec.uchile/encruces). Turbinas de vapor, pag.4

La turbina de condensación opera en el rango de presiones y temperaturas entre 750-850 psi y 750°-900°F, consta de 14 etapas para maximizar el aprovechamiento del vapor. Sus velocidades críticas son 1700 r.p.m y 2700 r.p.m donde su velocidad de funcionamiento normal es 3600 r.p.m. e impulsa un generador eléctrico de 26 MW, para la generación de energía eléctrica.

### 3.2.2 Toberas

“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 como se indica en la figura 7 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.”<sup>21</sup>

**Figura 8. Flujo en la tobera o grupos de toberas**



Fuente: [Ciprec.ces.uchile/encruces](http://Ciprec.ces.uchile/encruces). Turbinas de vapor, pag 3.

### **3.2.3 Rotor**

El rotor consiste en un eje de acero y discos giratorios, con alabes montados sobre su circunferencia exterior, ensamblados en el eje con ajustes y cuñeros de contracción pesada.

### **3.2.4 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 ultimo guiar el vapor hacia el condensador.

### **3.2.5 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.

### **3.2.6 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 descendientemente 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.

### **3.2.7 Chumaceras o cojinetes**

“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 en base a 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.”<sup>22</sup>

### **3.3 Sistema auxiliar de la turbina**

Los sistemas auxiliares de la turbina, son mecanismos de protección y control de los equipos que conforman la turbina a continuación se describen los más importantes.



### **3.3.1 Sistema de regulación de velocidad**

“La función principal del sistema de regulación de velocidad es la de mantener constante la velocidad prefijada de la turbina, este regulador de velocidad es de tipo hidráulico y está mecánicamente conectado con las válvulas de control, el cual controla la velocidad del eje variando la apertura de las válvulas proporcionalmente a las variaciones de carga de la turbina. El mecanismo consiste esencialmente de tres partes, cada una de las cuales tiene una función definida, estas partes son:

1. Gobernador, es un mecanismo de peso centrífugo, el cual se mueve en respuesta a los cambios en la velocidad de la turbina.
2. Válvula de aceite del gobernador, este mecanismo transforma los cambios en fuerza recibida de los pesos del gobernador a presión de aceite actuando sobre el *relay* servomotor.
3. Servomotor hidráulico, este mecanismo utiliza la presión de aceite como potencia motora para la operación de las válvulas de control del gobernador.”<sup>23</sup>

### **3.3.2 Sistema de lubricación y control**

Para el suministro de aceite la turbina utiliza un sistema de lubricación a presión, debido a las elevadas cargas de funcionamiento y por ser un punto crítico se cuenta con cuatro bombas instaladas.

Estas bombas son impulsadas por diferentes fuentes de energía, éstas se utilizan dependiendo de las condiciones de operación.

La turbina cuenta con una bomba de aceite de emergencia accionada por un motor de corriente directa, esta bomba se utiliza cuando no se tiene disponibilidad de energía eléctrica trifásica, se dispone de una bomba de aceite auxiliar impulsada por un motor eléctrico de 10 caballos de potencia, una tercera bomba de aceite auxiliar accionada por un motor eléctrico de 30 caballos de potencia, estas bombas generalmente se utilizan en arranques o paradas de la turbina. Se dispone también de una bomba principal accionada a través de un engranaje acoplado directamente al eje de la turbina, esta se utiliza en operación normal de carga. El sistema de lubricación cumple tres funciones:

1. Lubricar las partes en movimiento, suministrando una película de aceite a fin de reducir el desgaste y oxidación.
2. Operación y control del sistema de gobernanación del turbogenerador.
3. Actuar como un agente transportador de calor y evacuarlo en un sumidero.

### **3.3.3 Válvula principal de parada**

La válvula principal de parada es parte de los sistemas de protección de emergencia por velocidad excesiva, alto nivel de agua en la caldera, disparo por falla eléctrica y bajo vacío.

Su función primaria es reducir, lo más rápido posible, el flujo de vapor de admisión a la turbina en caso que se de una condición de funcionamiento anormal. La válvula, por lo tanto, es de cierre rápido, tiene dos posiciones abierta o cerrada y no se puede utilizar como válvula reguladora, se puede cerrar mecánicamente en la parte frontal de la turbogenerador, y por la acción del gobernador mediante una circuito eléctrico.

### **3.3.4 Condensador de vapor**

El condensador es un intercambiador de calor de contacto cerrado, es decir el vapor de salida en la última etapa de la turbina pasa por la parte externa de la tubería del condensador y el agua de enfriamiento utilizado para la condensación del vapor pasa por la parte interna de los tubos sin tener contacto. El condensador en la planta termoeléctrica incrementa el rendimiento del ciclo termodinámico, ya que disminuye la temperatura final del vapor, además el condensador permite recuperar el vapor condensado del sistema, lográndose con ello disminuir la cantidad de agua de reposición.

### **3.4 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.

### **3.4.1 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 ésta 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.

### **3.4.2 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.”<sup>24</sup>

### **3.4.3 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 menor a 175°F, 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. El rango de temperaturas de operación del gas Hidrógeno recomendado por el fabricante, oscila entre 65°F a 85°F, con una presión máxima de 30 psi de Hidrógeno, para que esta condición se mantenga el agua de enfriamiento se debe de regular para satisfacer las condiciones requeridas.”<sup>25</sup>

### **3.4.4 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, el cual está a una presión de 4 psi mayor que la presión en el sistema de hidrógeno.

### **3.4.5 Instrumentación del turbogenerador**

El tacómetro es un dispositivo electro-mecánico utilizado para la medición de la velocidad de rotación de la turbina, este instrumento de medición generalmente va colocado en el gobernador de la turbina, en donde cualquier vibración ligera de la turbina, se traduce en una correspondiente medición de la velocidad. El turbogenerador en conjunto utiliza también manómetros para la medición de la presión en las líneas de vapor, sistema de aceite, hidrógeno y agua de enfriamiento. Otro dispositivo utilizado para la medición de la presión negativa o vacío en la sección de baja presión de la turbina son los vácuómetros, estos miden la presión por debajo de la presión atmosférica.

Para la medición de la temperatura se utilizan termómetros de gas y de mercurio, estos son los más utilizados y son de lectura local, además se utilizan los medidores de temperatura electrónicos( RTD's). Además de estos dispositivos mecánicos se cuenta con instrumentación eléctrica, para el monitoreo de las variables eléctricas, entre ellos tenemos: El voltímetro el cual indica el voltaje de salida del generador, amperímetro que indica la corriente en cada una de las fases, indicadores del factor de potencia, mega vatímetro y frecuenciómetro encargados de monitorear la cantidad de carga y frecuencia del generador.

### **3.5 Sistema de distribución eléctrica**

La red de transmisión del sistema eléctrico interconectado está constituida por las líneas de transmisión de alta tensión 69Kv, 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.

### **3.5.1 Transformadores**

“La transformación permite adecuar las características de voltaje y corriente de la energía eléctrica que se produce en la plantas 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.

### **3.5.2 Líneas de transmisión**

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

## **3.6 Protecciones y controles del turbogenerador**

Las protecciones y sistemas de control del grupo turbogenerador son asignados para evitar que el equipo opere fuera de los rangos establecidos por el fabricante, evitando así cualquier condición anormal que pueda dañar la maquinaria y seguridad de los operadores de los equipos.

En la mayoría de los casos la protección más adecuada es disparar mecánica o eléctricamente la maquinaria, cuando se tiene una condición anormal y peligrosa.”<sup>26</sup>

Además de los disparos electromecánicos, la planta cuenta con un sistema de control de alarmas de monitoreo continuo, estos pueden ser visuales o electrónicos, los cuales suministran información del comportamiento de la planta.

### **3.6.1 Acciones de protección contra fallas del turbogenerador**

1. El disparo manual es una medida de protección para poner fuera de línea un equipo o máquina, mecánica o eléctricamente, provocado por el operador de la máquina, esto generalmente ocurre cuando se tiene alguna condición anormal del funcionamiento.
2. El disparo mecánico es la interrupción de un proceso continuo en un dispositivo mecánico, que puede ser un, compresor o una turbina de vapor, el cual corresponde a una variación de movimiento o suministro de energía.
3. El disparo eléctrico es la interrupción en la operación continua de un dispositivo eléctrico que puede ser un motor o un generador eléctrico, el cual puede corresponder a una variación instantánea de corriente o voltaje, actuando directamente sobre un mecanismo de apertura para interrumpir el flujo de corriente o voltaje.



A continuación se enumeran las protecciones del turbogenerador, en cual interrumpe el proceso de generación de electricidad, tanto en el generador eléctrico como en la caldera:

<b>Protecciones</b>	<b>Disparo</b>
Sobre-velocidad	3960 r.p.m
Baja presión de aceite	variación de 3.5 psi
Baja presión de vacío	20.0" de mercurio
Falla en cojinete de empuje activo	88-121 psi lectura manométrica
Falla en cojinete de empuje inactivo	14-26 psi lectura manométrica
Baja temperatura de vapor	menos de 750°F
Baja presión de vapor	menos de 750 psi
Disparo manual mecánico	Operador máquina
Disparo manual eléctrico	Operador máquina
Relevadores de sobrecarga.	150% del valor nominal
Relevadores de puesta a tierra.	10% valor nominal
Relevadores de corriente inversa.	2% valor nominal
Perdida de excitación	15% valor nominal
Sobre-corriente del estator	200% valor nominal

Entre las alarmas que suministran información sobre riesgos o condiciones anormales de operación que no provocan disparo de la planta están las siguientes:

<b>Señal</b>	<b>Límite</b>
Alta temperatura devanados	175°F
Alta temperatura hidrógeno	150°F
Baja presión de hidrógeno	5 psi
Alta/ baja pureza de hidrógeno	80-95%
Presión diferencial del sello	3 psi
Temperatura de chumaceras	150 °F
Temperatura de aceite	140°F

### **3.7 Equipo para suministro de agua**

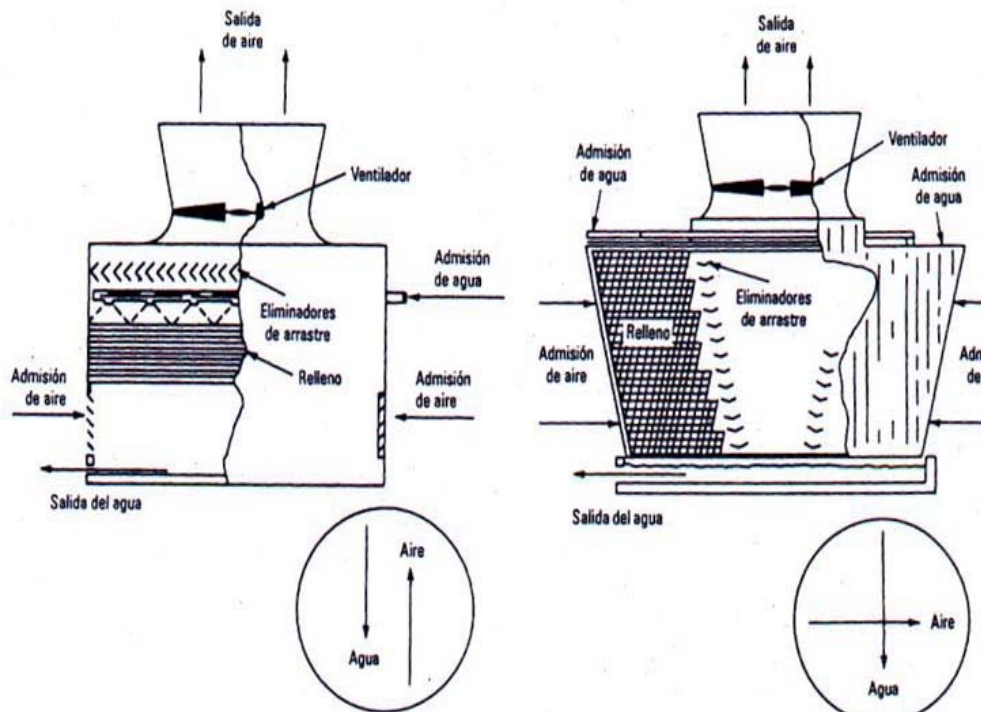
#### **3.7.1 Torre de enfriamiento**

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, etc.

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 dos 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, ver figura 9 en la siguiente página:

**Figura 9. Torre de enfriamiento**



### **3.7.2 Planta des-mineralizadora**

“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 llegan 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:

1. Eliminar las materias solubles y en suspensión.
2. Eliminación de gases no condensables.

3. Neutralizar los efectos negativos de la acidez y corrosión del agua.
4. Evitar la formación de incrustaciones en la superficies de transferencia
5. Reducir las pérdidas caloríficas.
6. Reducir los efectos negativos de las impurezas del agua.”<sup>27</sup>

### **3.7.2.1 Métodos para el tratamiento químico del agua**

Los métodos de tratamiento químico del agua de alimentación en la planta de desmineralización son: Desaireación, desmineralización, purgas.

#### **1. Desmineralización**

El proceso de desmineralización se recomienda para la reducción de altas concentraciones de sales disueltas en el agua para bajarlas a un nivel aceptable, es decir eliminar la mayor cantidad de minerales que contiene el agua en sólidos y en suspensión.

#### **2. Purgas**

La práctica usual en el tratamiento interno de la caldera, es agregar sales a base de sodio o potasio las que reaccionan con el material incrustante, formando precipitados de calcio o magnesio.

Estos precipitados deben ser de tal naturaleza que no se adhieren a la superficie de la caldera, pero que puedan aglutinarse y caer en la parte inferior de la caldera o de las paredes de agua para removerse por purga de fondo, y aun permanecer en suspensión, para ser removidos por purgas continuas en el domo de la caldera. Deben mantenerse en exceso el tratamiento químico para suavizar el agua cuando esta venga en tal forma por mala operación del tratamiento externo o por contaminación del condensado.

### **3. Desaireador**

Se conocen como desaireadores (desgasificadores) aquellos dispositivos mecánicos empleados para liberar los gases contenidos en el agua de alimentación (aire, oxígeno, anhídrido carbónico y otros gases). Su funcionamiento consiste en dividir el agua de alimentación en finas gotitas, calentándolas a continuación para transformarlas en vapor dentro del desaireador, y separar el aire, anhídrido carbónico y otros gases del vapor a medida que este se va condensando. En el desaireador el fluido de calentamiento es el vapor extraído de la turbina a una presión de 200 psi.

## 4. PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN

La puesta en servicio de una planta termoeléctrica, es desarrollada en diferentes etapas, dependiendo de la capacidad, del grado de automatización y de las características de los equipos, para esto se definen normas, secuencias y procedimientos que permiten lograr una instalación confiable y segura. La planta termoeléctrica en mención se divide en cinco áreas de importancia cuya combinación permite la transformación de la energía eléctrica, siendo éstas:

1. Sistema de combustibles, es el área que involucra todos los equipos y maquinaria necesaria para el transporte, tratamiento, preparación del petróleo y bagazo subproducto de la caña de azúcar a fin de mantener una combustión de estos combustibles en el hogar de la caldera.
2. Sistema de generación de vapor, se define como el área en donde se da la transformación de la energía química de los combustibles en energía térmica de vapor, en este proceso están involucrados la caldera como generador de vapor y sus auxiliares que permiten incrementar la eficiencia del ciclo termodinámico.
3. Sistema de aguas industriales, es el área que incluye todos los equipos necesarios para el análisis, monitoreo y tratamiento del agua de alimentación necesario para el ciclo termodinámico y sistema de enfriamiento de la planta.

4. Turbogenerador, se le denomina en general al conjunto formado por una turbina de vapor, un generador eléctrico y su correspondiente equipo auxiliar, en el cual se da la transformación de energía térmica a energía eléctrica.
5. Sistema eléctrico, es el área encargada del transporte de energía del lugar de producción hacia las líneas de transmisión, además es la encargada de verificar los sistemas de protección eléctricas de la planta termoeléctrica.

#### **4.1 Procedimientos para el arranque en frío**

Un arranque en frío se define como la puesta en marcha de los equipos de la planta termoeléctrica estando el turbogenerador parado al menos 12 horas antes del arranque, en los cuales es necesario mantener ciertas condiciones de operación impuesta por el fabricante de la maquinaria, de la experiencia adquirida y mediante conocimientos técnicos, estos permiten desarrollar una secuencia lógica de arranque del sistema.

##### **4.1.1 Calentamiento de la caldera**

Este procedimiento es ejecutado 48 horas antes de meter a línea el primer quemador, los responsables de dichas actividades son los operadores mecánico y de pantalla de la caldera, a continuación se describen los pasos a seguir y aspectos a tomar en cuenta.

1. Verificar nivel de agua del domo superior de la caldera.
2. Abrir válvula de venteo manual 3 vueltas.



3. Verificar que válvulas del ciclo de agua de alimentación estén abiertas.
4. Adicionar agua de alimentación al domo superior utilizando la bomba de emergencia hasta tener el nivel a la mitad, verificar esto viendo el nivel visual y comparando con la celda de nivel.
5. Revisar que los registros de inspección de la caldera estén cerrados.
6. Abrir 20% damper de los ventiladores inducidos.
7. Cargar con 5 bultos de leña el hogar de la caldera y prenderles fuego uno por uno a cada 4 horas, esto se hace para calentar gradualmente el hogar de la caldera, a fin de evitar deformaciones en la tubería y cambios bruscos de temperatura, además secar el refractario de la caldera.

#### **4.1.2 Habilitar planta desmineralizadora**

Este procedimiento generalmente se ejecuta 48 horas antes de la ignición del primer quemador de la caldera y las actividades a realizar las verifica el supervisor de eléctrico en coordinación con el ingeniero de turno.

1. Revisar que los circuitos eléctricos de alimentación estén habilitados.
2. Chequear que circuito eléctrico de motores de las bombas de químicos, bombas de pozo, bombas *boosters* y agitadores de soda estén habilitados.
3. Revisar aislamiento de los motores eléctricos para su posterior arranque.

#### **4.1.3 Existencia de productos químicos**

Este procedimiento lo ejecuta el operador de la planta de tratamiento químico y la razón de esto es verificar la cantidad necesaria de productos químicos para el análisis y tratamiento del agua de alimentación del circuito.

1. Verificar en bodega de materiales existencia de ácido clorhídrico, se debe tener en disponibilidad 6 toneles de ácido, éste químico se emplea para regenerar las resinas cationicas del sistema de tratamiento del agua de alimentación del ciclo termodinámico.
2. Verificar en bodega de materiales la existencia de 48 sacos( 25 kilogramos cada saco) de soda cáustica, este material se utiliza para regenerar las resinas aniónicas del sistema de tratamiento químico del agua de alimentación de la caldera.

#### **4.1.4 Habilitar aire comprimido**

Este procedimiento consiste en arrancar un compresor para suministro de los equipos y controles neumáticos del sistema, esta acción generalmente se ejecuta 48 horas antes de arrancar el primer quemador y el responsable es el operador mecánico del turbogenerador.

1. Habilitar eléctricamente compresor y secador .
2. Revisar nivel de aceite y condiciones de alarma.
3. Revisar posicionamiento de las válvulas de la línea de aire comprimido.
4. Abrir válvulas de drenaje y trampas de línea para desalojar todo el condensado.
5. Arrancar compresor y secador de aire.
6. Chequear amperaje, voltaje y ruidos anormales de motor.
7. Verificar que presión de aire este en 100 psi y consumo de aire en 50 pies cúbicos por minuto.
8. Cerrar válvulas de drenaje y verificar accionamiento de las trampas cuando ya se haya desalojado la mayor cantidad de gases y condensado.

#### **4.1.5 Llenar tanque de agua**

Este procedimiento consiste en mantener cierta cantidad de agua de reposición para el abastecimiento de agua hacia la planta de tratamiento, a continuación se describen los pasos a seguir.

1. Verificar nivel del tanque de agua cruda.
2. Verificar que los drenajes estén cerrados.
3. Revisar posicionamiento de válvulas en línea hacia tanque de agua cruda.
4. Habilitar y arrancar bomba de pozo, para relleno de tanque.
5. Verificar nivel de tanque y parar bomba de pozo. Esta agua cruda es bombeada hacia la planta de tratamiento químico para eliminarle los sólidos disueltos y en suspensión a fin de proveer al sistema agua desmineralizada.

#### **4.1.6 Producción de agua de alimentación**

Este procedimiento consiste en preparar todas las herramientas, equipos y químicos necesarios para el tratamiento químico del agua de alimentación hacia la caldera, siendo el responsable el operador de la planta de tratamiento, a continuación se describen los pasos a seguir para que ciertas condiciones de operación se cumplan:

1. Revisar que tanque de agua cruda esté lleno.
2. Verificar que el circuito eléctrico de la planta de tratamiento químico esté habilitado.
3. Verificar presión de aire comprimido esté en 100 psi, para el accionamiento de las válvulas neumáticas.

4. Verificar que se tenga ácido clorhídrico y soda cáustica en la cantidad necesaria para el tratamiento de las resinas.
5. Limpieza de la unidad catiónica, es decir hacer pasar un flujo de 50 galones por minuto de agua cruda en sentido contrario al funcionamiento normal de la unidad por un lapso de 15 minutos.
6. Inyección de ácido clorhídrico a la unidad catiónica, es decir hacer pasar 12 galones por minuto de agua y 2 galones por minuto de ácido, hasta que sean consumidos en total 110 galones de ácido clorhídrico, el objetivo de esto es eliminar los cationes de la unidad y mandarla al drenaje.
7. Enjuague lento, es decir hacer pasar 25 galones por minuto de agua a la unidad catiónica durante un tiempo de 26 minutos, esto se hace para eliminar el ácido que fue inyectado en el paso anterior.
8. Lavado rápido del catión, es decir 125 galones por minuto de agua entran a la unidad catiónica durante 19 minutos, para eliminar el ácido residual, y después mandarla al drenaje.
9. Limpieza del anión, 31 galones por minuto de agua pasan por la unidad aniónica durante 15 minutos a fin limpiarla.
10. Inyección de soda, es decir 25.60 galones por minuto de agua y 1.20 galones por minuto de soda se hacen pasar por la unidad aniónica, durante 37 minutos, esto se hace para eliminarle los aniones a la unidad y luego eliminarla en el drenaje.
11. Enjuague lento, es decir 24.20 galones por minuto de agua caliente a 130°F por 37 minutos se hacen pasar por la unidad aniónica, a fin de eliminar la soda residual que haya quedado en el proceso de inyección.
12. Lavado final, es decir 80 galones por minuto de agua libre de minerales durante 30 minutos se hacen pasar por la unidad aniónica, a fin de eliminar los residuos de soda en el proceso de enjuague lento.

13. Recirculación de 25 galones por minuto de agua cruda se hacen pasar por las unidades catiónica y aniónica, este ya es el proceso final aquí es donde se eliminar todos los sólidos disueltos y en suspensión al agua.
14. El operador de la planta de tratamiento, tomará muestras de la calidad del agua producida y si cumplen con los parámetros establecidos, ésta agua es bombeada al tanque de almacenamiento a fin de ser utilizada en el circuito termodinámico, caso contrario el proceso debe de repetirse hasta que el agua tenga 5.0 mmhos de conductividad, 50 ppb de sílice y 7.50 de Ph.
15. Se debe de monitorear la calidad del agua continuamente

#### **4.1.7 Suministro de combustible**

Este procedimiento se ejecuta con el propósito de mantener una reserva de combustible en los tanques de diario, el encargado de ejecutar dichos procedimientos es el supervisor de combustibles y se realizan 48 horas antes del la ignición del primer quemador.

1. Descarga de bunker de los cisternas hacia el tanque de almacenamiento.
2. Trasegar combustible del tanque de almacenamiento hacia los tanques de uso diario, hasta mantener un nivel aproximado de 9 pies, que equivale a 3700 galones de petróleo, este nivel de combustible en el tanque de diario garantiza un calentamiento uniforme a la temperatura requerida para el bombeo y atomización del combustible.
3. Medición del nivel de los tanques de combustible de diario, para tener un control del consumo de combustible en los quemadores de la caldera.

#### **4.1.8 Habilitar torre de enfriamiento**

Procedimiento a ejecutarse 48 horas antes del arranque de la caldera y el responsable es el supervisor eléctrico. Se habilita el circuito eléctrico de los motores de los ventiladores, motores de las bombas de agua de recirculación y motores de las bombas de pozo. Esto se hace para que cuando se inicie la secuencia de arranque sea fácilmente accionar los motor y reducir el tiempo en las maniobras.

#### **4.1.9 Existencia de refrigerantes**

El responsable de ejecutar este procedimiento es el ingeniero de planta y se verifica 48 horas antes de iniciado el proceso de arranque del primer quemador de la caldera, a continuación se describen los pasos a seguir:

1. Verificar la existencia de Dióxido de carbono, deben de haber en bodega de materiales al menos 15 cilindros de Dióxido de carbono, este gas es empleado para evacuar el aire y actuar como un agente inerte este utiliza antes de cargar con hidrógeno al generador.
2. Verificar existencia de Hidrógeno, deben de haber en bodega de materiales al menos 15 cilindros de hidrógeno con una presión de 2500 psi cada uno. El hidrógeno se utiliza como refrigerante en el generador, a fin de mantener la temperatura de los devanados del generador dentro del rango de operación normal.

#### **4.1.10 Revisar analizador de hidrógeno**

Este procedimiento corresponde al turbogenerador y el responsable de verificar que este procedimiento se cumpla 48 horas antes del arranque es el supervisor eléctrico.

1. Revisar funcionamiento analizador de hidrógeno.
2. Verificar calibración del analizador de hidrógeno.
3. Comprobar lectura en gabinete y monitores de casa de máquinas.

#### **4.1.11 Sellos y chumaceras**

Este procedimiento corresponde al turbogenerador eléctrico, el operador mecánico de la turbina lo debe de ejecutar 48 horas antes de iniciado el proceso de arranque y consiste en poner válvula del tanque de aceite en la posición de sellos y chumaceras, esto indica que al momento de arrancar alguna bomba de aceite del turbogenerador, el aceite circulará tanto hacia los sellos de laberinto como a las chumaceras. La otra opción es la posición hacia los sellos, es decir el aceite solo circulará en los sellos y no en las chumaceras.

#### **4.1.12 Extracción de hidrógeno**

Este procedimiento lo ejecuta 48 horas antes de iniciado el proceso de arranque el operador mecánico del turbogenerador, a continuación se describen los pasos a seguir:

1. Habilitar circuito eléctrico del motor extractor de hidrogeno.
2. Arrancar motor extractor de aceite y verificar ruidos extraños. Esta bomba de lóbulos se utiliza para extraer una mezcla de gases y vapores en la línea de aceite, esto para evitar que el hidrógeno vaya al tanque de aceite del turbogenerador.

#### **4.1.13 Arranque de bombas de lubricación**

Procedimientos a ejecutarse 48 horas antes del inicio del proceso de arranque de la planta, siendo el responsable de dichas actividades el operador mecánico de la turbina.

1. Habilitar circuito eléctrico del motor de la bomba de aceite.
2. Arrancar bomba de aceite de corriente directa en automático.
3. Verificar que presión de descarga esté dentro del rango 50-55 psi.
4. Observar ruidos anormales
5. Habilitar motor de bomba de aceite de sellos y chumaceras de 10Hp.
6. Verificar nivel de aceite en el tanque principal de la turbina.
7. Arrancar motor de bomba de aceite de 10 Hp de modo automático.
8. Verificar presión de descarga esté dentro del rango de 75-80 psi.
9. Sacar de línea bomba de aceite de corriente directa y ponerla en automático, esto se hace para que cuando se tenga una falla o interrupción de la energía eléctrica la bomba de corriente directa entre a línea en automático y así asegurar la lubricación de las chumaceras tanto de la turbina como del generador.



#### **4.1.14 Rotación en giro lento de la turbina**

Procedimiento a ejecutarse 48 horas antes de iniciado el arranque de la planta y el responsable de ejecutarlas es el operador mecánico del turbogenerador, pasos a seguir:

1. Verificar presión de aceite en la línea principal del turbogenerador.
2. Verificar flujo de aceite en mirillas de las chumaceras.
3. Habilitar circuito eléctrico de motor de volteo o giro lento.
4. Arrancar motor de volteo y verificar sentido de rotación. Este procedimiento se realiza para reducir la deflexión del eje de la turbina a fin de que cuando se incremente la velocidad de rotación no haya contacto entre las partes móviles y estacionarias de la turbina, además esto reduce la vibración de la máquina.
5. Revisar que la velocidad de rotación de la turbina esté en 4 r.p.m.
6. Revisar ruidos, rozamientos.
7. Chequear presión, temperaturas de aceite y chumaceras.

#### **4.1.15 Extracción de vapor**

Este procedimiento le corresponde al operador mecánico del turbogenerador y se ejecuta 48 horas antes de iniciado el proceso de arranque. Consiste en habilitar el circuito eléctrico y arrancar el motor de extracción de vapor del sistema de aceite.

#### **4.1.16 Revisar válvulas de enfriamiento**

Procedimiento ejecutado 48 horas antes del arranque por el operador mecánico de la caldera, donde se verifica la apertura de válvulas de agua de enfriamiento en bombas de alimentación, bomba hidráulica de alimentación de bagazo, ceniceros frontales y del precalentador de aire.

#### **4.1.17 Habilitar sistema de control electrónico**

Procedimiento ejecutado 24 horas antes del proceso de arranque por el personal del departamento de instrumentación, el cual habilita todos los mandos y centros de control para la automatización de la planta termoeléctrica.

1. Habilitar circuito eléctrico del sistema electrónico.
2. Habilitar los paneles de control remoto.
3. Habilitar los procesadores de control.
4. Arrancar estación de trabajo principal en la caldera.
5. Arrancar estación de trabajo en casa de máquinas.
6. Arrancar sistema operativo.
7. Habilitar el programa del sistema operativo.
8. Verificar la visualización del sistema operativo en los monitores del centro de control de la caldera y sala de máquinas.

#### **4.1.18 Limpieza de lanzas y boquillas**

Procedimientos a seguir 24 horas antes de iniciado el arranque y el responsable de ejecutarlos es el operador mecánico de la caldera.

1. Verificar estado de lanzas de los quemadores, éstas tienen que estar libres de suciedad y obstrucción de partículas o residuos de *bunker*.
2. Verificar que las boquillas en el extremo de las lanzas sean las grandes, esto se debe a que al momento del arranque de la planta se inicia consumiendo solo petróleo. El tamaño de la boquilla define la cantidad de petróleo a consumir en los quemadores de la caldera, es decir a mayor diámetro de los agujeros internos de la boquilla mayor cantidad de combustible se puede quemar.

#### **4.1.19 Gas propano**

Pasos a seguir 24 horas antes del arranque de la planta, siendo el responsable de las tareas el operador mecánico de la caldera, donde se verifica que la presión en los cuatro cilindros de propano estén en 100 psi, el propano se utiliza como un piloto para poder hacer ignición del petróleo, es decir la ignición al momento de encender los quemadores, por lo tanto al hacer este procedimiento se garantiza tener las condiciones necesarias tanto de presión como de flujo.

#### **4.1.20 Lubricación en la caldera**

Pasos a seguir 24 horas antes del arranque de la planta, siendo los responsables el mecánico de turno, operador mecánico de la caldera, donde se verifica el estado y nivel de los lubricantes en los motores, reductores de velocidad, conductores de bagazo, compresores, bombas de alimentación de agua y bombas hidráulicas.

#### **4.1.21 Sopladores de hollín**

1. Pasos a seguir 24 horas antes del arranque de la planta, donde el operador mecánico de la caldera revisa que las válvulas de vapor de accionamiento de los sopladores de hollín estén cerradas.
2. Revisar que los sopladores de hollín tengan enfriamiento, esto se logra haciendo pasar por una tubería de una pulgada un flujo de aire suministrado por un ventilador, esto se hace para evitar que el soplador se deforme, ante las altas temperaturas que se tienen en la caldera.
3. Revisar que lanza de los sopladores retractíles estén fuera del hogar de la caldera y revisar que el movimiento de carrera de la tubería sea continuo.
4. Habilitar circuito eléctrico de los motores de los sopladores de hollín.

#### **4.1.22 Llenar torre de enfriamiento**

Procedimientos que corresponden a la torre de enfriamiento y el responsable de ejecutarlas es el operador de la planta de tratamiento químico 24 horas antes de iniciado el arranque del primer quemador en la caldera.

1. Cerrar válvulas de drenaje del bacín de la torre de enfriamiento.
2. Cerrar válvulas de drenaje de la línea de descarga de enfriamiento.
3. Cerrar válvulas de purga del condensador.
4. Habilitar electrodos de nivel y celda de nivel.
5. Abrir válvulas de succión y descarga de la bomba.
6. Arrancar bomba de pozo en modo automático y nivel del tanque en 100%.

#### **4.1.23 Lubricación torre de enfriamiento**

Pasos a seguir 24 horas antes de iniciado el proceso de arranque del primer quemador en la caldera, donde el mecánico de mantenimiento verifica el nivel y estado de los lubricantes de los equipos de la torre de enfriamiento, siendo estos los reductores de velocidad, ventiladores y bombas de recirculación de la torre de enfriamiento.

#### **4.1.24 Revisar circuito eléctrico**

Procedimiento a realizarse 24 horas antes de iniciar el proceso de arranque, donde el supervisor eléctrico habilita el circuito eléctrico de los motores de los ventiladores, bombas de alimentación y bomba hidráulica de la caldera, además habilita eléctricamente los variadores de frecuencia de la caldera.

#### **4.1.25 Cargar de CO2 generador**

Procedimiento que corresponde al turbogenerador eléctrico, cuyo responsable de las siguientes actividades es el supervisor mecánico, siguiendo la secuencia de pasos 24 horas antes de iniciado el proceso de arranque de la planta termoeléctrica.

1. Conectar los cilindros de CO<sub>2</sub> al sistema de llenado.
2. Abrir válvula de venteo, esto se hace para desalojar el aire del generador.
3. Abrir válvula de dos vías. En una posición pasa CO<sub>2</sub> y en la otra posición solo hidrógeno, esto dependiendo el caso.
4. Abrir válvula principal del sistema de CO<sub>2</sub>.

5. Abrir válvula del cilindro de CO<sub>2</sub>,
6. Suministrar la suficiente cantidad de dióxido de carbono hasta que el porcentaje de pureza de CO<sub>2</sub> en aire sea de 95%. El dióxido de carbono es un gas inerte que se utiliza para desalojar el aire y gases no condensables en el generador a fin de proveer una atmósfera inerte y poder cargar de hidrógeno al generador, sin ningún riesgo de explosión.
7. Se requieren 4 cilindros de CO<sub>2</sub> de 800 psi, para alcanzar la pureza requerida, además verificar fugas.

#### **4.1.26 Cargar con Hidrógeno el generador**

Pasos a seguir 24 horas antes del arranque de la planta, estos trabajos son realizados por el operador mecánico del turbogenerador.

1. Colocar los cilindros de hidrógeno al sistema de llenado.
2. Cerrar válvulas de los cilindros de CO<sub>2</sub> y válvula principal del sistema CO<sub>2</sub>.
3. Cargar de hidrógeno el generador.
4. Verificar que no hayan fugas de hidrógeno, en el sistema.
5. Abrir válvulas de venteo, válvula principal de recirculación de hidrógeno.
6. Abrir válvula de dos vías.
7. Verificar que válvulas de los pulmones estén cerradas.
8. Chequear que la pureza del hidrógeno esté entre 90% y 95%, en el analizador portátil.
9. Al llegar al 95% de hidrógeno de pureza se cierran las válvulas de venteo, se abren las válvulas de los pulmones, y se cierra la válvula principal, aquí en este punto ya solo se queda llenando el generador con hidrógeno hasta alcanzar una presión de 5 psi en el generador e incrementando la presión de hidrógeno.

10. Normalizar a 14.5 psi de hidrógeno que es la presión de operación normal del turbogenerador.

#### **4.1.27 Activar analizador de hidrógeno**

Habilitar circuito eléctrico del analizador de hidrógeno del gabinete principal, cuando se tenga una pureza del 60% arrancar el analizador de hidrógeno, verificando que no se tengan fugas ni obstrucciones en el panel de mediciones, este procedimiento es ejecutado por el supervisor eléctrico 24 horas antes de iniciado el arranque del primer quemador en la caldera.

#### **4.1.28 Abrir válvulas de purga**

Procedimientos que corresponden al turbogenerador y su responsable es el operador mecánico de la turbina.

1. Abrir válvulas de purgas de la tubería de vapor principal en la turbina.
2. Abrir drenajes y trampas de vapor de las extracciones de la turbina, hacia el condensador. El objetivo de esta maniobra es desalojar todos los gases y el condensado de la línea de vapor principal, a fin de reducir toda posibilidad de arrastre hacia la turbina.
3. Informar al encargado de turno de ésta maniobra.

#### **4.1.29 Apertura de válvulas**

Procedimientos a seguir 24 horas antes de iniciado el proceso de arranque, siendo el responsable de estas tareas el operador mecánico del turbogenerador.

1. Verificar apertura de las válvulas de entrada y salida de los calentadores de agua de la línea de condensados, a fin de evitar contrapresiones en las tuberías.
2. Verificar apertura de las válvulas de entrada y salida de los calentadores de agua de la línea de vapor.
3. Verificar que las válvulas de drenaje de los calentadores de agua estén abiertos y dirigidos hacia la línea del condensador. Estas válvulas cumplen un propósito fundamental desalojar los gases no condensables y el aire que son gases que reducen la transferencia de calor, por lo tanto la eficiencia del sistema.
4. Revisar válvulas de succión y descarga de las bombas de condensados.
5. Habilitar niveles visuales de los calentadores de agua.
6. Verificar posición y presión de aire en las válvulas unidireccionales de las extracciones de vapor de la turbina.

#### **4.1.30 Prueba de las válvulas de control**

Procedimientos que corresponden al turbogenerador ejecutados por el departamento de instrumentación 24 horas antes de iniciado el proceso de arranque de la planta, donde se habilitan y calibran los equipos de control.



1. Probar y calibrar los rangos de operación de las válvulas automáticas de control del sistema de enfriamiento del turbogenerador , a fin de garantizar la operación normal dentro de los límites de temperaturas establecidas.
2. Calibrar rangos de operación de las válvulas automáticas de control de retorno hacia el tanque de almacenamiento y válvulas de alimentación hacia deareador y revisar su funcionamiento en modo automático.
3. Revisar válvulas automáticas de control de nivel de los calentadores a fin de garantizar su operación normal.
4. Verificar modo de operación de las celdas de nivel y medidores de flujo.
5. Calibración de válvulas automáticas, celdas de nivel, medidores de flujo en la caldera.

#### **4.1.31 Breaker excitador dinámico**

Pasos a seguir 24 horas antes del arranque de la planta, El supervisor eléctrico debe cerrar el circuito eléctrico del excitador dinámico y verificar la posición de los fusibles de corriente directa del motor y la libre rotación del motor.

#### **4.1.32 Cerrar válvula de vacío**

Pasos a seguir 24 horas antes del arranque de la planta, ejecutados por el operador mecánico del turbogenerador.

1. Cerrar válvula manual en el condensador, si esta válvula no cierra el vacío necesario para la condensación del vapor no se producirá permitiendo así la presurización de la sección de baja presión de la turbina y esto con resultados negativos para la seguridad de la unidad.

2. Cerrar drenajes de condensados en el condensador.
3. Verificar que los registros del condensador y turbina estén cerrados.

#### **4.1.33 Llenar tanque de condensados**

Procedimientos a ejecutarse 24 horas antes del arranque por el operador mecánico de la turbina.

1. Cerrar válvulas de drenaje de la línea de condensados.
2. Abrir válvulas de pie del nivel visual del *Hotwell* y habilitar celda de nivel.
3. Cerrar registros de inspección del condensador.
4. Verificar que nivel del tanque de almacenamiento de agua desmineralizada esté en 60%.
5. Abrir válvula de relleno al *Hotwell*, regular nivel con válvula automática.
6. Cerrar válvula de relleno al *Hotwell* cuando nivel tenga 50%.

#### **4.1.33 Habilitar área de petróleo**

Procedimientos a ejecutarse 12 horas antes de iniciado el arranque del primer quemador en la caldera y el responsable de hacerlo es el electricista de turno.

1. Habilitar circuito eléctrico de los motores del sistema de trasiego de petróleo.
2. Habilitar circuito eléctrico de calentamiento y bombeo de petróleo, a fin de mantenerlos en disponibilidad.
3. Habilitar calentador eléctrico de petróleo.
4. Hacer pruebas de sistema eléctrico.

#### **4.1.34 Prueba del calentador eléctrico**

Procedimiento a ejecutarse 12 horas antes del arranque y los responsables de verificar estas tareas son el operador mecánico de la caldera en coordinación con el electricista de turno.

1. Abrir válvulas del tanque de diario de petróleo.
2. Abrir válvulas de succión y descarga de la bomba de petróleo a utilizar.
3. Abrir válvulas de entrada y salida del calentador eléctrico.
4. Abrir válvula de retorno para evitar que petróleo pase por los trenes del quemador.
5. Arrancar bomba de petróleo.
6. Arrancar calentador eléctrico.
7. Monitorear temperatura y presión del petróleo.
8. Sacar de línea calentador eléctrico.

#### **4.135 Subestación eléctrica**

Procedimientos a seguir 12 horas antes del arranque de la planta, siendo el responsable de estas tareas el supervisor eléctrico.

1. Revisar OCB (*oil circuit breaker*), verificar cierre y apertura del circuito eléctrico.
2. Revisar el transformador de alta tensión de 69 Kv.
3. Revisar transformador de 13.8 Kv.
4. Revisar que puesta a tierra esté deshabilitado.
5. Habilitar los seccionadores de barra y línea, estos permiten el paso de corriente hacia las líneas de transmisión del sistema eléctrico nacional.

#### **4.1.36 Calentamiento de petróleo**

Procedimiento a ejecutarse 06 horas antes del arranque del primer quemador de la caldera, siendo el responsable el operador mecánico de la caldera.

1. Arrancar bomba de petróleo.
2. Estrangular válvula de retorno para que el petróleo pase por los trenes de los quemadores, este procedimiento se ejecuta cuando la temperatura del petróleo haya aumentado y esté caliente con lo cual es más fácil bombearlo hacia los quemadores.
3. Abrir las válvulas de retorno de cada quemador.
4. Verificar que la presión y temperatura del petróleo sean de 100 psi y 160°F respectivamente en cada quemador, comprobar éstas lecturas con los datos en los monitores remotos.

#### **4.1.37 Habilitar bombas de alimentación**

Procedimiento a realizarse 03 horas antes de iniciar con el arranque de la caldera, cuyo responsable es el supervisor eléctrico.

1. Habilitar sistema eléctrico de bombas de alimentación de la caldera 6.
2. Revisar arranque remoto de las bombas de alimentación.
3. Revisar mediciones de temperatura cojinetes y motor.
4. Chequeo de rotación libre de motor y bomba, esto para verificar que no está atrancado el conjunto, a fin de evitar sobrecargas.

#### **4.1.38 Dosificación de químicos caldera**

1. Preparar 1 galón de *Conquord* FP, este producto químico se utiliza para mantener el potencial de hidrógeno (Ph) dentro de los límites establecidos de operación entre el rango 8.6-9.2
2. Preparar 0.5 galones de *Conquord* 3470, este producto se utiliza para eliminar el oxígeno disuelto en el agua de alimentación hacia la caldera, manteniendo un límite de 30 partes por billón como máximo.
3. Preparar 0.5 galones de *Boiler-Guard*, este químico se utiliza para mantener los fosfatos dentro de los límites establecidos, entre el rango de 2-4 partes por millón. Este procedimiento se efectúa antes de que se meta a línea el primer quemador, para que cuando se tenga demanda de vapor ya los rangos de operación del agua de alimentación estén dentro de los límites establecidos.

#### **4.1.39 Arrancar bomba de enfriamiento**

Procedimientos a seguir 01 hora antes del arranque, siendo los responsables de estas tareas el supervisor eléctrico y el mecánico de mantenimiento.

1. Abrir válvulas de succión y descarga de bomba de recirculación de 200 HP.
2. Revisar nivel de aceite cojinetes de bomba de recirculación.
3. Verificar nivel de aceite reductor de velocidad.
4. Verificar que nivel de torre de enfriamiento este arriba de 70%.
5. Abrir válvula de alivio o desalajo de gases.
6. Arrancar bomba de recirculación y escuchar ruidos extraños y temperaturas.

7. Verificar que presión de descarga en el manómetro debe estar entre 10-14 psi, además chequear flujo de agua en pantalla debe de estar en 9000 g.p.m.

#### **4.1.40 Verificar sistema de enfriamiento**

Procedimientos a realizarse 01 horas antes del arranque de la planta, siendo el responsable de estas tareas el operador mecánico de la caldera.

1. Revisar que el sistema de enfriamiento de las bombas de alimentación de la caldera estén habilitados.
2. Habilitar enfriador de aceite de la bomba hidráulica de bagazo.
3. Habilitar sistema de enfriamiento hacia toma muestras de agua la caldera.
4. Habilitar válvulas de agua hacia ceniceros de la caldera.

#### **4.1.41 Ajustar temperatura de petróleo**

Procedimientos a realizarse 01 hora antes del arranque del primer quemador de la caldera y están involucrados en estas tareas el operador de pantallas y operador mecánico de la caldera y consiste en verificar que la temperatura y presión del petróleo esté arriba de 160°F y 100 psi.

#### **4.1.42 Revisar circuito de propano**

1. Verificar que circuito de propano esté habilitado.
2. Revisar que las válvulas de los cilindros de propano estén abiertas.

3. Revisar que los reguladores de presión estén habilitados y con una presión de 20 psi y 5 psi entrando a cada quemador.
4. Revisar que las válvulas de bola en cada quemador estén abiertas.
5. Revisar fugas y condiciones anormales.

#### **4.1.43 Habilitar variadores de frecuencia**

1. Procedimientos a seguir en el momento del arranque del primer quemador de la caldera, siendo el responsable de esta actividad el electricista de turno el cual deberá habilitar el circuito eléctrico de los variadores de frecuencia.
2. Chequear voltaje 480 voltios en cada variador de frecuencia.
3. Chequear comunicación o señal entre los variadores y monitores remotos.
4. Chequear que los variadores de frecuencia estén en automático, ya que el arranque de estos es remoto.
5. Prueba de los variadores de frecuencia, es decir arrancar variadores de frecuencia, verificar rotación y velocidad de los ventiladores forzado, inducido y ventiladores de petróleo de la caldera.
6. Revisar condiciones de alarma y fallas en el equipo.

#### **4.1.44 Arranque de ventiladores**

Procedimientos ejecutados por el operador de pantalla de la caldera en coordinación con el operador mecánico de la caldera, a continuación se describen los pasos a seguir:

1. Verificar que los controles de la caldera estén de modo automático.
2. Verificar los puntos de referencia de el tiro inducido, tiro forzado, apertura de las rejillas de los ventiladores en automático, nivel de la caldera, etc.

3. Arrancar ventilador inducido 1 y ventilador forzado 1.
4. Arrancar ventilador inducido 2 y ventilador forzado 2. Como norma de operación es necesario arrancar primero el ventilador inducido, esto para evitar presurización del hogar de la caldera.
5. Verificar ruidos y rozamientos anormales.
6. Verificar que el voltaje y amperaje de los motores estén dentro del rango de operación normal.

#### **4.1.45 Preparar quemador**

Pasos a seguir para la puesta en marcha del quemador de la caldera, siendo el responsable el operador mecánico de la caldera.

1. Meter lanza a quemador y verificar sello en las caras de las válvulas.
2. Abrir válvulas de vapor de atomización y válvulas de petróleo.
3. Cerrar drenajes de limpieza quemador.
4. Cerrar válvula de retorno del quemador a meter a línea, esto impide que el petróleo retorne al tanque de almacenamiento diario, manteniendo así una presión en el quemador de 110 psi.
5. Ajustar nivel de agua del domo superior preferiblemente a la mitad, para esto verificar nivel visual, electrodos de nivel y comprobar con la celda de nivel.
6. Abrir válvulas de aire comprimido para la línea de atomización hacia los quemadores, durante el arranque inicial el combustible se atomizará con aire y en operación normal la atomización es con vapor.



#### **4.1.46 Abrir venteo manual**

1. Abrir válvula manual de venteo, ésta es una válvula de protección de la caldera y se utiliza para evacuar las elevadas presiones en la caldera y en el arranque inicial de la caldera actúa como un paso de vapor hacia la atmósfera para refrigerar la tubería.
2. Abrir válvula de venteo automático 100%, ésta cumple la misma función que la válvula de venteo manual, la única diferencia es el método de accionamiento ya esta es por aire a presión.

#### **4.1.47 Iniciar barrido**

Pasos a seguir para evacuar los gases acumulados en la caldera, este procedimiento es ejecutado por el operador de pantallas de la caldera.

1. Revisar permisos de la caldera, es decir el sistema de control verifica que no haya alta presión de vapor en la caldera, alta presión de gases, que los ventiladores tanto inducidos como forzados estén en línea, revisa también nivel de la caldera, presión de aire de combustión, además el sistema de control de la caldera verifica la presión del aire de instrumentación, ésta última es utilizada para el accionamiento de los equipos neumáticos del sistema, si estas condiciones no se cumplen no se puede hacer el barrido de los gases.
2. Revisar los permisos de los quemadores, aquí debemos de revisar que las presiones y temperaturas del petróleo estén dentro del rango permitido, es decir 150-250 psi y 160°-260°F. Además debemos de verificar la cantidad del flujo que circula en la línea de combustible siendo esta un mínimo de 4 galones por minuto.

3. Restablecer sistema desde pantalla, el procedimiento a seguir es presionar un botón en el sistema de arranque el cual permite eliminar todas las alarmas o condiciones anormales anteriores al arranque.
4. Hacer el barrido, este paso consiste en abrir los *dampers* de los ventiladores para desalojar los gases de la combustión del hogar de la caldera a fin de reducir explosiones o contra fogonazos al momento de iniciar el arranque del quemador, este procedimiento dura aproximadamente 30 segundos, permitiendo evacuar los gases hacia la chimenea.

#### **4.1.48 Arrancar quemador**

Pasos a seguir para la puesta en marcha del primer quemador de la caldera, para esto seguir las siguientes recomendaciones.

1. Al haber terminado de hacer el barrido de la caldera, se debe de abrir manualmente la válvula automática del combustible 10% para el encendido rápido.
2. El flujo de aire de combustión se manejará manualmente suministrando un flujo aproximado del 20%, a fin de evitar que la llama se apague por exceso de aire.
3. Arrancar quemador y observar que se de la ignición primaria utilizando para esto el propano, 15 segundos después deberá hacerse la transferencia del propano al petróleo, manteniéndose así la combustión continua.
4. Automatizar el control de aire para la combustión, aquí el control mantiene una relación de aire y combustible adecuada a fin de tener una combustión eficiente.

5. Como es un arranque en frío la presión de la caldera debe de incrementarse gradualmente siguiendo una curva de arranque, manteniendo así ciertas condiciones de operación para no variar la temperatura del domo en más de 100°F en una hora, esto es para garantizar un calentamiento uniforme, reduciendo así los esfuerzos térmicos de la tubería de la caldera.

La curva de arranque siguiente define el tiempo en horas necesario para incrementar cierto gradiente de presión a fin de mantener las condiciones de operación dentro de los rangos permisibles.

**Tabla I. Curva de arranque caldera 6**

<i>TIEMPO</i>	<i>PRESION</i>	<i>GRADIENTE</i>
<i>h</i>	<i>DOMO</i>	<i>PRESION</i>
<i>h</i>	<i>PSIG</i>	<i>PSIG/MIN</i>
0.00	0.00	0.00
0.50	5	0.20
1.00	20	0.50
1.50	60	1.30
2.00	125	1.30
2.50	225	4.10
3.00	380	5.20
3.50	600	7.30
4.00	900	10.00

**Fuente: Operators Manual. General Electric, pag.64**

#### **4.1.49 Habilitar sistema de atemperación**

Pasos a seguir para la puesta en línea del sistema de atemperación, esto generalmente se ejecuta desde los monitores remotos en el panel de calderas y debe de haber cierta coordinación entre los operadores de pantalla de la caldera, operador mecánico de la caldera y operador mecánico del turbogenerador.

1. Abrir válvulas de pie línea de atemperación.
2. Abrir válvula automática de atemperación.
3. Adicionar agua a la tubería de sobrecalentamiento. Esto se hace para mantener lleno de agua la tubería de sobrecalentamiento y así evitar daños y roturas en el sistema de sobrecalentamiento.
4. Revisar accionamiento automático de la válvula de control.

#### **4.1.50 Sostenimiento del nivel de la caldera**

Pasos a seguir para mantener el nivel de agua en la caldera, siendo los encargados de esta labor el operador de pantalla en coordinación con el operador mecánico de la caldera.

1. Rellenar caldera con bomba de emergencia dependiendo de la demanda de agua, manteniendo el nivel a la mitad del domo superior.
2. Monitorear nivel desde panel del operador.
3. Revisar que válvula de purga de fondo esté cerrada.
4. Revisar que válvulas de los cabezales estén cerradas.

#### **4.1.51 Levantar vacío turbogenerador**

Pasos a seguir cuando la presión de vapor en la caldera esté cercana a 200 psi, este procedimiento lo ejecuta el operador mecánico del turbogenerador, en coordinación con el operador de pantalla de la caldera.

1. Verificar que válvula de rompe vacío esté cerrada.
2. Verificar que la presión de vapor en la caldera esté en 200 psi.
3. Verificar que la válvula central de la caldera esté cerrada.
4. Abrir válvulas de agua de enfriamiento y revisar nivel del tanque de sellos.
5. Arrancar bomba de vacío de 30 caballos de potencia, este procedimiento se realiza generalmente antes de que se abra la válvula central de la caldera a fin de que ya se tenga vacío en el condensador cuando el vapor circule por el.
6. Desalojar aire del enfriador de la bomba de vacío para facilitar el arranque.
7. Verificar que vacío se mantenga en 20 pulgadas de mercurio.
8. Habilitar y arrancar eléctricamente bomba de condensados (Hotwell).

#### **4.1.52 Abrir válvula central de caldera**

A determinada presión la válvula principal de la caldera debe de abrirse, a fin de evitar variaciones bruscas de presión de vapor y nivel de agua en la caldera, a continuación se describen los pasos a seguir:

1. Verificar que las purgas de la línea de vapor principal hacia la turbina estén abiertas, a fin de que cuando se abra la válvula central, el condensado en la línea o cualquier posible arrastre sea eliminado hacia el drenaje.
2. Verificar que válvula de parada del turbogenerador esté cerrada.

3. Verificar que las válvulas de control de la turbina estén cerradas.
4. A 200 psi de presión en la caldera, abrir gradualmente válvula central de la caldera, la apertura de la válvula debe ser lenta para evitar oscilaciones de nivel.

#### **4.1.53 Arranque de bomba de aceite**

1. Arrancar bomba auxiliar de aceite de 30 Hp de modo automático y verificar que la presión de descarga sea de 150 psi.
2. Parar bomba de aceite de 10Hp y colocarla de modo automático, estas disposiciones son para asegurar un suministro de aceite continuo cuando haya una caída de presión o una interrupción de la energía eléctrica.
3. Verificar el flujo de aceite en las mirillas de las chumaceras y sellos de aceite del turbogenerador.
4. Procedimiento a ejecutarse cuando la presión en la caldera sea de 200 psi.

#### **4.1.54 Liberar turbina y *Master lock out***

Pasos a seguir cuando la presión de vapor en la caldera sea de 200 psi, estos procedimientos los debe de realizar el operador mecánico y operador eléctrico del turbogenerador.

1. Verificar que la presión de aceite en las chumaceras y gobernador de la turbina sean de 30 psi y 150 psi.
2. Revisar que motor de giro lento esté en línea.
3. Revisar que turbina esté en rotación.
4. Verificar que nivel de agua en la caldera este a la mitad.
5. Revisar que los drenajes de la línea de vapor principal estén abiertas.

6. Revisar que las válvulas de control de la turbina estén cerradas.
7. Liberar turbina, es decir eliminar todas las condiciones de alarma que pudieran evitar que la turbina pueda iniciar su rotación y funcionamiento normal, esto permite abrir la válvula de parada, si las condiciones anteriores no se cumplen la válvula de parada no abrirá y no se podrá rotar la turbina con vapor.
8. Cerrar circuito eléctrico o *master lock out* del turbogenerador, este es un interruptor o mecanismo de protección de apertura y cierre el cual se abre cuando una o más condiciones de operación se salen del rango de funcionamiento normal, es decir se deben de cumplir ciertas condiciones para que éste interruptor pueda cerrarse. Las causas que provocan el disparo o apertura del interruptor son: Sobre corriente, potencia inversa, sobre velocidad de la turbina, disparo manual, alto nivel en la caldera y bajo vacío.

#### **4.1.55 Precalentar válvulas de control turbina**

Pasos a seguir cuando la presión de vapor en la caldera sea de 200 psi.

1. Revisar que válvulas de control de la turbina estén cerradas
2. Ver que válvula de parada de la turbina esté abierta.
3. Calentar la carcasa de la turbina permitiendo que un flujo de vapor pase por ellos, este calentamiento debe ser gradual a fin de permitir el calentamiento uniforme de las válvulas y partes de la turbina, además se debe de mantener una condición impuesta por el fabricante de no incrementar la temperatura del metal a más de 500°F en una hora, esto para reducir toda posibilidad de distorsión, ésta temperatura se puede controlar abriendo o cerrando la válvula de parada de la turbina.

#### **4.1.56 Atomización con vapor en la caldera**

Pasos a seguir cuando la presión en la caldera sea de 250 psi y al menos haya un quemador en línea en la caldera.

1. Abrir drenajes y verificar funcionamiento de las trampas de vapor.
2. Abrir válvula manual de 800 a 200 psi.
3. Habilitar válvula automática de reducción de presión de 800 a 200 psi y trabajarla en automático.
4. Cambiar atomización de aire por atomización de vapor en los quemadores, abriendo válvulas de vapor y cerrando las válvulas de aire, esto permite que la caldera sea autónoma y la combustión sea más eficiente.
5. Cambiar calentamiento de petróleo, de calentador eléctrico a calentamiento a vapor.
6. Deshabilitar calentador eléctrico.
7. Cambiar tanque de almacenamiento de petróleo de diario, para garantizar el suministro del combustible.

#### **4.1.57 Acondicionar parámetros caldera**

1. Incrementar presión de la caldera de acuerdo a la curva de arranque y mantener parámetros de diseño para iniciar la rotación de la turbina, siendo éstas 750 psi de vapor y 750°F entrando a la turbina.
2. Verificar mediante el color de la llama derrame de petróleo o mala combustión, revisar por medio de los registros posibles fugas de agua, etc.
3. Suministrar agua de alimentación a la caldera dependiendo de la demanda, para esto utilizar la bomba principal de alimentación, ya que el de flujo de agua se ha incrementado.



#### **4.1.58 Arrancar motores torre de enfriamiento**

Pasos a seguir para la puesta en marcha de los equipos de la torre de enfriamiento:

1. Revisar válvulas de succión y descarga estén abiertas.
2. Revisar nivel de aceite de cojinetes y reductor.
3. Abrir válvula de retorno hacia bacín de torre, para desalojar los gases y aire en la succión de la bomba.
4. Arrancar bomba de recirculación 3, verificar presión de descarga esté en 30 psi y un flujo de agua de enfriamiento de 17500 galones por minuto.
5. Parar bomba de recirculación 1 o 2, dependiendo cual esté en línea.
6. Arrancar ventiladores de torre de enfriamiento, estos se utilizan para enfriar el agua de enfriamiento a fin de que retorne al sistema con una temperatura de 90°F.

#### **4.1.59 Autorización para entrar línea**

Antes de iniciar la rotación de la turbina con vapor el operador de casa de máquinas debe de pedir la autorización al centro de despacho D-1, para poder sincronizar y entrar a generar energía eléctrica con el turbogenerador, a fin de que con tiempo ellos puedan hacer las regulaciones necesarias en el sistema de generación de energía. Informarle al centro de despacho mayorista de la capacidad, tiempo estimado para entrar a línea y la empresa generadora.

#### **4.1.60 Rotación de la turbina**

Procedimientos necesarios para la puesta en marcha de la turbina, el encargado de estos procedimientos es el operador mecánico de la turbina.

1. Verificar que la temperatura de la sección de baja presión de la turbina sea menor a 225°F.
2. Verificar que la presión y temperatura de vapor estén dentro de los rangos establecidos, es decir 750 psi y 750°F de temperatura.
3. Verificar que la bomba de aceite del turbogenerador esté en línea y con una presión de descarga de 150 psi, además ver que haya flujo de aceite en las mirillas de cada chumacera.
4. Sacar de línea enfriador de aceite, es decir cerrar válvulas de entrada y salida del agua de enfriamiento para mantener una temperatura mayor a 130°F, esto se hace para tener la viscosidad adecuada del aceite y no esté muy frío.
5. Abrir válvulas de control o de incremento de velocidad gradualmente y ajustando la velocidad a 500 revoluciones por minuto, esto se hace verificando el tacómetro digital y manteniéndose con esa velocidad por 30 minutos ya que es un arranque en frío, ésta es una condición necesaria para reducir la deflexión del eje de la turbina.
6. Parar motor de giro lento, ya que éste se desengancha al tener una velocidad de 20 r.p.m, pero queda en línea.
7. Si ocurre algún disparo o falla de energía eléctrica, después de 15 minutos de rotación con vapor a 500 revoluciones, el arranque será en caliente.

#### **4.1.61 Fijar velocidad de turbina**

1. Verificar que temperatura de aceite esté en 130°F.
2. Incrementar velocidad de la turbina a razón de 120 revoluciones por minuto, este es un procedimiento de arranque en frío, es decir cuando la turbina ha estado parada por más de 12 horas. En un arranque en caliente después de un disparo el incremento de velocidad será de 360 revoluciones por minuto.
3. Al llegar a las velocidades críticas de la turbina, que son 1800 r.p.m. y 2700 r.p.m. el incremento de velocidad deberá ser más rápido de lo normal, a fin de reducir la vibración por resonancia de la máquina a éstas velocidades.
4. Fijar la velocidad nominal de la turbina a 3600 r.p.m.
5. Poner en servicio el enfriador de aceite, abriendo las válvulas de entrada y salida del agua de enfriamiento.
6. Arrancar las bombas *Booster*, éstas bombean agua a los enfriadores de hidrógeno, a fin de mantener por debajo de 175°F la temperatura de los devanados del generador.

#### **4.1.62 Arrancar bomba de alimentación caldera**

1. Verificar que nivel de agua del desaireador esté en 50% y su temperatura en 90°F. Esto se hace verificando el nivel visual o desde los monitores en el centro de control.
2. Verificar que posición de las válvulas en la línea de agua de alimentación hacia la caldera sean las correctas, a fin de evitar una sobre presión que pueda dañar los empaques o válvulas.
3. Verificar lubricación y enfriamiento en el sistema bomba y motor.
4. Abrir válvula automática de recirculación hacia el desaireador.

5. Arrancar bomba de alimentación de caldera, observando que la presión descarga esté en 1300 psi y con un flujo que dependerá del nivel de la caldera y el consumo de vapor en la turbina.
6. Observar ruidos, rozamientos y temperaturas anormales.

#### **4.1.63 Levantar voltaje y frecuencia**

1. Verificar condiciones de operación de la caldera y turbogenerador.
2. Cerrar breaker de campo de excitatriz estática o dinámica según caso.
3. Arrancar excitatriz estática, es decir aplicar un voltaje de 120 voltios de corriente directa al turbogenerador a fin de generar en el rotor un campo magnético, para recobrar la remanencia del turbogenerador.
4. Habilitar ACM y verificar que el voltaje de la máquina este en 13.8Kv, para esto graduar el voltaje con el regulador de voltaje.
5. Habilitar el panel de sincronismo, para verificar lecturas en el voltímetro, frecuencímetro y el sincronoscopio.
6. Cerrar breaker principal del turbogenerador, siempre y cuando la frecuencia de la máquina sea de 60 hertz y la aguja del sincronoscopio esté en el punto neutral, esto nos indica que ya estamos en fase con la empresa eléctrica.
7. Comprobar lecturas en ACM con los instrumentos análogos. Es decir monitorear la corriente, voltaje, carga eléctrica, factor de potencia en los monitores coincidan con la de los instrumentos análogos.
8. Tomar carga entre 0.5 Mw y 1.0 Mw

#### **4.1.64 Ajustar sellos de vapor**

Habilitar regulador de sellos de vapor, ajustando la presión a 2 psi, es decir mantener una presión de vapor en los extremos de la carcaza y eje de la turbina a fin de evitar entradas de aire al sistema en el extremo del condensador y evitar fugas de vapor en el lado de alta presión de la turbina.

#### **4.1.65 Incrementar carga turbogenerador**

Para incrementar carga en el turbogenerador es necesario verificar que ciertos parámetros estén dentro del rango permitido por el fabricante.

1. Verificar presión y temperatura estén en 750 psi y 750°F entrando a la turbina, esto garantiza que en ningún momento el vapor lleve humedad y por tanto dañar las partes móviles de la turbina.
2. Incrementar carga a 2.0 Mw y permanecer así hasta que la temperatura de la sección de baja presión de la turbina sea menor a 150°F, esto evita el incremento anormal de la temperatura de ésta sección, reduciendo así toda posibilidad de distorsión de la carcaza de la turbina.
3. Parar bomba de aceite de 30 caballos de potencia y dejarla en posición automático, esto garantiza que al haber baja presión de aceite en la línea un *switch* de presión accionará la bomba y entrará a línea.
4. Ajustar presión de agua a 10 psi en la cámara de atomización( *spray chamber* ), esto para crear un vacío en la tubería y garantizar un desalojo del vapor que pasa por los sellos de alta, intermedia y baja presión de la turbina.

5. Incrementar carga en el generador a razón de 1 Mw cada 10 minutos; este procedimiento se hace debido a que es un arranque en frío y para evitar oscilaciones en el nivel de agua, reducir las variaciones de presión en la caldera y reducir los esfuerzos térmicos. En la tabla 2, se describe los rangos permisibles, donde a cada presión y temperatura de vapor de entrada a la turbina le corresponde cierta carga eléctrica en el turbogenerador.

**Tabla II. Incremento de carga eléctrica en el turbogenerador**

<i>Carga</i>	<i>Presión</i>	<i>Temperatura</i>
<i>MW</i>	<i>Entrada</i>	<i>Entrada</i>
	<i>PSI</i>	<i>F</i>
-	780	700
2.50	780	720
5.00	780	740
7.50	790	760
10.00	800	780
12.50	800	800
15.00	810	820
17.50	810	840
20.00	820	860
22.50	820	880
25.00	830	890
27.50	850	900
30.00	850	900

**Fuente: Operators Manual. General Electric. Pag 149**

7. Cerrar las purgas y drenajes de la línea de vapor principal cuando la carga del generador sea de 5.0Mw esto garantiza que el vapor frío sea desalojado de la tubería.

8. Hacer la transferencia de auxiliares del la planta, es decir la energía consumida durante el arranque inicial es suministrado por la empresa eléctrica y a 5.0 Mw el sistema puede ser independiente y autónomo por lo que el generador puede suministrar la energía consumida por todos los equipos auxiliares, esto se consigue cerrando el interruptor de auxiliares y abriendo el interruptor de la barra de arranque.
9. Arrancar bomba de vacío auxiliar.

#### **4.1.66 Cerrar válvulas de venteo caldera**

Para que este procedimiento pueda realizarse debe de haber coordinación entre el operador de pantalla de la caldera y operador de pantalla del turbogenerador.

1. Cerrar manualmente válvula automática *Valtek* de alivio de presión de la caldera, ésta se cierra generalmente cuando ya se tiene 2.0 Mw de carga eléctrica en el turbogenerador, esto garantiza un flujo de vapor circulando por los sobrecalentadores de convección y radiación a fin de refrigerarlos, permitiendo así mantener la temperatura del vapor dentro de los límites de operación.
2. Cerrar válvula de venteo manual, esta se cierra generalmente cuando la producción de vapor en la caldera sea de 10 mil libras, a fin de mantener un flujo de vapor constante hacia los sobrecalentadores de la caldera.

#### **4.1.67 Incrementar presión en caldera**

1. Incrementar presión de vapor de la caldera, ajustando el flujo de petróleo quemado, dependiendo de la presión, temperatura del vapor y la carga eléctrica en el turbogenerador.
2. Meter a línea segundo quemador cuando la carga del turbogenerador esté en 8.0Mw e incrementar presión siguiendo la curva de arranque de la caldera.
3. Cuando la carga del turbogenerador sea de 15.0Mw, hacer el cambio de bombas de alimentación; es decir meter a línea la bomba principal de alimentación 2 y sacar de operación la bomba auxiliar 1, la razón de esto es que a mayor carga en el turbogenerador mayor será la demanda de presión y caudal de agua de alimentación.
4. Habilitar o abrir válvula de purga continua, a fin de que cuando los parámetros químicos de la caldera se normalicen se pueda entonces controlar los sólidos disueltos y en suspensión del agua de la caldera.

#### **4.1.68 Completar carga del generador**

Para que estos procedimientos se puedan ejecutar debe de haber una íntima comunicación entre los operadores de caldera y turbogenerador a fin de definir los parámetros de operación y carga de la máquina.

1. Normalizar los parámetros de vapor en la caldera, es decir 885 psi, 900°F de vapor y verificar nivel de agua.
2. Completar carga del turbogenerador a 26.0Mw que es la capacidad nominal del generador.



3. Informar al centro de despacho D-1, de que se completo la generación eléctrica.
4. Normalizar los parámetros de operación en la caldera. Presión, temperatura, puntos de referencia de los ventiladores forzados e inducidos, nivel de agua, etc.
5. Normalizar los parámetros de operación del turbogenerador. Es decir presión de vapor en las extracciones, niveles de agua en los calentadores, nivel del tanque de condensados *Hotwell*.
6. Normalizar parámetros eléctricos en el generador. Normalizar factor de potencia, reactiva y voltaje del generador.

#### **4.1.69 Arranque caldera con bagazo**

Este procedimiento es valido solo en tiempo de Zafra, es decir en el periodo de molienda de la caña de azúcar, que es cuando se generan grandes cantidades de bagazo disponible para el consumo en la caldera, los involucrados para que este procedimiento se pueda ejecutar son el operador de pantalla y operador mecánico de la caldera.

1. Habilitar circuito eléctrico ventiladores *over fire*, conductores de bagazo, mesa de bagazo y nivelador de bagazo.
2. Habilitar circuito cerrado de las cámaras, éstas cámaras se utilizan para observar la cantidad de bagazo, tramos vacíos, sobrecarga, tablillas dobladas o algún problema en los conductores de bagazo, esto permite al operador hacer las correcciones necesarias para evitar oscilaciones de presión en la caldera.

3. Arrancar ventiladores sobre fuego 1 y 2 de la caldera, ajustando a un 20% la apertura de las rejillas de la parrilla a fin de proveer un flujo de aire de refrigeración a la parrilla estacionaria de la caldera.
4. Cuando se tenga de 5.0 a 8.0 Mw de carga en el turbogenerador, es necesario dar inicio al arranque y rotación de los conductores de bagazo, siguiendo la secuencia de operación normal; es decir el arranque secuencial es arrancar los conductores C5-C6-C10-C12-C11-mesa de bagazo-nivelador-C9.
5. Verificar enfriamiento y arrancar bomba hidráulica de los alimentadores de bagazo y a 10.0 Mw empezar a quemar bagazo en la caldera, iniciando con un porcentaje mínimo del 20% hasta un máximo de 90%, esto depende de la capacidad de molienda del ingenio y de la existencia en bagacera.
6. Ajustar presión de aire forzado y rejillas de la parrilla dependiendo del porcentaje de bagazo quemado en la caldera, asegurando así una buena relación de aire y combustible manteniendo para ello un exceso de oxígeno, que oscila en el rango de 2.50-3.50% de oxígeno que es el punto donde se tiene la mayor eficiencia de combustión en la caldera, este parámetro se obtiene de analizar los gases de combustión a la salida de la caldera.

#### **4.2 Procedimientos de arranque en caliente**

Los procedimientos de arranque en caliente definen las medidas o pasos a seguir cuando se tiene un disparo, define cuales son los equipos que necesitan mayor atención, quienes son los responsables de ejecutar los procedimientos y como restablecer las condiciones normales de operación de la planta cuando la falla o parada de los equipos dura menos de 12 horas. Dentro de los factores que afectan el funcionamiento de la planta termoeléctrica se pueden subdividir en disparos o interrupciones que provocan una reducción de la generación de energía eléctrica y los que provocan la interrupción total del proceso.

#### **4.2.1 Disparos que provocan reducción de carga**

Los procedimientos de reducción de carga definen los pasos a seguir cuando se tienen interrupciones o disparos parciales que provocan una reducción de la carga eléctrica en el turbogenerador, dentro de los disparos que disminuyen únicamente la generación de electricidad están:

1. Disminución de la presión de vapor en la caldera, éstas variaciones se deben a las siguientes fallas o condiciones anormales:
  - Disparo de un quemador.
  - Variaciones en la humedad del bagazo de la caña de azúcar
  - Disparo del sistema de alimentación de bagazo.
  - Disparo de algún ventilador de la caldera.
  
2. Variaciones de frecuencia eléctrica en la red, ocurre por factores externos y depende de la empresa eléctrica la normalización de este parámetro.
3. Disparo de un ventilador en el sistema de enfriamiento.
4. Bajo vacío en el condensador, provocando un incremento en la presión en la última etapa de la turbina.

##### **4.2.1.1 Disparo parcial de la planta**

Los procedimientos de reducción de carga definen los pasos a seguir, cuando se tienen interrupciones parciales que disminuyen la capacidad de generación de electricidad.

1. Identificar el significado de la alarma en el cuarto de control de la caldera y turbogenerador, es decir reconocer que es lo que está pasando en la planta y definir en que afecta el disparo al sistema, antes de tomar las acciones correctivas al proceso.
2. Si el disparo o falla es parcial, una de las medidas inmediatas es reducir gradualmente la carga eléctrica en el turbogenerador dependiendo del nivel de agua en la caldera, flujo, presión y temperatura de vapor de la caldera, hasta estabilizar el proceso, siendo 750 psi y 750°F las condiciones mínimas de vapor de operación confiable de la turbina.
3. Informar al centro de despacho mayorista de las maniobras de reducción de generación de energía eléctrica y la causa de la misma.
4. Identificar, corregir la falla y restablecer el funcionamiento de la planta.
5. Incrementar gradualmente la presión de vapor en la caldera aumentando el consumo de petróleo y bagazo, dependiendo de la carga en el turbogenerador.
6. Incrementar carga eléctrica en el turbogenerador, tomando como referencia los parámetros de operación de la caldera y turbogenerador:
  - El nivel de agua en la caldera debe estar a la mitad del domo superior.
  - Las condiciones mínimas de operación de la turbina son 750 psi y 750°F de presión y temperatura de vapor.
  - La temperatura de la sección de baja presión de la turbina debe ser menor a 150°F de temperatura.
  - El vacío en el turbogenerador debe ser mayor a 25.4 pulgadas de mercurio.
  - Temperaturas de las chumaceras menor a 150°F.

7. El incremento de carga en el turbogenerador se debe hacer según la curva de arranque y en la cantidad requerida por el despacho mayorista D-1.
8. Notificar al centro de despacho mayorista, de que ya se restablecieron las condiciones de operación en la planta termoeléctrica.

#### **4.2.2 Interrupción total del proceso**

Los procedimientos de arranque en caliente definen los pasos o medidas a tomar en cuenta cuando se tienen disparos que interrumpen completamente el proceso de generación de electricidad, para esto se define una secuencia lógica siguiendo normas de seguridad y recomendaciones del fabricante de los equipos y maquinaria a fin de restablecer de una manera ordenada y lógica las condiciones de operación de la planta, las causas que provocan la interrupción total del proceso están:

1. Falla en el sistema de alimentación de agua, esto provoca una disminución súbita del nivel del domo de la caldera, esto generalmente provoca el disparo de la planta como medida de protección a fin de evitar grietas, fugas y daño en la tubería de la caldera.
2. Alto nivel de agua en la caldera, provoca un disparo total de la planta y es una medida de protección para la turbina a fin de evitar arrastres de agua hacia el turbogenerador.
3. Disparo de los quemadores, esto provoca el disparo total de la planta y ocurre generalmente cuando las condiciones de operación se salen del rango de operación normal, entre las causas que provocan disparo de los quemadores están:

- Alta presión de vapor, la caldera cuenta con un sistema de protección contra elevadas presiones el cual consta de un switch de presión que está calibrado a 905 psi, el cual abre un circuito eléctrico cuando la presión sobrepase ese rango disparando los quemadores y sistema de alimentación de bagazo, provocando con ello una disminución progresiva de la presión de vapor, disparándose posteriormente el turbogenerador.
  - Baja presión de vapor de atomización, los quemadores se disparan cuando la presión de vapor de atomización disminuye a 150 psi, esto con el propósito de evitar una combustión incompleta del petróleo, en el hogar de la caldera.
  - Falla del aire de instrumentación: El aire comprimido es vital para la automatización y buen funcionamiento de los equipos de control de la planta, los cuales operan eficientemente en el rango de presión de 60psi a 100 psi, por lo que al disminuir la presión por debajo de este rango se dispara la caldera y turbogenerador a fin de evitar mediciones erróneas y fallas en los equipos de medición y control.
  - Disparo de los ventiladores de la caldera.
4. Descargas electro atmosféricas: Estos disparos son provocados por las condiciones climáticas, es decir por las fuertes lluvias que provocan relámpagos y rayos, que interrumpen momentáneamente la distribución de la energía eléctrica en las líneas de transmisión.
  5. Falla en la tensión de la red: El disparo de la planta es provocado por una causa externa, provocando la interrupción del voltaje, este disparo o rechazo de carga ocurre cuando se tiene una falla en las líneas de transmisión o apertura de un interruptor en las líneas de transmisión y distribución.

6. Falla en el cojinete de empuje de la turbina: Al fallar el cojinete de empuje se dispara la turbina como una medida de protección, a fin de evitar que las partes móviles y estacionarias entren en contacto, este disparo generalmente ocurre cuando la presión de aceite en el cojinete sobrepasa las 125 libras/plg.
7. Bajo vacío en el condensador: El disparo por bajo vacío ocurre cuando éste disminuye a 20.5 pulgadas de mercurio y es provocado generalmente:
  - Por fugas o entradas de aire en el condensador de la turbina.
  - Suciedad en los equipos de transferencia de calor.
  - Disparo de la bomba de vacío.
  - Disminución del caudal de agua de enfriamiento.
8. Disparo del sistema de enfriamiento, al dispararse los ventiladores y bomba de recirculación de agua de enfriamiento se interrumpe la transferencia de calor de los equipos que generan calor al agua de enfriamiento por tanto, como medida de protección es importante disparar manualmente la planta a fin de evitar el riesgo de falla inminente de los equipos.
9. Disparo de emergencia vía operador, es provocado intencionalmente por el operador de la caldera y turbogenerador cuando las condiciones de operación se vuelven riesgosas, a fin de evitar en lo posible daños y fallas permanentes en los equipos que conforman la planta termoeléctrica.

#### **4.2.2.1 Disparo total de la planta**

Ante un disparo identificar las fallas o condiciones anormales viendo los monitores del cuarto de control de la caldera y en los tableros de casa de máquinas.

Permitiendo con ello reconocer que está pasando y en que condiciones está la planta termoeléctrica. Si el disparo provoca la interrupción total del proceso, prestar mayor atención a las recomendaciones que a continuación se describen.

1. Si hay voltaje suministrado por la empresa eléctrica hacer lo siguiente:

- Arrancar compresor de aire para restablecer el funcionamiento de las válvulas neumáticas y controles de la caldera y turbogenerador.
- Arrancar bomba de alimentación de la caldera a fin de mantener el nivel de agua dentro del rango de operación mínima.
- Rellenar de agua el deareador ya sea con las bombas de pozo caliente o con las bombas de transferencia.
- Rellenar de agua el tanque de pozo caliente con agua de la planta de tratamiento químico.
- Abrir venteo a fin de desalojar las sobre presiones en la caldera.
- Verificar arranque en automático de la bomba auxiliar de aceite de 30Hp, para lubricación de la chumaceras y el sistema de gobernación de la turbina.
- Arrancar motor de giro lento para rotación de la turbina.
- Arrancar extractor de vapor de la turbina.
- Arrancar bomba del sistema de hidrógeno.
- Arrancar bomba de recirculación para enfriamiento.

2. Si no hay voltaje, arrancar planta diesel de emergencia a fin de suministrar energía eléctrica necesaria para mantener en operación como mínimo:



- Una bomba de emergencia para mantener el nivel de agua en la caldera.
- Un compresor de aire para el accionamiento de los equipos neumáticos y de control de la caldera y turbogenerador.
- Una bomba auxiliar de aceite de 10Hp para lubricación de chumaceras de la turbina y control del gobernador del turbogenerador.
- El motor de giro lento para mantener en rotación la turbina, a fin de evitar distorsión y sobre calentamiento de las chumaceras.
- Iluminación en casa de máquinas y cuarto de control de caldera.
- Solicitar al centro de despacho mayorista D-1 el restablecimiento del voltaje en la líneas de transmisión.

3. Si no hay voltaje ni planta diesel de emergencia en línea verificar:

- El arranque en automático de la bomba auxiliar de aceite de corriente directa, para lubricación de la chumaceras y gobernador de la turbina.
- Rotar la turbina manualmente, a fin de evitar distorsión y sobre calentamiento de la chumaceras de la turbina.
- Cerrar todas la válvulas de salida de vapor en la caldera a fin de reducir el consumo de agua, para mantener en lo posible el nivel en el domo.

4. Informar al centro de despacho de la interrupción total del proceso de generación de electricidad:

- Si el disparo fue causado por una falla interna, informar al centro de despacho la causa y el tiempo estimado para estar nuevamente en línea.
  - Si el disparo fue provocado por una falla externa, informar y solicitar al centro de despacho mayorista D-1 el restablecimiento de los parámetros para poder reiniciar el proceso de generación.
5. Identificar la causa del disparo o falla, corregirla y restablecer los parámetros mínimos de operación de la planta termoeléctrica.
  6. Eliminar todas las alarmas en el cuarto de control de la caldera y tableros del turbogenerador, a fin de poder restablecer todos los parámetros de operación.
  7. Habilitar variadores de frecuencia de los motores eléctricos.
  8. Arrancar ventiladores inducidos, forzados, de petróleo y sobre fuego de la caldera.
  9. Preparar quemadores, además verificar presión de vapor en la caldera:
    - Si la presión de vapor en la caldera es mayor a 250 psi la atomización y calentamiento del petróleo se hará con vapor.
    - Si la presión de vapor en la caldera es menor a 250 psi la atomización será con aire comprimido y el calentamiento utilizando un calentador eléctrico.
  10. Iniciar procedimientos de barrido de gases de la caldera.
  11. Arrancar quemador.
  12. Restablecer el sistema de enfriamiento y vacío en el turbogenerador.
  13. Incrementar temperatura y presión de vapor en la caldera, hasta alcanzar las condiciones mínimas para rotación de la turbina.

14. Arrancar bomba de alimentación de agua para suministro de la caldera.
15. Solicitar autorización al centro de despacho mayorista para entrar a línea.
16. Rotación de la turbina con vapor a 500 r.p.m por 15 minutos.
17. Fijar velocidad de la turbina, ver procedimiento TG4. 25.
18. Levantar voltaje y frecuencia del generador.
19. Incrementar carga eléctrica en el turbogenerador a razón de 1 *Mw/min*, esto por ser un arranque en caliente.
20. Cerrar válvulas de venteo de la caldera.
21. Incrementar presión y temperatura de vapor en la caldera, ajustándose a la carga eléctrica del turbogenerador.
22. Completar carga eléctrica en el turbogenerador, la carga eléctrica máxima entregada será según los requerimientos del mercado mayorista D-1.
23. Iniciar a consumir bagazo en el hogar de la caldera, siguiendo.
24. Informar al centro de despacho mayorista del restablecimiento de la generación de electricidad en la planta.

### **4.3 Procedimientos de parada**

Para sacar de línea una planta termoeléctrica es necesario seguir ciertas recomendaciones y una secuencia lógica, para evitar fallas o daños en los equipos ya que la probabilidad de fallas en una máquina se incrementan en los arranques y paradas, por lo que es necesario poner mayor atención en estos aspectos operativos, a continuación se describen los pasos y recomendaciones a tomar en cuenta al sacar de línea la planta térmica.

1. Bajar carga eléctrica en el turbogenerador a razón de 1 *Mw/min*, evitando con ello variaciones bruscas en la presión de vapor y nivel de agua en la caldera.

2. Informar al representante del mercado mayorista D-1, de la reducción de carga para salir de línea, indicar motivos y el tiempo estimado de la parada.
3. Disminuir la presión de vapor en la caldera, de acuerdo con la reducción de carga en el generador, para esto es necesario disminuir el consumo de combustible en la caldera, siendo la reducción del petróleo en automático y el bagazo manualmente.
4. Con una carga eléctrica de 15.0 Mw en el turbogenerador hacer el cambio de bomba principal a la bomba auxiliar de alimentación de agua en la caldera, esto se hace debido a que la principal suministra mayor caudal y presión con lo cual a baja carga provoca oscilaciones de nivel en la caldera.
5. Con una carga eléctrica de 10.0Mw sacar de línea un ventilador over fire y graduar los *dampers* de la parrilla a fin de mantener un porcentaje entre el 2.5-3.5% de oxígeno.
6. Con 10.0Mw en el turbogenerador disminuir hasta cero el consumo de bagazo.
7. Limpiar y parar conductores de bagazo.
8. Con una carga eléctrica de 8.0 Mw en el turbogenerador sacar de línea el quemador 2.
9. Parar ventilador 1 en la torre de enfriamiento.
10. Sacar lanza del quemador 2 y verificar que retorno de petróleo este abierto, esto se hace para evitar la distorsión en la lanza debido al calor almacenado en la caldera y reducir la presión de petróleo en la línea de combustible.
11. Con 5.0 Mw de carga en el turbogenerador hacer la transferencia de auxiliares a transformador de servicio, es decir el consumo eléctrico que antes de la reducción de carga era abastecida por el turbogenerador ahora será suministrada por el sistema de electrificación nacional.
12. Verificar que bombas auxiliares de aceite estén en automático

13. Con una carga eléctrica en el turbogenerador de 2.0Mw habilitar venteo automático y abrir venteo manual tres vueltas, esto se hace para evacuar gradualmente la presión y garantizar un flujo de vapor en los sobrecalentadores de la caldera.
14. Parar bomba de enfriamiento del sistema de hidrógeno.
15. Disparar caldera y sacar de línea el quemador 1, verificar que las válvulas automáticas de combustible estén cerradas y no haya fuego en el hogar de la caldera.
16. Con una carga eléctrica de 0.50 Mw sacar de línea el turbogenerador, abriendo el interruptor principal, en ese momento se deja de generar energía eléctrica, pero la turbina aún queda en rotación con vapor a 3600 revoluciones por minuto.
17. Disminuir velocidad de la turbina, cerrando gradualmente las válvulas de control, cuando se haga esto es necesario prestar más atención para cuando se haga la transferencia de la bomba de aceite principal a la bomba de aceite auxiliar, para ello observar manómetro de presión y mirillas instaladas en cada chumacera.
18. Sacar lanza del quemador 1 de la caldera y abrir retorno de petróleo.
19. Parar bomba de petróleo.
20. Parar ventiladores de caldera y bloquearlos para evitar su arranque posterior.
21. Llenar de agua caldera y parar bomba auxiliar de alimentación, bloqueando el motor para evitar el arranque posterior.
22. Parar bomba de vacío y eliminar el vacío en la sección de baja presión de la turbina.
23. Parar bomba de condensados.
24. Rellenar caldera con bomba de emergencia.

25. Cuando la turbina esté a punto de detenerse enganchar turbina con motor de giro lento, a fin de mantener una rotación continua de 4 revoluciones por minuto por 12 horas, esto se hace por varias razones, evitar la deformación axial del eje de la turbina debido a las altas temperaturas de vapor al cual fue sometido, reducir la transferencia de calor del eje a las chumaceras evitando con ello el daño de las mismas.
26. Verificar nivel de agua en caldera.
27. Embotellar caldera, esto significa cerrar todas las salidas de vapor y agua, además cerrar todos los registros en la caldera a fin de aislarla completamente, esto evitará el enfriamiento brusco de la tubería y disminuirá la demanda de agua.
28. Parar ventilador 2 en la torre de enfriamiento, después de cuatro horas de haber sacado de línea el turbogenerador, verificar temperaturas de las chumaceras y parar bomba de agua de enfriamiento.
29. Parar compresor de aire.

#### **4.3.1 Procedimientos de reducción de carga**

Estos procedimientos de reducción de carga eléctrica dependen generalmente de condiciones externas o internas al proceso, programas definidos ya sea por el mercado de mayorista o paradas de mantenimiento programadas que requieran parar alguno de los equipos principales o auxiliares que reducen la capacidad de generación de energía eléctrica en la planta.

### **4.3.2 Procedimientos de emergencia**

Los procedimientos de emergencia definen las acciones correctivas a seguir cuando se tienen fallas internas o externas que afectan al proceso de generación de energía eléctrica, de esto depende la seguridad de los operarios de la planta y la preservación de la maquinaria. Para esto es necesario que los procedimientos de operación de la planta sean aplicados, es decir cada trabajador debe tener un lugar definido y unos deberes específicos que cumplir.

1. Solamente se podrá dar ordenes, estando en el lugar de la emergencia.
2. El ingeniero de turno de planta es el encargado de coordinar las maniobras correctivas y el solicitar ayuda si lo amerita, además es el obligado en verificar que los procedimientos establecidos se cumplan.
3. Reconocer que es lo que está sucediendo, antes de definir las acciones correctivas al proceso.
4. Identificar y corregir la falla.
5. Restablecer las condiciones de operación normal.

### **4.4 Procedimientos de operación normal**

Los procedimientos de operación normal definen las rutinas de inspección y control de los equipos que conforman el proceso, donde además se analizan las variables operativas que requieren más atención y que permiten dar información del comportamiento de los equipos, ésta es la función primordial del personal operativo, además es el encargado de coordinar con el personal de mantenimiento las correcciones o mejoras en el proceso.

#### **4.4.1 Control de eficiencia energética**

Este procedimiento es uno de los más importantes porque define en sí la cantidad de combustible a quemar, la transferencia y pérdida de energía en cada proceso, el control de la eficiencia del proceso se realiza por etapas, es decir se analizan separadamente la caldera y turbogenerador, donde se efectúan pruebas de eficiencia, analizando todos los parámetros de operación.

#### **4.4.2 Operación de la caldera**

“El registro de datos de la operación de la caldera es un instrumento valioso para identificar las pérdidas de eficiencia y sus causas. El registro continuo de los datos reales de operación resalta las desviaciones de un funcionamiento normal y sirve para señalar las áreas que necesitan mayor atención.

Las lecturas específicas que deberán tomarse y la frecuencia de los registros se llevaran a cada hora y los encargados de recabar ésta información son los operadores mecánico y de pantalla de la caldera, el propósito es establecer un programa de recopilación de datos que sea útil para mantener la eficiencia operativa de la caldera.”<sup>28</sup> El registro completo de la operación de la caldera comprende la siguiente información:

1. Datos generales para establecer la producción de vapor:
  - a. Flujo de vapor en libras por hora.
  - b. Presión de vapor en la línea principal en p.s.i.
  - c. Temperatura del vapor sobrecalentado.



2. Datos del agua de alimentación:
  - a. Presión de agua de alimentación en psi.
  - b. Flujo de agua de alimentación en galones por minuto.
  - c. Nivel de agua en la caldera.
  - d. Nivel del agua de reposición.
  
3. Datos del sistema de combustión:
  - a. Flujo, presión y temperatura en la estación de petróleo.
  - b. Flujo, presión y temperatura de petróleo en los quemadores.
  - c. Flujo y temperatura del aire forzado.
  - d. Ajustes en las compuertas de aire en los quemadores.
  - e. Porcentaje de bagazo quemado.
  - f. Apertura de compuertas de bagazo en el hogar.
  - g. Eficiencia del sistema en Kwh/gal.
  
4. Indicación del flujo de aire:
  - a. Porcentaje de oxígeno en la entrada del precalentador.
  - b. Amperaje de los ventiladores inducidos y forzados.
  - c. Presión de la caja de aire en el hogar de la caldera.
  
5. Temperatura de los gases de la chimenea y aire:
  - a. Temperatura de gases de combustión salida en la caldera.
  - b. Temperatura de gases a la salida del economizador.
  - c. Temperatura del aire en el precalentador de aire.
  
6. Indicación de la combustión incompleta:
  - a. Medición de CO Y CO<sub>2</sub>.
  - b. Apariencia del humo de la chimenea.

- c. Apariencia de la llama.
  
- 7. Presiones del aire y de los gases de la chimenea:
  - a. Presión de descarga de los ventiladores de tiro forzado.
  - b. Presión del hogar.
  - c. Presión de salida de la caldera.
  
- 8. La operación de las purgas de fondo y continua de la caldera se hacen dependiendo del nivel y la calidad de agua en la caldera, es decir no se tiene una hora definida para hacerlo, generalmente depende del análisis del laboratorio.
  
- 9. Operación de soplado de parrilla y hollín: El soplado de la tubería interna de la caldera y limpieza de la parrilla se realiza generalmente a cada 8 horas.
  
- 10. Limpieza de filtros: La limpieza de los filtros de petróleo en la estación de bombeo se hace a cada 24 horas, a fin de reducir las pérdidas de presión en la línea de combustible, trabajo realizado por el operador mecánico de la caldera.
  
- 11. El cambio de tanque de combustible se efectúa generalmente a cada 24 horas de operación continua, aunque depende del consumo y nivel del tanque.

12. La limpieza de las lanzas y boquillas de los quemadores de petróleo generalmente se hace a cada 48 horas de operación continua y se hace para eliminar partículas no quemadas en las boquillas que reducen la atomización, capacidad y eficiencia en la combustión del petróleo.
13. Pruebas y ajustes en la caldera: Las pruebas de eficiencia y combustión se realizan semanalmente para evaluar el comportamiento de la caldera.
14. Pruebas en válvulas de seguridad, las válvulas de seguridad se accionan generalmente una vez al mes para garantizar su funcionamiento al momento de haber una sobre presión en la caldera.

#### **4.4.3 Operación del turbogenerador**

El registro de datos del funcionamiento del turbogenerador y auxiliares es una herramienta necesaria para evaluar el comportamiento de la unidad a fin de identificar las fallas o pérdidas de eficiencia, la recopilación de datos se realiza a cada hora y los responsables de los mismos son los operadores mecánico y eléctrico de turno del turbogenerador. El registro completo de la operación del turbogenerador y auxiliares comprende la siguiente información:

1. Datos generales de la línea de vapor principal:
  - a. Presión de vapor de la línea principal de la turbina en psi.
  - b. Temperatura de vapor de la línea principal en la turbina en °F.
  - c. Presión y temperatura de vapor en las etapas o extracciones de la turbina.

2. Datos generales de la línea de condensados:
  - a. Temperatura de entrada y salida en los calentadores.
  - b. Nivel de condensados en los calentadores de agua.
  - c. Nivel de condensados en el condensador.
  - d. Flujo y temperatura de condensados en el condensador.
  
3. Datos generales del sistema de lubricación y control:
  - a. Presión de aceite en el gobernador de la turbina.
  - b. Presión de aceite en sellos y chumaceras.
  - c. Temperatura de entrada y salida de aceite en el enfriador.
  - d. Temperatura de la chumaceras.
  
4. Datos del sistema de hidrógeno en el generador:
  - a. Presión de hidrógeno en el generador.
  - b. Temperatura de salida y entrada de hidrógeno en los enfriadores.
  - c. Porcentaje de pureza de hidrógeno.
  - d. Temperatura de los devanados del turbogenerador.
  
5. Datos del sistema de enfriamiento de la planta:
  - a. Diferencial de presión y temperatura de agua de enfriamiento.
  - b. Flujo y nivel del agua de enfriamiento.
  
6. Datos eléctricos del turbogenerador:
  - a. Carga eléctrica en Kw.
  - b. Factor de potencia.
  - c. Voltaje y amperaje del generador.
  - d. Frecuencia de operación del generador.
  - e. Carga eléctrica de excitación en Kw.

- f. Factor de potencia en el excitador.
  - g. Consumo de energía de los equipos auxiliares en Kw.
7. Rutinas de inspección y condiciones normales:
- a. Fugas de vapor.
  - b. Vibraciones o ruidos anormales en el turbogenerador y auxiliares.
  - c. Mal funcionamiento del equipo.
8. En operación normal el operador de la turbina y generador deberá reportar las condiciones anormales, la venta o compra de energía eléctrica a la empresa eléctrica, a fin de llevar un control en la fallas, suministro y compra de energía.
9. Pruebas en la válvula de parada, la prueba en la válvula de parada de la turbina se realiza a cada 8 horas una vez por turno, esto se hace para garantizar el libre movimiento de la válvula a fin de evitar que la suciedad y los productos químicos en el vapor la puedan obstruir.
10. Reporte interno, el operador mecánico y eléctrico del turbogenerador deberán hacer un reporte del funcionamiento de la planta al finalizar el turno de 8 horas, a fin de informar al relevo las condiciones de operación y los puntos que requieren mayor atención.
11. El operador eléctrico deberá tomar la lectura del contador de generación de energía, siendo este reporte a cada 12 horas e informar al ingeniero de turno, esto se hace para indicar el promedio de venta en las 12 horas de operación.

12. Rotación mensual de los equipos que están parados, a fin de evitar oxidación en las partes mecánicas y humedad en los equipos eléctricos, esto con el propósito de que estén en disponibilidad al momento de ser requerirlos.

#### **4.4.4 Análisis químico de aguas industriales**

El tratamiento químico de aguas industriales comprende el análisis, tratamiento y control de los circuitos de agua de alimentación del ciclo termodinámico de la caldera y turbogenerador, como también del sistema de enfriamiento, para ello en la planta de tratamiento laboran tres personas, una por turno, quienes tienen la obligación de:

1. Dosificar los productos químicos necesarios para el mantenimiento del agua del circuito de vapor y enfriamiento, a fin de mantener los parámetros siguientes:
2. Son los encargados de la planta de tratamiento químico, velando porque se produzca agua de alta calidad, es decir agua con menor cantidad de sólidos solubles y libres de sílice.
3. Revisar que calidad de agua del pozo este dentro de los rangos permisibles establecidos en la hoja de control de la torre de enfriamiento.
4. Monitorear las condiciones ambientales que afectan al proceso. Presión, temperatura, humedad relativa, esto nos da un indicativo de la capacidad de transferencia de calor al ambiente.

5. Coordinar con el operador mecánico de la caldera, para realizar las purgas de fondo y continua, a fin de mantener dentro de los rangos permitidos de operación el agua de alimentación , presión de vapor y condensados del sistema termodinámico.
6. El ingeniero químico es el encargado de supervisar la correcta ejecución de los métodos de laboratorio empleados para cada uno de los análisis del agua que se efectúan; así como prever la actualización y revisión de los mismos.
7. Llevar control estadístico de los datos de los análisis de la calidad del agua de los siguientes puntos: agua del domo de la caldera, agua de alimentación, agua de condensados, vapor seco, agua de reposición, agua de enfriamiento y agua de relleno al sistema de enfriamiento ( bombas de pozo ).
8. Realizar los pedidos de los productos químicos necesarios para el tratamiento químico del circuito de agua de alimentación en la caldera y torre de enfriamiento.
9. Elaborar el reporte semanal, mensual y anual de los costos del tratamiento químico del ciclo termodinámico.

#### **4.4.5 Administración de combustibles**

La función primordial del departamento de combustibles es la solicitud, recepción y verificación de la calidad y del consumo de petróleo y bagazo en la caldera. El supervisor de combustibles es el encargado de la descarga de petróleo de los cisternas hacia el tanque de almacenamiento y de trasegar del tanque de almacenamiento a los dos tanques de uso diario, dentro de las responsabilidades del administrador de combustibles están:

1. Hacer inventario del combustible que se solicita, recibe y consume en el proceso de combustión de la caldera.
2. El administrador es el encargado de hacer el reporte diario de la generación de energía eléctrica.
3. Solicitar el petróleo y bagazo externo por semana, acorde al consumo de combustibles en la caldera, a fin de tener cierto excedente de combustible, además el monitoreo estadístico de los datos promedios de cada día aportados por las bitácoras.

#### **4.5 Normas de seguridad industrial**

“La operación y producción de energía eléctrica son actividades de alto riesgo, esto significa que, reconociendo la peligrosidad de los productos que se manejan y de las condiciones en que se procesan, los riesgos se pueden controlar, mediante la aplicación de normas técnicas y procedimientos de trabajo adecuados. La seguridad Industrial desarrolla las siguientes tareas de prevención, sobre las causas del accidente, a efectos de evitar su ocurrencia y protección sobre sus consecuencias, a efectos de minimizarlas.”<sup>29</sup>



#### 4.5.1 Procedimientos contra incendios

En las distintas etapas del proceso de la planta termoeléctrica, se trabaja con líquidos, gases y equipo eléctrico capaces de generar un alto riesgo de incendio y explosión. Para evitar o reducir las posibilidades de incendio se deben controlar y eliminar las fuentes de energía, es decir prohibir el uso de elementos que puedan actuar como fuentes de ignición, tales como llamas abiertas, soldadura y equipo eléctrico, en áreas donde haya materiales inflamables. Además mantener distancias de separación entre las zonas donde se produce la fuente de ignición y los posibles lugares con presencia de combustibles, o provisión de barreras físicas entre ambos, a continuación se describen los procedimientos contra incendios en el área de generación.

1. Solamente se podrá dar ordenes, estando en el lugar del incendio.
2. Reconocer que es lo que está sucediendo, que tipo de incendio es para en base a ello utilizar los medios extintores necesarios.
3. El ingeniero de turno de la planta es el encargado de organizar tres grupos de combate contra incendios, siendo estos descritos de la siguiente manera:

EQUIPO A	EQUIPO B	EQUIPO C
Depto. mecánico	Depto. soldadura	Depto. eléctrico
Supervisor mecánico	Supervisor de soldadores	Supervisor eléctrico
Mecánicos	Soldadores	Electricistas
Ayudantes	Ayudantes	Ayudantes

4. Proveer de equipo necesario a los grupo de combate:
  - a. Tanques o pipas contra incendios.
  - b. Mangueras y pitones.
  - c. Bombas eléctrica y de gasolina.
  - d. Extintores dependiendo del tipo de incendio.
  - e. Instalación de tubería fija cerca del siniestro.
  - f. Guantes y equipo de protección personal.
  
5. Trasladarse al lugar del siniestro identificar y eliminar el fuego.

#### **4.5.2 Procedimientos contra accidentes**

“Un accidente es cualquier acontecimiento imprevisto que interrumpe o interfiere el proceso ordenado de una actividad, las lesiones y los accidentes son resultados de actos inseguros o fallas técnicas. Los actos inseguros dependen de las personas y los fallos técnicos dependen de las cosas, es decir un incorrecto mantenimiento de los equipos o un mal diseño de las máquinas, equipos o instalaciones respectivamente. Para evitar los accidentes debemos seguir procedimientos y ciertas instrucciones para cada trabajo o actividad a realizar.”<sup>30</sup>

1. Capacitación y entrenamiento del personal involucrado.
2. Simulacros y evaluar las condiciones operativas de la planta termoeléctrica.
3. Realizar trabajos con la debida autorización.
4. Utilizar protecciones y resguardos en las máquinas e instalaciones.
5. Aviso y señalización de las condiciones inseguras o zonas de peligro.
6. Utilizar el equipo y herramienta necesaria y adecuada.

7. No usar ropa de trabajo inadecuada, demasiado holgada, con manchas de grasa, con cinturones o partes colgantes.
8. Mantener orden y limpieza en el área de trabajo.
9. Evitar el almacenamiento incorrecto de materiales, bultos depositados en los pasillos que obstruyen las salidas de emergencia.
10. Reducir los niveles de ruido excesivos.
11. Mantener la iluminación adecuada en el área de trabajo.
12. Evitar la existencia de los materiales combustibles o inflamables, cerca de focos de calor.
13. No sobrepasar la capacidad de carga de los equipos elevadores o de vehículos.
14. Planificar inspecciones de áreas y puestos de trabajo con el fin de detectar condiciones inseguras o actos inseguros que puedan derivar en daños a las personas, a las instalaciones, o al producto.

## **5. MEJORAMIENTO DE LA EFICIENCIA**

### **5.1 Mejoramiento de los procedimientos de operación**

Para optimizar los procedimientos de operación es necesario programar reuniones mensuales de las partes involucradas, conformada por el comité de mejoramiento y calidad con el propósito de evaluar los puntos de mejora y fallas de eficiencia y operación a fin de hacer las correcciones necesarias y actualizar los procedimientos de operación de la planta térmica, el comité está formado por: La jefatura de ingeniería, ingeniería de planta, el departamento de ingeniería mecánica, eléctrica y el departamento químico.

“Para mantener un mejoramiento continuo , es necesario definir una ruta de calidad que incluya:

1. Un sistema de planeación de calidad a fin de definir las metas, los objetivos y las responsabilidades de las partes involucradas.
2. Documentar todas las modificaciones y cambios al proceso, a fin de tener una guía para el trabajo, un registro de lo acontecido para referencia en el futuro.
3. Identificar, planear y controlar los procesos de operación de la planta, esto permite tener mayor conocimiento del funcionamiento de la planta termoeléctrica.

4. Definir las acciones correctivas y preventivas, esto permite investigar y analizar los problemas actuales y potenciales para determinar las causas de fondo, las acciones que deben de emprenderse y comprobar la efectividad de la solución, como resultado, el proceso se vuelve más eficiente y el sistema de calidad se torna más efectivo.
5. Mantener una capacitación continua, a fin de que cada empleado que se involucra en el proceso, tenga los conocimientos y destrezas necesarias.”

31

## **5.2 Factores que reducen la eficiencia**

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.
2. 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.
3. 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.

4. 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, con el fin de evitar problemas de corrosión por condensación del punto de rocío del ácido sulfúrico, siendo ésta 260°F.
5. La suciedad en las superficies de transmisión de energía reducen 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.
6. Las purgas de la caldera representan un desperdicio sustancial de energía en forma de agua caliente que se desecha, por lo que las purgas deben de mantenerse al nivel más bajo posible, las purgas dependen de la eficacia en el tratamiento químico del agua, es decir que la cantidad de sólidos disueltos y en suspensión se mantengan dentro del rango permisible de funcionamiento de la caldera y turbogenerador.
7. Perdidas de calor en el exterior de la caldera, se dan generalmente por radiación y convección y ocurren por deterioro o falla del aislamiento térmico.

8. 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.
9. Suciedad en el sistema de enfriamiento, esto provoca un incremento en la temperatura de funcionamiento de los equipos.
10. La presión y temperatura de vapor son los factores determinantes para el mayor rendimiento de la turbina, es decir al disminuir éstas condiciones se reduce la eficiencia térmica de la turbina, esto se debe a que se tiene menor energía en el vapor de alimentación.
11. 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.
12. Desgaste o fugas en los sellos de vapor en la turbina, provoca torbellinos y corto circuito del vapor entre etapas, incurriendo en mayor cantidad de vapor que el necesario para producir determinada cantidad de energía eléctrica.
13. Erosión en los alabes de la turbina, esto es debido al mal tratamiento químico del agua de alimentación en la caldera y del vapor en el turbogenerador, esto provoca la formación de depósitos en las partes móviles y estacionarias de la turbina, lo que reduce el flujo y la orientación adecuada del vapor entrado a los alabes de la turbina, disminuyendo la potencia de salida del generador, además las incrustaciones o depósitos incrementan el desbalance y vibración del turbogenerador.

14. Perdidas de energía térmica al ambiente, esto se debe generalmente a fugas de vapor en válvulas, tuberías y trampas de vapor, además de ello perdidas de energía por deterioro del aislamiento térmico o partes expuestas sin ningún recubrimiento.
15. Bajo factor de potencia, en las instalaciones eléctricas provoca el sobrecalentamiento de los cables, transformadores de distribución y disparo eléctrico sin causa aparente de los dispositivos de protección. Uno de los mayores problemas que causa el sobrecalentamiento es el deterioro irreversible del aislamiento de los conductores reduciendo con ello la vida útil de los equipos eléctricos.

### **5.3 Medidas de ahorro de energía en la planta termoeléctrica**

“El ahorro de energía puede ofrecer el alcance simultáneo de metas que contribuyen al mejoramiento de la empresa, tales como:

1. Incremento de la productividad.
2. Reducción de los costos de producción.
3. Creación de un ambiente de trabajo más seguro.
4. Reducción de las emisiones ambientales.”<sup>32</sup>

#### **5.3.1 Uso eficiente de la energía**

El uso eficiente de la energía tiene implicaciones en la competitividad de la empresa, en la estabilidad y vulnerabilidad de la economía.



La eficiencia se refiere a la relación entre la energía consumida por un producto y la energía que le fue aplicada. Para un motor, se expresa como el porcentaje de energía de entrada convertida en potencia útil de salida.

### **5.3.2 Formas de usar la energía**

“Hay muchas tecnologías y prácticas disponibles que pueden ahorrar energía sin son adoptadas en la planta termoeléctrica, entre ellas se encuentran:

- a) Buenas prácticas generales y programas de mantenimiento.
- b) Gestión de la energía.
- c) Mejoramiento de los equipos y procedimientos existentes.
- d) Nuevos y mejores métodos de producción.

Los costos y beneficios de los mejoramientos en la eficiencia energética varían bastante. Cambios operacionales pequeños tales como buenas prácticas de limpieza y mantenimiento son los más baratos, fáciles de implementar y de menor riesgo, mientras que cambios en los equipos de producción y tecnologías de conservación de energía involucran mayores inversiones al igual que los grandes cambios en el proceso generalmente requieren de la construcción de nuevas instalaciones. Estas inversiones solo se justifican por razones de estrategia o desarrollo de mercado, pues incluso los ahorros energéticos raramente son los suficientes para justificar inversiones de esa magnitud.

## **5.4 Programas para el ahorro de energía**

Algunos ahorros de energía se pueden lograr inmediatamente y sin invertir grandes cantidades de dinero. Sin embargo mantener e incrementar estos ahorros requiere el desarrollo de un programa o sistema de manejo energético y el compromiso de la gerencia. Estos programas son el conjunto de acciones que tienen como objeto lograr el uso racional de la energía sin detrimento en el volumen de la producción, gran parte de las actividades de ahorro de energía dependen de las personas, desde la gerencia hasta la planta de generación necesitan estar comprometidas con el programa. Tal programa involucra liderazgo, medición, reporte, entrenamiento y revisión de los procesos estandarizados.

Para determinar las áreas o puntos donde se requiere optimizar el consumo de energía es necesario definir como, donde y cuanta energía es utilizada o desperdiciada, esto indica verificar el consumo energético, lo cual permite establecer las áreas potenciales de ahorro de energía, por tanto es necesario realizar un diagnostico energético, el cual se puede dividir en cuatro etapas:”<sup>33</sup>

### **5.4.1 Inspección**

“En ésta etapa se realiza un análisis que permite obtener un acercamiento de las condiciones físicas, operacionales y del personal de la planta térmica. Se analiza el consumo histórico de energía, estas actividades permiten evaluar las áreas susceptibles de mejora, así como priorizar los equipos a monitorear de acuerdo al consumo de energía que requieren y consumen.

### **5.4.2 Monitoreo**

Se evalúa el funcionamiento y operación de los equipos, identificando y cuantificando los parámetros de diseño y operación de los equipos (condiciones de trabajo en la planta).

Esto permite obtener el grado de desviación existente entre la operación ideal y la real de los equipos, determinando si hay una sub-utilización de los mismos o si se trabajan a niveles mayores de los diseñados. En ambos casos, existirá un consumo de energía elevado, dando como consecuencia una reducción en la eficiencia del ciclo termodinámico.

### **5.4.3 Análisis**

Hacer un análisis del comportamiento de los equipos y su consumo energético, esto da paso a la planificación y realización de un programa de ahorro energético, el cual incluye medidas tanto de carácter preventivo como correctivo.

### **5.4.4 Seguimiento**

El seguimiento asegura que siempre se conozca el consumo de energía de la planta; el control permite prever situaciones que pudieran afectar el sistema y la evaluación supervisa constantemente las condiciones de operación asegurando que se lleve a cabo el programa de ahorro de energía dando como resultado una reducción de los costos de producción.”<sup>34</sup>

## 5.5 Medidas de ahorro en la caldera

El objetivo primordial es tratar de producir el vapor necesario en los puntos de consumo al menor costo posible. Para alcanzar este objetivo se deben analizar todos los parámetros que influyen en el consumo de combustible por ser el principal factor de costo en la producción de vapor. El costo total de la producción de vapor en un período de tiempo determinado se obtiene por la suma de los siguientes valores:

- a) Costo de combustible.
- b) Costo eléctrico del consumo de los ventiladores, quemadores, preparación y manejo del combustible.
- c) Costo del tratamiento químico y manejo del agua de alimentación.
- b) Costo del mantenimiento y funcionamiento de la planta.

Las medidas necesarias para permitir el ahorro de energía en la caldera son:

1. Aumentar la eficiencia térmica de la combustión, aprovechando al máximo las propiedades del combustible y operativas del proceso; tales como: temperatura, velocidad de flujo y concentración del oxígeno y combustible. También implica la selección de los equipos más eficientes para el aprovechamiento de la energía total del combustible, mejorando la mezcla aire-combustible y aprovechando el tiro propio de la combustión.
2. Ajustar los parámetros de la combustión de los quemadores, para que la combustión del combustible se realice de forma total y completa, sin formación de hollín y con el exceso de aire lo más reducido posible.

Este ajuste en los quemadores tiene como consecuencia adicional, reducir la temperatura de salida de los gases de la caldera, reduciendo así el volumen de los gases , con la ventaja inherente de reducir el volumen de aire consumido y como consecuencia el consumo de potencia eléctrica en los ventiladores forzado e inducido.

3. Disminuir las pérdidas en el uso de la energía: esto se logra incrementando el aislamiento térmico de la tuberías de vapor, agua de alimentación, ductos de aire caliente, hogar, etc., aumentando la transferencia de calor.
4. Mejorando el promedio de consumo productivo de energía: considerando la disponibilidad y costo del petróleo versus otras fuentes de energía, eliminando el uso de la fuente de energía más costosa, es decir reemplazar completamente petróleo por el bagazo subproducto de la caña de azúcar.
5. Ajustar periódicamente el exceso de aire, la capacidad debe ser menor al 15.0% de aire y un rango de operación de 2.5% a 3.5% de oxígeno en la chimenea.
6. Reducir fugas de vapor en trampas, uniones y tuberías.
7. Reducir al mínimo necesario las purgas de fondo y continua en la caldera, además aprovechar el calor de las mismas, esto permite reducir el consumo de agua y el costo del tratamiento químico del agua de alimentación.

8. Eliminar las entradas de aire innecesario a la caldera, esto implica mejorar la relación de aire y combustible en el hogar de la caldera y mantener un sello hermético para evitar entradas de aire innecesarias al proceso de combustión.
9. Mantener la caldera en las mejores condiciones de limpieza, reduciendo los depósitos de hollín al máximo con el fin de no aumentar el consumo eléctrico de los ventiladores de suministro de aire y evacuación.
10. Ajustar la temperatura del combustible, para mantener la viscosidad dentro del rango de operación recomendado por el fabricante.
11. Un mantenimiento eficiente reduce los costos de operación, al incidir directamente en el consumo de combustible, consumo eléctrico y la reducción de la probabilidad de fallas en los equipos de la caldera.

#### **5.5.1 Sistema de bombeo**

1. Revisar los filtros de las bombas. Limpiarlos con frecuencia para evitar que las obstrucciones ocasionen sobrecargas que aumentan innecesariamente el consumo de energía.
2. Verificar periódicamente que no haya fuga en los empaques interiores. Las fugas provocan corrosión en la flecha además de pérdidas el fluido bombeado.

3. Revisar toda la instalación de la tubería para verificar que no existan fugas, en especial en las uniones de los tramos de tubería. Los empaques viejos y gastados y las uniones flojas pueden ocasionar fugas, las cuales darán por resultado un mayor consumo eléctrico y pérdidas del fluido bombeado.
4. La potencia nominal suministrada por el motor, debe ser igual a la que requiere la bomba para trabajar a su máxima eficiencia. Si es superior esta gastando innecesariamente la energía.
5. El motor debe estar perfectamente alineado con la bomba y montado sobre una superficie que reduzca las vibraciones.
6. Es importante instalar controles automáticos para arranque y parada del motor de la bomba. Así se evitará que este último siga consumiendo energía eléctrica cuando la bomba haya dejado de funcionar.

## **5.6 Equipos mecánicos**

Existen grandes posibilidades de incrementar la eficiencia en la transformación y el uso de la energía mejorando las prácticas operativas, de mantenimiento y la introducción de equipos eficientes los cuales mejoren el rendimiento de la planta térmica.

- a) Mejorar el mantenimiento y los procedimientos de operación de los equipos, a fin de evitar paradas innecesarias, que reducen la producción e incrementan los costos de operación y mantenimiento.

- b) Mantener los parámetros de operación dentro del rango permisible definidos por el fabricante a fin de evitar sobrecargas y fallas prematuras en los equipos.
- c) Desconectar los equipos eléctricos o mecánicos que no sean necesarios.
- d) En la línea de aire comprimido eliminar las fugas, cancelar los ramales sin uso y reducir la utilización de aire para limpieza, ya que esto causa un mal rendimiento y un elevado costo de operación y mantenimiento.
- e) Asegurar que el aire de entrada esté frío. Los compresores de aire funcionan más eficientemente si el aire de entrada está frío. Por cada 21°F de aumento en la temperatura del aire de entrada, el consumo de potencia aumenta 3%. Las áreas deben estar bien ventiladas y el calor residual a lugares fuera de éstas.
- f) Verificar que las secuencias de arranque y parada de los compresores sea la correcta. Cambiar a tuberías más grandes las que tienen mayor flujo. No debe existir una caída de presión superior al 5% entre el compresor y el punto de utilización más lejano.

## **5.7 Sistema eléctrico**

La reducción de costos es un factor de gran interés para el proceso de transformación de energía eléctrica y el desperdicio puede significar uno de los mayores costos.



Las principales formas de evitar el desperdicio de energía son crear hábitos de ahorro y la introducción de diferentes materiales que sean más eficientes en el uso de la misma por ejemplo:

1. Los conductores o cables eléctricos sobrecargados presentan temperaturas superiores a las normales, esto produce pérdidas por calentamiento y riesgo de producirse cortocircuitos o incendio, por tal razón se recomienda: Revisar la temperatura de operación de los conductores. El calentamiento puede ser causado, entre otras cosas por el calibre inadecuado de los conductores o por empalmes y conexiones mal efectuados, las conexiones flojas e inadecuadas aumentan las pérdidas de energía. Efectuar un programa periódico de ajuste de conexiones y limpieza de contactos, borneras etc.
2. Apagar la iluminación eléctrica en lugares donde no se necesiten.
3. Independizar y sectorizar los circuitos de iluminación, esto ayudará a iluminar sólo los lugares necesarios, además utilizar colores más claros en las paredes, muros y techos, los colores absorben más cantidad de luz y obligan a utilizar más lámparas.
4. Compensar la energía reactiva, la cual puede compensarse mediante la instalación de bancos de condensadores para mejorar el factor de potencia, el cual reduce el consumo de energía eléctrica, reduce las caídas de voltaje y prolonga la vida útil de las instalaciones eléctricas.
5. Las puertas de los ambientes refrigerados debe permitir el cierre hermético para impedir la entrada de aire caliente al espacio refrigerado.

### 5.7.1 Turbogenerador

La importancia de conocer y monitorear la eficiencia y ahorro de energía en la operación del turbogenerador en la planta, radica en que ésta es la encargada de transformar toda la energía del vapor en trabajo mecánico y electricidad, entonces, una deficiencia de operación representa una pérdida de recursos materiales y económicos. Entre los problemas más importantes que disminuyen el funcionamiento de una turbina se encuentran: la erosión, generada por el continuo flujo de vapor a altas velocidades, la rugosidad que provocan las partículas de hierro, calcio o sílice que se incrustan en las aspas del rotor; o los golpes que originan los residuos de metal transportados en el vapor.

1. Verificar la carga eléctrica de los transformadores para no sobrecargarlo, y así reducir las pérdidas en los conductores de cobre.
2. Evitar operar transformadores a baja carga (menor al 20%), si es posible redistribuir la cargas.
3. Revisar el nivel y rigidez dieléctrica del aceite cada 06 meses, con el fin de controlar la capacidad aislante y refrigerante del mismo.
4. Realizar una limpieza periódica del transformador, es decir, superficie del tanque, aletas disipadoras de calor, bornes, etc.
5. Medir con frecuencia la temperatura superficial del transformador, ella no debe ser superior a 55 °C, de ser así, debe revisar el aceite dieléctrico.

6. Mejorar los controles y tratamiento químico del agua de alimentación y vapor sobrecalentado a fin de reducir los depósitos en los alabes de la turbina, que provocan pérdidas y reducción de la eficiencia del turbogenerador.
7. Mantener las condiciones de operación cercanas a los definidos por el fabricante de la maquinaria, con el fin de mantener la eficiencia y prolongar la vida útil de los equipos.
8. Mantener las condiciones de operación del turbogenerador a plena carga, que es el punto de mayor rendimiento de la máquina.
9. Mejorar el sistema de sellos entre las etapas de la turbina, para reducir las fugas de vapor, manteniendo así la eficiencia de la turbina.
10. Mantener la temperatura del generador dentro de los límites, para reducir las pérdidas por calentamiento en los devanados del turbogenerador.

### **5.7.2 Motores eléctricos**

Los motores son unidades funcionales de mayor consumo de electricidad en la planta, pues son los responsables del funcionamiento de diversos equipos como bombas, ventiladores, compresores y manejo de maquinaria. Por tanto se pueden lograr mejoras en la eficiencia y ahorro de energía mediante:

1. Evitar el arranque y la operación simultánea de motores, sobre todo los de mediana y gran capacidad, para disminuir el valor máximo de la demanda, para ello es necesario seguir los procedimientos de arranque.
2. Verificar periódicamente la alineación de los motores con la carga impulsada. Una alineación defectuosa puede incrementar las pérdidas por rozamiento incrementando el consumo de energía y en caso extremo ocasionar daños mayores en el motor y en la carga.
3. Corregir la caída de tensión en los alimentadores. Una tensión reducida en las terminales del motor, genera un incremento de la corriente eléctrica, sobre calentamiento y disminución de su eficiencia. Las normas permiten una caída de tensión del 5%.
4. Trabajar los motores eléctricos en su rango de máxima eficiencia 70% a 80% del factor de carga, esto evitará consumos innecesarios, además evitar la operación en vacío de los motores.
5. Balancear la tensión de alimentación en los motores trifásicos de corriente alterna. El desequilibrio entre las fases no debe exceder en ningún caso del 5%, pero mientras menor sea el desbalance, los motores operarán con mayor eficiencia.
6. Mejorar el factor de potencia, en caso de los motores y los equipos que consuman energía eléctrica el factor de potencia debe de ser cercano a 1.0, ya que al disminuir de este valor, implica que los equipos consuman mayor reactiva y por tanto se incrementa la corriente eléctrica que circula por los conductores, sobrecalentando los motores.

## CONCLUSIONES

1. La necesidad de aplicar controles más efectivos en las operaciones para garantizar la seguridad del personal, la integridad de los equipos y la eficiente continuidad de los procesos, obliga a buscar medios y utilizar métodos o procedimientos en el área de trabajo, al seguir este tipo de normas o guías se incrementa la producción , se obtiene una reducción de los costos de operación y mantenimiento al disminuir las paradas de las unidades.
2. Los procedimientos son una de las partes más importantes del sistema operativo y es un documento que debe reflejar con exactitud la operación que describe, quién es el responsable de las actividades, y cuáles son los registros que surgen de dichas actividades.
3. Los procedimientos de operación son una guía práctica que permite seguir una secuencia lógica para optimizar el arranque, parada y operación normal de la planta termoeléctrica.
4. Las guías o manuales de procedimientos aseguran la continuidad de los procesos a pesar de los cambios de administración y personal operativo de la planta termoeléctrica.

## RECOMENDACIONES

1. Crear un programa de capacitación bien orientado para que el personal que opera la planta termoeléctrica, adquiera las bases técnicas para optimizar el funcionamiento de los equipos.
2. Crear guías o rutinas de inspección de los equipos, maquinaria y sistemas de seguridad, para monitorear el funcionamiento de la planta térmica, a fin de reducir pérdidas por paradas innecesarias.
3. Implementar un programa de ahorro energético en las distintas áreas que componen la planta termoeléctrica, a fin de reducir el consumo de energía eléctrica y energía térmica de proceso, esto permite contar con una mayor disponibilidad de energía para la venta.
4. Buscar combustibles alternativos para asegurar la competitividad a largo plazo de la planta termoeléctrica, permitiendo con ello la reducción de costos y la producción de energía más limpia.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- 1  
www.frsf.utn.edu.ar/investigacion. **Plantas termoeléctricas.**  
(Ministerio de Educación, Universidad Tecnológica de Santa Fe) pp.6-7
  
- 2  
General Electric. **Manual de instrucciones del turbogenerador.** (City of Opelousas Louisiana 1970) pp.6-8
  
- 3  
Robert W. Peach. **Manual de ISO 9000.** (España: Editorial Mc-Graw Hill 2000)pp.304-322.
  
- 4  
Instituto Tecnológico de Georgia. **Mejoramiento de la eficiencia de operación de calderas de vapor.** (Guatemala: ICAITI, 1981) pp.5-13.
  
- 5  
Francis Huang. **Ingeniería termodinámica, fundamentos y aplicaciones.** (México: Editorial CECSA,1981) pp.54-55.
  
- 6  
Claudio Mataix. **Mecánica de fluidos y máquinas hidráulicas.**  
(México: Editorial Harla, 1982) pp.141-142.

7

Anthony L. Kohan. **Manual de calderas.** (España: Editorial McGraw-Hill, 2000)p.364

8

Ibid., p.103

9

Ibid., p.106-107

10

Ibid., p. 103-109

11

<http://www.steamcontrol/trampas.html>. **Efficient Use of Process Steam.** (Nagasuna Noguchi) p.2

12

Anthony L. Kohan, op. cit., p., 409-411.

13

<http://www.pipsa.com.mx/ventiladores>. **Ventiladores para procesos industriales.**p.6

14

<http://www.lafacu.com/apuntes/ecología/combustibles/default.htm>.  
**Combustibles.** p.2



15

Anthony L. Kohan, op. cit., p.443.

16

Ibid., p.414

17

James C.P. Chen. **Manual del azúcar de caña.**(España: Editorial Limusa, 1991)pp135-140

18

Jorge Fernando De La Cruz Muñoz. **Operación de calderas en la planta de fuerza de ingenio la unión.** (Guatemala: Editorial universitaria, 1994) pp.39-44

19

Stephen J. Chapman. **Máquinas eléctricas.** (Colombia: Editorial McGraw-Hill, 1993) p.443

20

<http://www.aniversario.unet.edu.ve/mipv/cav03.1htm>. **Turbinas de vapor.** p.3

21

Ibid., p. 2

22

Tubodyne. **Instrucciones para el manejo y mantenimiento de turbinas de vapor.** p.6

23

General Electric, op. cit., p.10.

24

Stephen J. Chapman, op. Cit., p.443-444.

25

General Electric, op. Cit., p.5.

26

Stephen J. Chapman, op. cit., p.93-100.

27

<http://cipres.cec.uchile.cl/mrodrigu>. **Tratamiento químico del agua.**  
(Guatemala:2003) p.123

28

Instituto Tecnológico de Georgia, op. cit., p.15-17.

29

Grimaldi Simonds. **La seguridad industrial, su administración.**  
(México: Editorial RSI,1975) p.103

30

Trevor Kletz. **Desastres en las plantas como evitarlos.** (España: Editorial McGraw-Hill, 2002) p.180

31

Robert W. Peach. **Manual ISO 9000**, op. cit., p.220-231.

32

<http://www.tecnologiaslimpias.org.co/html>. **Eficiencia térmica y energética.** (Centro Nacional de producción más Limpia, 2002). p. 2-3

33

Ibid., p. 4

34

<http://www.geocities.com/cape/canaveral>. **Diagnóstico energético.** pp.

1-3

## BIBLIOGRAFÍA

1. Bloch Heinz P. **Guía práctica para la tecnología de las turbinas de vapor**. México: McGraw Hill, 1998. 348 p.p.
2. Kohan L. Anthony. **Manual de calderas**. 1ª. ed. España: McGraw Hill, 2000 800 p.p.
3. Noriega G. Francisco. **Equipos industriales**. México: McGraw Hill, 1988. 539 p.p.
4. Severns. **Producción de energía mediante aire, vapor o gas**. España: Reverte. s.a. 487 p.p.
5. Stephen Michael Elonka. **Operación de plantas industriales**. 2ª . ed. México: McGraw Hill, 1988. 676 p.p.