

33  
24



# UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

AUTOMATIZACION DE LA C.T. JORGE LUQUE  
MEDIANTE UN SISTEMA DE CONTROL A BASE  
DE MICROPROCESADORES

T E S I S  
Que para obtener el Título de  
Ingeniero Mecánico Electricista  
p r e s e n t a

JOSE CARLOS COLADO CASTILLA



Director de Tesis: Ing. Juan V. Leduc Rubio

México, D.F.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

1989



## **UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso**

### **DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis está protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

"AUTOMATIZACION DE LA C.T. JORGE LUQUE MEDIANTE UN  
SISTEMA DE CONTROL A BASE DE MICROPROCESADORES"

INTRODUCCION

1

CAPITULO I: CALDERA

1. Generalidades de calderas.

5

- a) Introducción
- b) Balance de Masa
- c) Balance de energía
- d) Eficiencia

2. Estado actual de la instalación de Lechería

16

- a) Caldera
- b) Características
- c) Control e Instrumentación

CAPITULO II: TURBINA, GENERADOR Y TRANSFORMADORES

1. Turbina.

23

- a) Introducción
- b) Disposición de la turbina
- c) Ventajas
- d) Carcasa de la turbina
- e) Válvulas principales
- f) Lubricación
- g) Sello de vapor
- h) Control

2. Generador.	27
a) Introducción	
b) Operación	
c) Sistemas de Sello	
d) Enfriamiento	
3. Transformadores.	29
a) Transformadores principales	
b) Transformador auxiliar	
4. Estado actual de la instalación de Lechería.	31

#### CAPITULO III: SISTEMAS AUXILIARES

I. Abastecimiento de Agua y Sistema de Agua de Servicios.	33
Abastecimiento de Agua	
Sistema de Agua de Servicios	
Sistema de Tratamiento de Agua	
II. Descripción y Operación del Sistema de Agua de Condensado.	36
Sistema de Condensado.	
a) Tanque de Almacenamiento de Condensado	
b) Condensador Deareador	
c) Banco de Eyectores	
d) Calentador de Baja Presión	
e) Calentador de Presión Intermedia	

III. Descripción y Operación del Sistema Agua de Alimentación. 46

Equipo Principal.

Bombas de Agua de Alimentación.

- a) Bomba de Prelubricación
- b) Bomba Principal de Lubricación
- c) Enfriadores de Aceite de Lubricación y Aceite de Control.

Descripción del Funcionamiento

Sistema de Recirculación de Flujo Mínimo

Calentadores de Alta Presión

Válvulas de no Retorno de las Extracciones

IV. Sistema de Agua de Enfriamiento Principal 56

Operación del Sistema de Agua de Circulación

Descripción del Equipo

- a) Bomba de Agua de Circulación
- b) Bomba Auxiliar de Enfriamiento
- c) Condensador Principal
- d) Torre de Enfriamiento
- e) Sistema de Limpieza Continua del Condensador (TAPROGGE)
- f) Sistemas de Dosificación de Sustancias Químicas

CAPITULO IV: EL MICROPROCESADOR

1. Características de Sistemas de Colección y Procesamiento de Datos. 65

2.	Funciones.	67
	a) Rastreo	
	b) Cómputo	
	c) Alarmas	
	d) Relatorios o Listados	
	e) Curvas, gráficas o diagramas	
	f) Guía Operador	

3.	Grado de Automatización Propuesta.	73
----	------------------------------------	----

#### CAPITULO V: AUTOMATIZACION DEL SISTEMA

1.	Introducción.	77
2.	Caldera.	78
3.	Turbina.	79
4.	Generador.	80
5.	Automatización del arranque y paro de turbinas.	82
6.	Limitaciones y problemática de la instalación de estos -- equipos en centrales en funcionamiento.	83
7.	Estado actual del proyecto de automatización de la cen- - tral termoelectrica Jorge Luque.	86
8.	Consideraciones para elaborar las especificaciones del -- equipo.	87
9.	Consideraciones ecológicas.	89
	a) Generalidades	
	b) Tipo de descarga	
	c) Control de emisiones	

CAPITULO VI: CURVAS DE DEMANDA

1. Introducción.	96
2. El Gobernador.	97
3. Característica del Gobernador.	102
4. Regulación Primaria.	104
5. Respuesta del Sistema.	106
6. Cambiador de Carga.	107
7. Regulación Secundaria.	109
8. Despacho Económico de Carga.	110
9. Area de Control.	112
10. Sistemas Interconectados.	112
11. Objetivos de Operación de los Sistemas Interconectados.	116

CAPITULO VII: CONCLUSIONES Y COMENTARIOS 118

Agradecimientos.	122
Bibliografía.	123

## INTRODUCCION

De acuerdo a las exigencias de los tiempos modernos y en vista de la imperiosa necesidad de controlar en forma racional el consumo de energéticos y por consiguiente evitar el derroche de los mismos, se hace patente la necesidad de aplicar sistemas de control modernos con el fin de lograr el mayor ahorro de dichos energéticos y a la vez mejorar las eficiencias de operación de los equipos controlados por éstos.

El presente trabajo tiene como finalidad principal llevar a cabo un estudio sobre las posibilidades de instalar un sistema a base de microprocesadores para controlar los principales equipos de una Central Termoeléctrica; como ejemplo se ha tomado la Planta Termoeléctrica Jorge Luque de la Compañía de Luz y Fuerza del Centro (C.L.F.C.) localizada en Lechería, Edo. de México.

A continuación se proporcionan los datos actuales de la Planta y a lo largo de este estudio se irán analizando en forma objetiva las ventajas y desventajas tanto en el aspecto técnico como en el aspecto económico de la instalación y operación de un sistema digital de esta naturaleza no sólo con el fin de controlar la Central en cuestión sino con la posibilidad de aplicarlo en todas las Plantas Generadoras



de este tipo en el país.

La Planta de Lechería se encuentra situada a 32 km. al Norte de la Ciudad de México en un predio de 80 000 m<sup>2</sup> el cual, al Norte colinda con el Rancho de Santa Rosa y al Sur con la antigua carretera al Lago de Guadalupe.

El terreno está constituido de depósitos aluviales, que permiten una carga de 0.9 kg/cm<sup>2</sup> hasta una profundidad de 3 metros, después de la cual, permite cargas hasta de 1.2 kg/cm<sup>2</sup>.

La Planta Termoeléctrica de Lechería, ahora también conocida como Central Termoeléctrica Ing. Jorge Luque cuenta con dos unidades de 30 000 kw cada una y dos unidades con una capacidad de 80 000 kw (nominales) cada una.

La primera unidad en entrar en servicio fué la Unidad No. 2 en el mes de octubre de 1952; posteriormente, en Marzo de 1953 comenzó a funcionar la unidad No. 1 y finalmente en Mayo de 1958 y Diciembre de 1960 entraron en servicio las unidades 3 y 4 respectivamente.

Las características del vapor vivo, así como algunas de agua de alimentación, son similares en las cuatro unidades, contándose con sistemas de intercomunicación entre los

diferentes elementos, lo cual permite mayor flexibilidad en la operación del conjunto.

Las cuatro unidades cuentan con ciclos regenerativos, correspondiendo a las dos primeras unidades cuatro extracciones y a las últimas seis extracciones. Así mismo, cada unidad cuenta con sistemas de combustible independientes, siendo comunes únicamente los tanques de almacenamiento y existiendo un tanque para uso diario por cada par de unidades. De igual forma es posible operar esta Central utilizando gas natural como combustible.

## CAPITULO I

### CALDERA

## CAPITULO I

## 1. GENERALIDADES DE CALDERAS

a) Introducción

La Central Termoeléctrica Ing. Jorge Luque en Lechería comenzó a funcionar hace aproximadamente 37 años. Actualmente \_ posee cuatro unidades, la 1 y 2 que producen 30 MW c/u y la 3 y\_ 4 que son de 80 MW c/u.

Los principales elementos de la Termoeléctrica son cin  
co:

- Caldera.
- Gabinete de Control.
- Turbina.
- Generador.
- Subestación de Potencia y Distribución.

Escencialmente, una caldera es su contenedor en el \_\_ cual se alimenta agua y, mediante la aplicación del calor, se ca lentará continuamente hasta convertirse en vapor. En los prime ros diseños, una caldera era un simple casco con una tubería de\_ alimentación y una salida de vapor, montada en su asiento de la- drillo.

El combustible era quemado en una parrilla, y el calor liberado estaba directamente sobre la superficie inferior del casco, antes que la mayor parte de éste saliera por la chimenea.

Pronto los diseñadores aprendieron que el calentamiento de un gran recipiente de agua sencillo era bastante ineficiente, y que era necesario mantener un contacto más cerrado del agua con el calor.

Un modo de lograr esto es dirigir los gases calientes producto de la combustión a través de los tubos en el interior de la caldera. El diseño de tubos de humo no solo incrementa la transmisión de calor en la superficie expuesta del agua, sino también tiende a distribuir la formación de vapor de una manera más uniforme en los tubos.

En contraste con la idea de tubos de humo, el diseño de tubos de agua se caracteriza por uno o más domos relativamente pequeños con múltiples tubos en los cuales la mezcla agua-vapor circula. El calor fluye de la parte exterior de los tubos hacia la mezcla. Esta subdivisión de partes de presión hace posible manejar grandes capacidades de evaporación y altas presiones.

Para poder hablar de Balance de Masa y Balance de Energía, es necesario definir ciertos conceptos referentes a Combustible y Vapor como son: Flujo y Poder Calorífico para el caso del combustible, y Flujo y Entalpía para el vapor.

La energía liberada por el combustible estará dada en BTU/hr y será el producto de multiplicar los datos de flujo en Lb/hr por el poder calorífico en BTU/lb obtenido mediante un análisis de laboratorio de sus componentes tales como carbono, hidrógeno, azufre, etc.

$$\text{FLUJO (LB/HR)} \times \text{PODER CALORIFICO (BTU/LB)} = \text{ENERGIA (BTU/HR)}$$

Por otra parte, para el caso del vapor entrará en juego el concepto de entalpía, la cual obtendremos de datos de tablas en función de la temperatura y presión del vapor. Esta, al ser multiplicada por el flujo de vapor (en LB/hr) dará como resultado la energía del vapor en BTU/hr.

$$\text{FLUJO DE VAPOR(LB/HR)} \times \text{ENTALPIA DEL VAPOR(BTU/LB)} = \text{ENERGIA DEL VAPOR(BTU/HR)}$$

El concepto de energía va directamente relacionado con la eficiencia:

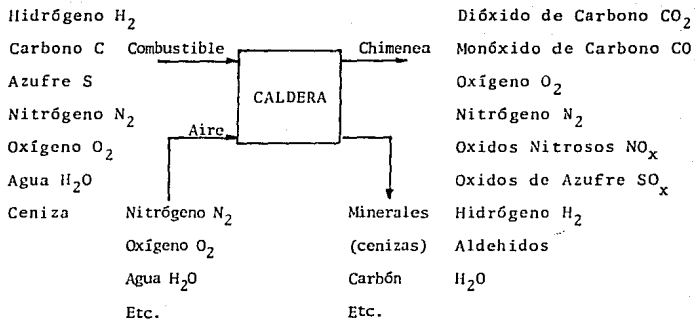
$$\eta = \frac{\text{Energía salida}}{\text{Energía entrada}}$$

La indicación más confiable para determinar si el balance de masa es el adecuado es el nivel de agua en el domo, la cual al estar inmóvil nos indicará que el agua que está entrando es igual en cantidad al vapor que está saliendo.

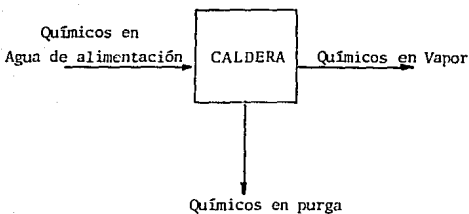
El balance de energía estará representado por la presión constante de vapor en la caldera; si ésta se está incrementando significará que está entrando más energía en forma de combustible que la que está saliendo en forma de vapor. Si la presión de vapor disminuye es indicador de que la energía que está saliendo en forma de vapor es mayor a la que está entrando en forma de combustible. Si la presión de vapor es constante, significa que la cantidad de combustible que entra es igual a la cantidad de vapor que sale y el balance de energía será el adecuado.

b) Balance de Masa

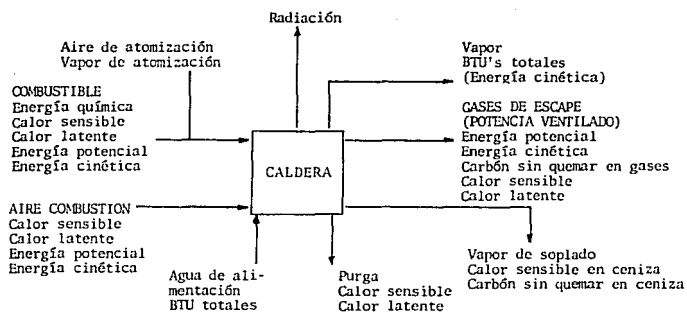
Combustible y Aire:



Agua:





c) Balance de Energía

d) Eficiencia

## INTRODUCCION

Hoy en día, al tiempo que los costos de combustible se incrementan y el suministro escasea, la conservación de la energía es una necesidad. En la medida que la industria desee conservar dicha energía sin disminuir la producción, ésta se verá en la necesidad de usar esta energía en forma más eficiente.

Las calderas son los conversores de energía más importantes en toda la industria, se estima que alrededor del 50% de la energía consumida por la industria se utiliza para generar vapor en calderas de fuego directo. Incrementando la eficiencia de estas calderas, tendremos un impacto significativo en la conservación de la energía.

## EFICIENCIA DE LA CALDERA

En teoría, la eficiencia en una caldera es la razón de calor absorbido por el agua del calor reinante en el horno.

Debido a las dificultades que se presentan en obtener en forma exacta estas mediciones, la definición anterior puede simplificarse como la razón del calor que sale como vapor con el calor que entra como combustible.

Existen algunas pruebas simples para monitorear la salida y la eficiencia de la caldera como son las siguientes: Análisis de Gases de la Caldera, Medición de Temperatura en la Chimenea, Emisiones de Humo y Medición del Tiro.

#### Análisis de Gases de la Caldera

Este procedimiento es usado para verificar la relación aire-combustible y para comprobar qué tan completa está la combustión. Los componentes del gas generalmente medidos son  $\text{CO}_2$ , CO y  $\text{O}_2$ . Los porcentajes de CO y  $\text{CO}_2$  pueden servirnos como patrones para conocer qué tan completa está la combustión. El porcentaje de  $\text{O}_2$  y  $\text{CO}_2$  nos indican el exceso de aire de combustión.

Con una buena mezcla, la combustión perfecta se logra cuando el análisis de gases muestra ausencia de CO u  $\text{O}_2$  y máximo valor en la concentración de  $\text{CO}_2$ . Para obtener la mejor eficiencia, la mezcla combustible-aire deberá ajustarse al momento de obtener el máximo nivel de  $\text{CO}_2$ .

#### Medición de Temperatura en la Chimenea

La temperatura neta en la chimenea se obtiene restando la temperatura ambiente de la temperatura del gas en los tubos de la caldera. Una alta temperatura neta en la chimenea indica que el calor se está desperdiciando en la atmósfera. La experiencia

dictamina que la temperatura en la caldera debe mantenerse lo más baja posible sin que cause la llamada "cold-end corrosion".

Este fenómeno es causado, generalmente, por la formación de ácido sulfúrico ( $H_2SO_4$ ) cuando el  $SO_3$  proveniente de la combustión entra en contacto con el vapor de agua. Al quemarse, el azufre del combustible se convierte en  $SO_2$ ; en presencia de grandes cantidades de aire parte de éste se convertirá en  $SO_3$ , el cual combinado con el vapor de agua se convierte en ácido sulfúrico. Si la temperatura en el calentador de aire, ductos de aire y chimenea cae abajo del punto de rocío del ácido, el ácido sulfúrico se condensará en las superficies metálicas.

Cuando tenemos un valor de temperatura alto en la caldera,  $400^{\circ}C$  ( $750^{\circ}F$ ) o mayor a éste, se puede deber a alguna de estas condiciones:

- Tiro excesivo.
- Suciedad en las superficies de calentamiento.
- Mal diseño de las superficies de intercambio de calor.
- Hogar pequeño.
- Cámara de combustión incorrecta o defectuosa.

### Emisiones de Humo

La cantidad de humo en la caldera puede servirnos para estimar qué tan limpia es la combustión. Una combustión con mucho humo puede ser causada por una o más de las siguientes condiciones:

- Entrega de aire inadecuada.
- Tiro insuficiente.
- Viscosidad del combustible inadecuado.
- Mal funcionamiento de la bomba de petróleo.
- Inadecuada razón combustible-aire.
- Precaentamiento inadecuado.
- Fugas de aire excesivas.
- Mala atomización.

Cuando se ajustan las condiciones para la combustión, el nivel máximo de  $\text{CO}_2$  debe ser controlado en un punto en que no cause humo excesivo.

Se pueden realizar dos tipos de mediciones de humo utilizando diversos métodos, los cuales cambiarán de acuerdo a los equipos utilizados, estas pruebas son: análisis y opacidad.

### Medición del Tiro

El tiro determina la razón en la cual los gases de la combustión pasan a través del hogar o la caldera. Un tiro excesivo puede producir un incremento en la temperatura de la chimenea, así como también reducir el porcentaje de  $\text{CO}_2$  en los gases.

## 2. ESTADO ACTUAL DE LA INSTALACION DE LECHERIA

a) Caldera

Para llevar a cabo la combustión en la caldera se necesita de la interacción de cuatro elementos básicos:

- i) Combustible.
- ii) Agua.
- iii) Aire.
- iv) Vapor de Atomización.

i) El combustible puede ser petróleo o gas natural, que se obtiene de su tanque de uso diario de  $75m^2$  en caso de tratarse del primero y por gasoducto si se trata del segundo.

ii) El agua se toma del tanque de oscilación de  $54m^2$ , de donde las bombas de agua de alimentación la pasan por el calentador de alta presión el cual eleva la temperatura de ésta a  $210^{\circ}C$  para después mandarla al domo superior, previo paso por el economizador.

iii) El aire se toma del medio ambiente mediante un

ventilador de tiro forzado y se pasa por un calentador de aire para posteriormente entrar al hogar como aire caliente a una presión de 500mm H<sub>2</sub>O.

El ventilador de tiro inducido toma los gases calientes producto de la combustión y los conduce a la chimenea.

- iv) El vapor de atomización se toma de su cabezal principal a 62 kg/cm<sup>2</sup> y en la estación de sobrecalentadora se regula a 15 kg/cm<sup>2</sup> y 485°C, tomando el agua a 82 kg/cm<sup>2</sup> y 210°C para lograr atemperar el vapor y que éste salga a 5 kg/cm<sup>2</sup> y 260°C, pasando a la válvula de presión diferencial y de allí a los quemadores.

#### b) Características

El generador de vapor en cuestión es una caldera marca BABCOCK & WILCOX de doble domo transversalmente opuestos con una capacidad de 150 ton/hr. y con posibilidad para trabajar tanto con gas como con petróleo.

Posee seis quemadores de petróleo y seis quemadores para gas con ocho lanzas cada uno; además 6 encendedores de gas. Cada quemador posee un detector de flama que son enfriados con



ventilación de aire de servicios. El gas de los quemadores entra a  $0.58 \text{ kg/cm}^2$ , en tanto que el petróleo entra a  $20 \text{ kg/cm}^2$  y a  $110^\circ\text{C}$ .

Esta caldera consume 9.8 ton/hr. petróleo y 10.6 ton/hr. de aire de combustión y trabaja con presión negativa, lo que significa que la presión en el hogar ( $2.5 \text{ mm H}_2\text{O}$ ) es menor a la presión atmosférica.

A continuación se presenta una tabla representativa de los datos de placa de la caldera No. 1:

Tiro forzado ( $220 \text{ mm H}_2\text{O}$ )      Tiro inducido ( $190 \text{ mm H}_2\text{O}$ )

GENERADOR DE VAPOR		
CAIDA DE PRESION 4.0 KG.		
	SUPERF. CALENT. $\text{M}^2$	H.S. SQ. FT.
WATER COOLED WALL PARED ENFRIADA CON AGUA	498.42	5365
CALDERA BOILER	1957.93	21075
CALENTADOR SUPERIOR SUPER HEATER	---	---
PRESION DE DISEÑO DESIGN PRESSURE LB	92.90	1000

La caldera posee dos válvulas principales: una reguladora de petróleo y otra que regula la presión diferencial entre vapor y petróleo.

Asimismo, tiene un calentador de aire tipo regenerativo auxiliado por un precalentador de aire tipo serpentín. Este precalentador toma el aire de la descarga del tiro forzado y lo eleva de 25°C a 70°C; luego es tomado por el calentador que lo eleva de 70°C a 260°C. A la salida del sobrecalentador secundario tendremos 62 kg/cm<sup>2</sup> de presión y una temperatura de 485°C.

Presión domo superior → 65 kg/cm<sup>2</sup>.

Temperatura de los gases a la salida de la caldera → 390°C.

Temperatura de los gases de combustión a la atmósfera (chimenea) → 170°C.

### c) Control e Instrumentación

- a) Presión de gas a quemadores.
- b) Control de presión de gas línea.
- c) Flujo de agua.
- d) Temperatura de agua.    |    REC 1
- e) Flujo de vapor.           |
- f) Flujo de aire.            |    REC 2
- g) Flujo gas natural.
- h) Presión agua y vapor.

i) Nivel agua.

j) Flujo petróleo a quemadores.

k) Flujo de aire.

l) Temperatura del petróleo.

REC 3 (Presión aire control)

m) Temperatura en el precalentador aire.

Aire salida del precalentador.

Gas salida del precalentador.

Gas entrada del precalentador.

Aire entrada del precalentador.

n) Temperatura de vapor.

ñ) Presión en el hogar.

Presión descarga tiro forzado.

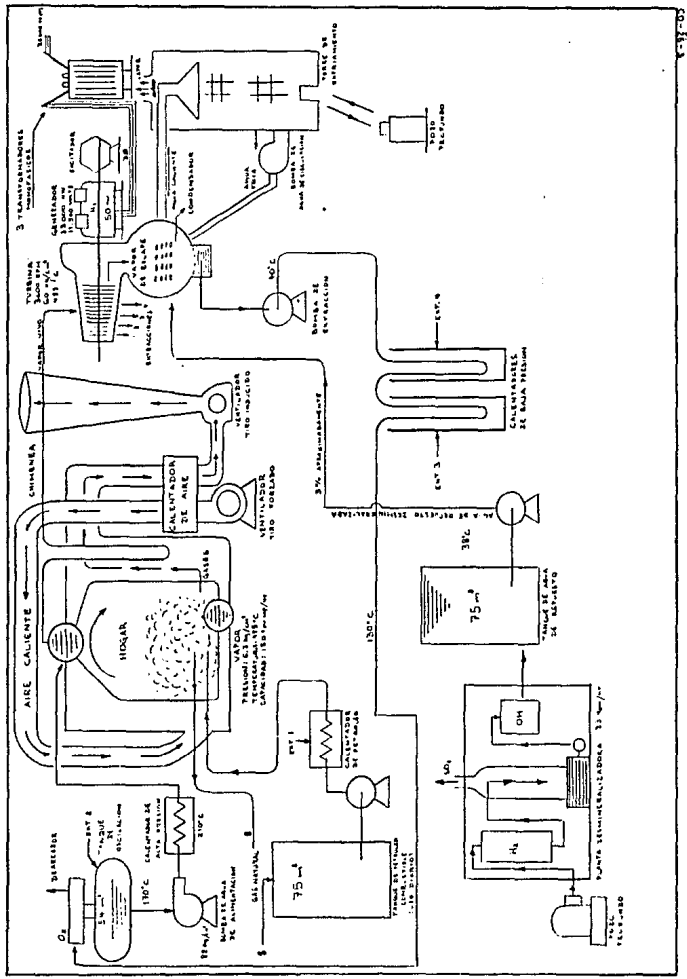
Presión salida precalentador de aire.

Presión caja de aire.

Presión en el hogar.

Presión salida caldera.

Presión succión tiro inducido.



Co-fa-3

## CAPITULO II

### TURBINA, GENERADOR Y TRANSFORMADORES

## CAPITULO II

## 1. TURBINAS

a) Introducción

Una turbina de vapor es una máquina que convierte energía térmica en energía mecánica utilizando la expansión del vapor a través de las boquillas y los álabes, montados en el eje, para dar velocidad y par de rotación a la flecha de la turbina. Esta conversión de energía resulta en un movimiento rotatorio que puede conectarse directamente al generador. En la figura II.1 se ilustra una turbina de vapor.

b) Disposición de la Turbina (Figura II.1A)

Algunas de las partes principales de la turbina son necesarias para llevar a cabo la conversión de energía; sin embargo, el corazón de la turbina es un elemento rotatorio que comúnmente se denomina eje. El eje es esencialmente una flecha sumamente grande que contiene varias hileras de álabes de vapor. El eje está alojado en una carcasa dividida horizontalmente, diseñada para permitir un acceso relativamente fácil al interior de la turbina con fines de mantenimiento.

FIG. II.1

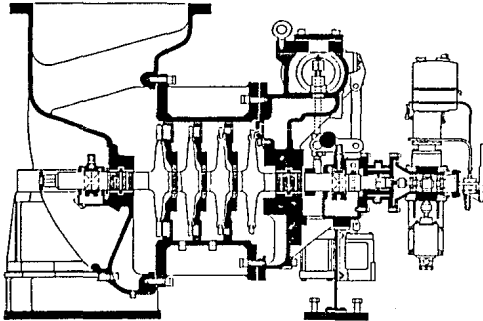
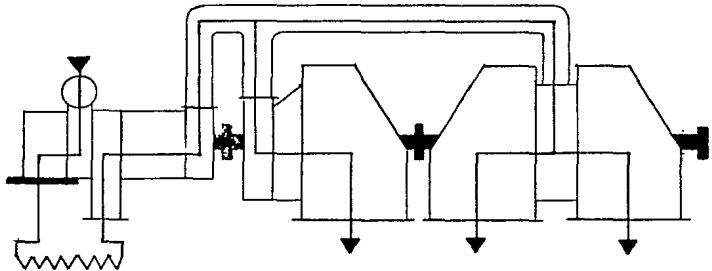


FIG. II.1A



c) Ventajas

Las turbinas de vapor a alta presión son las fuentes \_ de fuerza mecánica más ampliamente utilizadas para mover grandes \_ generadores eléctricos, debido a la gran cantidad de potencia segura que puede obtenerse dentro de su volumen razonablemente pequeño.

d) Carcasa de la Turbina

La carcasa de la turbina da soporte a los cojinetes, \_ los álabes de vapor estacionario instalados entre cada etapa de álabes rotatorios y a los sellos de la flecha. Evidentemente, la \_ carcasa sirve también como recipiente para el vapor que pasa a través de la turbina. Generalmente las turbinas grandes tienen más \_ de una carcasa y un eje; las flechas están conectadas entre sí en serie.

e) Válvulas Principales

El vapor a la turbina está controlador por válvulas de estrangulación que regulan la cantidad de vapor admitido a la turbina con el objeto de mantener la velocidad constante necesaria para producir fuerza a una frecuencia constante.

También existen válvulas de bloqueo del vapor principal como dispositivo de emergencia para cerrar de inmediato e inte-



rrumpir la alimentación de vapor a la turbina, con el objeto de evitar velocidades excesivas cuando se desconecta la carga eléctrica del generador. Las turbinas que utilizan vapor recalentado requieren también una válvula de bloqueo de emergencia en la línea de vapor supercalentado caliente para actuar de inmediato en caso de retirarse la carga. Estas válvulas de bloqueo impiden la entrada a la turbina del vapor almacenado en las líneas de vapor principal y de vapor supercalentado que contienen energía suficiente para impartir al eje de la turbina una velocidad excesiva, en caso de retirarse la carga.

f) Lubricación

Cada turbina requiere también un sistema de aceite de lubricación para los cojinetes de la flecha. El sistema de lubricación es sumamente extenso y la mayor parte del equipo está situado en un sitio alejado de la turbina. El aceite circula hacia la turbina y desde ella a través de tuberías externas. Los componentes del sistema incluyen generalmente una bomba de aceite movida por la flecha de la turbina, una bomba de emergencia movida por un motor, enfriadores de aceite, equipo de purificación de aceite y un gran depósito de aceite.

g) Sello de vapor

Se requiere otro sistema para permitir el sello de va-

por a lo largo de las flechas de la turbina. El sistema evita que el vapor escape por las flechas de alta presión de la turbina e impide la entrada de aire a las flechas de baja presión, en el área de baja presión de la turbina. Una gran parte de este sistema está también situada en un sitio alejado de la turbina, conectado a ésta por una tubería especial.

#### h) Control

Se requiere un sistema de control de velocidad para gobernar la velocidad de operación de la turbina. Es un sistema sumamente complejo, pero esencialmente, el sistema de control funciona para regular la posición de la válvula de control de estrangulación de la turbina. En esta forma, la velocidad de la turbina se mantiene a un valor constante el que a su vez produce fuerza a una frecuencia constante en el generador eléctrico.

## 2. GENERADOR

#### a) Introducción

El generador alimenta fuerza eléctrica al transformador de la subestación eléctrica, para su transmisión al sistema de distribución. Un generador moderno es una máquina altamente eficiente para convertir la energía mecánica de la turbina de vapor en energía eléctrica para su distribución. (Ver fig. 11.2)

b) Operación

En la disposición habitual, un generador es movido por una turbina; las flechas de cada uno de ellos se conectan por medio de acoplamientos. Una máquina adicional, llamada excitador va conectada a la flecha del generador para suministrar corriente directa al rotor del generador. La corriente pasa a través de los devanados del rotor, lo que permite utilizarlo como electromagneto rotatorio. El giro de este magneto dentro de los devanados del estator del generador produce la electricidad en el generador. Para incrementar todavía más la eficiencia de los grandes generadores, el interior del generador se llena con hidrógeno en lugar de hacerlo con aire. La atmósfera de hidrógeno ofrece menor resistencia al giro del rotor, y un mejor enfriamiento. Este avance es típico de otros muchos que han ocurrido en el curso de los años para mejorar constantemente la eficiencia de las plantas generadoras de electricidad por medio de vapor.

c) Sistemas de Sello

Se requiere un sistema de sello especial para evitar que el hidrógeno escape a lo largo de la flecha del generador.

Las partes del sistema están separadas del generador por medio de una tubería. Otros elementos del sistema de sello permiten la separación del hidrógeno y el aceite; generalmente están si

tuados cerca del generador.

d) Enfriamiento

Los generadores requieren también enfriamiento para eliminar el calor y en esta forma garantizar una operación confiable. Generalmente, el enfriamiento se efectúa utilizando cambiadores de calor enfriados con agua interconstruidos en la carcasa del generador, para enfriar el hidrógeno. El hidrógeno es recirculado a través del generador por medio de un ventilador montado en la flecha del generador. El hidrógeno pasa sobre los devanados del generador y después dentro de los cambiadores de calor enfriados con agua.

Puede usarse un sistema de enfriamiento separado que utiliza condensado puro para enfriar el estator del generador. El condensado circula a través de tubos dentro del estator del generador y a continuación es conducido al exterior del generador y enfriado en cambiadores de calor separados en el sistema de enfriamiento del hidrógeno del estator, que está compuesto por cambiadores de calor, bombas, filtros y equipo de control conexo.

3. TRANSFORMADORES

a) Transformadores Principales

El transformador de fuerza principal aumenta el voltaje.

desde el producido en el generador hasta el requerido para las líneas de transmisión. El objeto de elevar el voltaje es preveer las pérdidas de la línea en el sistema de transmisión. Los transformadores de fuerza principales pueden estar formados por tres unidades de una sola fase o los tres pueden tener conjuntos de devanados en una sola cubierta y tener el aspecto de un único transformador trifásico. Estos transformadores son súmamente grandes y en general, están enfriados con un sistema de aceite no conductor para garantizar su confiabilidad y una operación continua. Para mejorar los sistemas de enfriamiento en los transformadores, se utiliza aire forzado por ventiladores en los radiadores de éstos, así como también bombas para circulación forzada de aceite, con lo cual, además de mejorar el enfriamiento, se eleva la capacidad del transformador.

b) Transformador Auxiliar (Servicio de Estación)

Generalmente se instala su transformador adicional, llamado transformador auxiliar, para la alimentación de fuerza al equipo eléctrico de la planta. El sistema de alimentación eléctrica auxiliar de la planta se modifica adicionalmente para dar fuerza a voltajes más bajos al equipo eléctrico menor de toda la planta.

#### 4. ESTADO ACTUAL DE LA INSTALACION DE LECHERIA

Actualmente, la Planta de Lechería cuenta con cuatro turbinas marca General Electric A.E.G. siendo la 1 y 2 de 45,000 HP cada una y la 3 y 4 de 82,400 HP cada una.

Los generadores también fueron fabricados por General Electric, son del tipo enfriados por hidrógeno, dos de los cuales tienen una capacidad de 33,000 kw cada uno y los otros dos de 82,400 kw produciendo un total de 230,800 kw.

Asimismo, los generadores 1 y 2 tienen una capacidad en KVA de 42,000 en tanto el 3 y 4 103,000 KVA cada uno haciendo un total de 240,000 KVA, a 3600 r.p.m. y 11,500 volts.

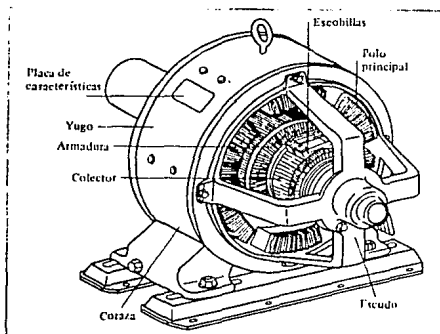


FIG. II.2

### CAPITULO III

#### SISTEMAS AUXILIARES

## I. ABASTECIMIENTO DE AGUA Y SISTEMA DE AGUA DE SERVICIOS

### ABASTECIMIENTO DE AGUA

El abastecimiento de agua para usos generales de la central, lo suministra una red de pozos profundos.

Las bombas de los pozos profundos descargan a un cabezal común de donde se alimenta el sistema de agua de servicios y el canal del sistema de agua de circulación.

### SISTEMA DE AGUA DE SERVICIOS

Este sistema proporciona agua al sistema de enfriamiento de equipos auxiliares del generador de vapor, y a usos generales, tales como tratamiento de agua, áreas verdes, baños, laboratorio químico, etc.

### SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUA

El proceso de desmineralización consiste en dos reacciones de intercambio iónico y en un proceso mecánico, los cuales se llevan a cabo en el siguiente equipo.

- a) Unidad Catiónica (Intercambio Catiónico)



- b) Descarbonatador (Proceso Mecánico)
- c) Unidad Aniónica (Intercambio Aniónico)

El agua cruda que proviene de la descarga de las bombas llega a la planta desmineralizadora, pasa a través de un integrador de flujo, para ahí ser introducida a la unidad catiónica por la parte superior a través de una válvula múltiple que tiene cuatro posiciones: servicio, retrolavado, regeneración y enjuague.

Al pasar por el lecho de resina catiónica, el agua intercambia los iones metálicos (calcio, magnesio y sodio) por iones hidrógeno, formando así ácidos. Al afluyente de la unidad catiónica se le denomina agua ácida.

A medida que esta pasando el agua por la resina, los iones de hidrógeno que son cambiados por iones metálicos se agotan, por lo que, es necesario regenerar la resina. Esta operación se hace con una solución de ácido sulfúrico.

El afluyente de la unidad catiónica pasa al descarbonatador, el cual es un recipiente abierto a la atmósfera, aquí se elimina el bióxido de carbono disuelto por medio de aereación. Esto se efectúa haciendo burbujear aire en el agua contenida en el recipiente.

El nivel en el descarbonatador es controlado automáticamente mediante un controlador de nivel que opera la válvula de diafragma localizada en la línea de alimentación.

Del descarbonatador, el agua pasa a la unidad aniónica por medio de dos bombas, de las cuales una está en operación y la otra en reserva. El agua entra a la unidad aniónica por la parte superior y pasa por el lecho de resina contenida en el recipiente, efectuando el intercambio de iones negativos (sulfatos, cloruros, silicatos, nitratos y carbonatos), disueltos en el agua por iones hidróxido contenidos en la resina.

Lo mismo que la resina catiónica, la capacidad de intercambio de iones de la resina aniónica se agota, haciéndose necesaria su regeneración, la cual se efectúa con una solución de sosa cáustica.

El afluente del anión es el agua desmineralizada y se envía a los tanques de almacenamiento de agua tratada No. 1, 2 y 3, según se requiera.

También de la planta desmineralizadora se alimentan los tanques de fosfatos y el tanque que hidrazina de las dos unidades.

## II. DESCRIPCION Y OPERACION DEL SISTEMA AGUA DE CONDENSADO

### SISTEMA DE CONDENSADO

#### INTRODUCCION

La función principal de este sistema, es extraer el condensado del pozo caliente del condensador y enviarlo hasta el deareador por medio de las bombas de condensado, a través del condensador de vapor de sellos, banco de eyectores y de los calentadores de agua de baja presión. El paso del condensado por estos equipos incrementa gradualmente su temperatura, lo que origina una mayor eficiencia del ciclo regenerativo.

En el condensador, el vapor que proviene del escape de la turbina se condensa; este proceso se hace eliminando todo el calor latente contenido en el vapor por medio del agua de circulación.

Este sistema, también almacena y suministra el agua de repuesto al ciclo principal, agua para llenado del generador vapor-vapor y agua para sellos de ciertos equipos.

## a) Tanque de almacenamiento de condensado

Es un tanque cilíndrico vertical, de techo cónico, construido de láminas metálicas y diseñado para abastecer a la unidad. Este tanque se utiliza para almacenar agua que ha sido desmineralizada en la planta de tratamiento químico para de ahí tomar la que sea necesaria para reponerla al ciclo, así como también para verter en el, el excedente de agua cuando se tiene un alto nivel en el pozo caliente.

## b) Condensador deareador

El vapor que escapa de la turbina pasa al condensador deareador, en donde se condensa la mayor parte. En el interior del mismo existe cierta cantidad de aire y gases no condensables que han sido arrastrados por el vapor, debido a infiltraciones a través de sellos, juntas, válvulas de alivio, etc., los cuales por ser incondensables, es necesario expulsarlos fuera del condensador.

El oxígeno y bioxido de carbono que contiene el agua en su composición, son bastante perjudiciales para las tuberías, generadores de vapor, turbinas, etc., por la corrosión que producen. Por lo mismo, es de vital importancia la extracción de dichos gases.

En el condensador deareador, el vapor de escape de la turbina pasa a los bancos de tubos donde se condensa la mayor parte, otra porción del vapor se canaliza directamente hasta el pozo caliente donde fluye a través del condensado que cae en forma de fina lluvia de unas placas perforadas colocadas abajo de los bancos de tubos. Este arreglo hace que el vapor recaliente el condensado hasta el punto de ebullición al exponer a las gotitas a una atmósfera rica de vapor, y de esta manera se liberan todos los rastros de gases del agua. Así, el condensador cumple la función principal del deareador. Finalmente, aire y gases no condensables son extraídos a la atmósfera por medio del banco de eyectores. (ver fig.III. 1).

c) Banco de eyectores.

Los eyectores tienen por objeto extraer los gases no condensables que se acumulan en el condensador. Estos equipos utilizan el principio de una tobera, es decir que la presión del vapor de alimentación a los mismos la transforman en velocidad, ocasionando con esto un vacío, aspirando de esta forma los gases y aire del interior del condensador.

EYECTORES DE AIRE (Fig. III.2)

Los eyectores tipo jet como el mostrado en la figura

En el condensador deareador, el vapor de escape de la turbina pasa a los bancos de tubos donde se condensa la mayor parte, otra porción del vapor se canaliza directamente hasta el pozo caliente donde fluye a través del condensado que cae en forma de fina lluvia de unas placas perforadas colocadas abajo de los bancos de tubos. Este arreglo hace que el vapor recaliente el condensado hasta el punto de ebullición al exponer a las gotitas a una atmósfera rica de vapor, y de esta manera se liberan todos los rastros de gases del agua. Así, el condensador cumple la función principal del deareador. Finalmente, aire y gases no condensables son extraídos a la atmósfera por medio del banco de eyectores. (ver fig.III. 1).

c) Banco de eyectores.

Los eyectores tienen por objeto extraer los gases no condensables que se acumulan en el condensador. Estos equipos utilizan el principio de una tobera, es decir que la presión del vapor de alimentación a los mismos la transforman en velocidad, ocasionando con esto un vacío, aspirando de esta forma los gases y aire del interior del condensador.

EYECTORES DE AIRE (Fig. III.2)

Los eyectores tipo jet como el mostrado en la figura

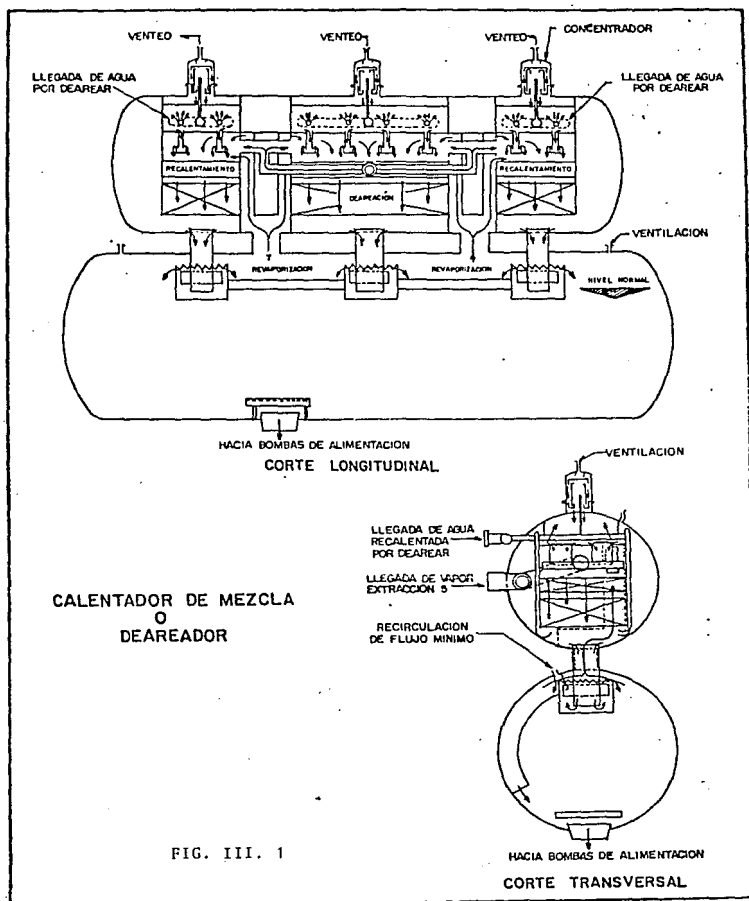
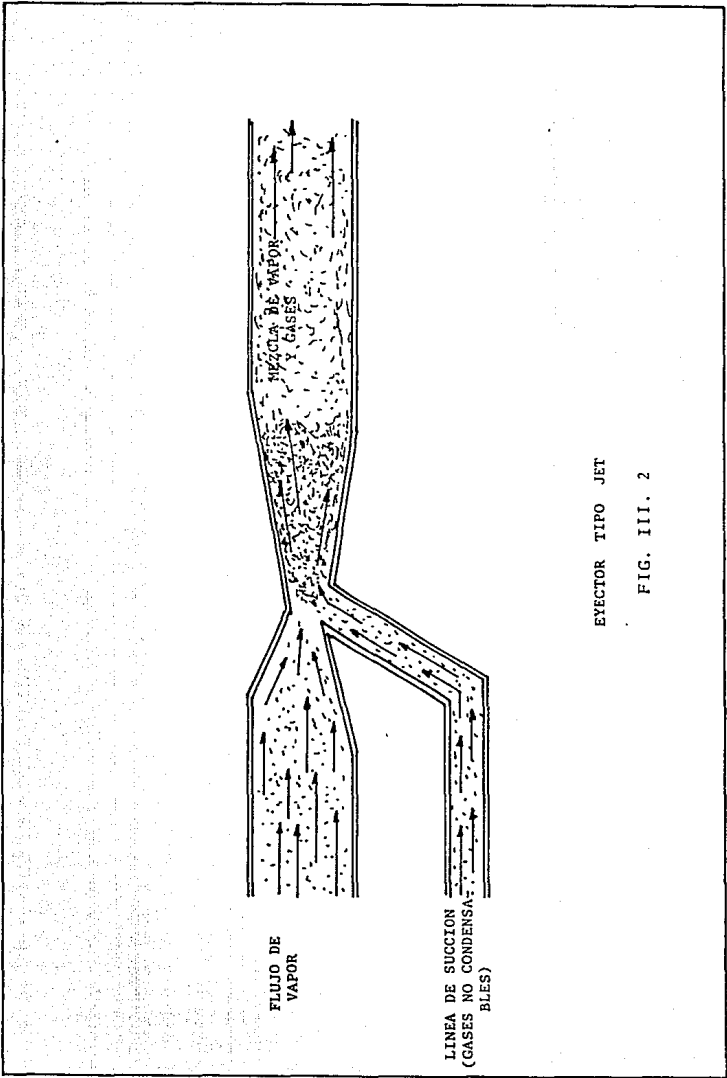


FIG. III. 1



EYECTOR TIPO JET

FIG. III. 2



III.2, son los que normalmente utilizan en las centrales termo-eléctricas para hacer vacío en el condensador principal y extraer de él los gases que no se condensan (incondensables). Prácticamente constan de una tobera y una línea de succión. Generalmente son alimentados con vapor, el cual al pasar por la tobera se expande e incrementa su velocidad, de tal forma que ejerce una succión en la línea instalada para este propósito.

Eyector de arranque.- Es del tipo jet, de un solo paso, su línea de succión de aire del condensador principal y la descarga se hace directamente a la atmósfera (vapor y aire). (Ver fig. III.3).

La función de este eyector es extraer el aire del condensador, para hacer el vacío necesario para rodar la turbina en un arranque o para mantenerlo dentro de un límite (por períodos muy largos), durante la operación normal de la unidad, cuando por alguna razón tiende a disminuir.

Eyectores de aire de servicio.- Estos eyectores son del mismo tipo que el de arranque pero de menor capacidad, ya que su función principal es extraer los gases no condensables del condensador principal, durante la operación normal.

Constituido por 2 eyectores denominados primario

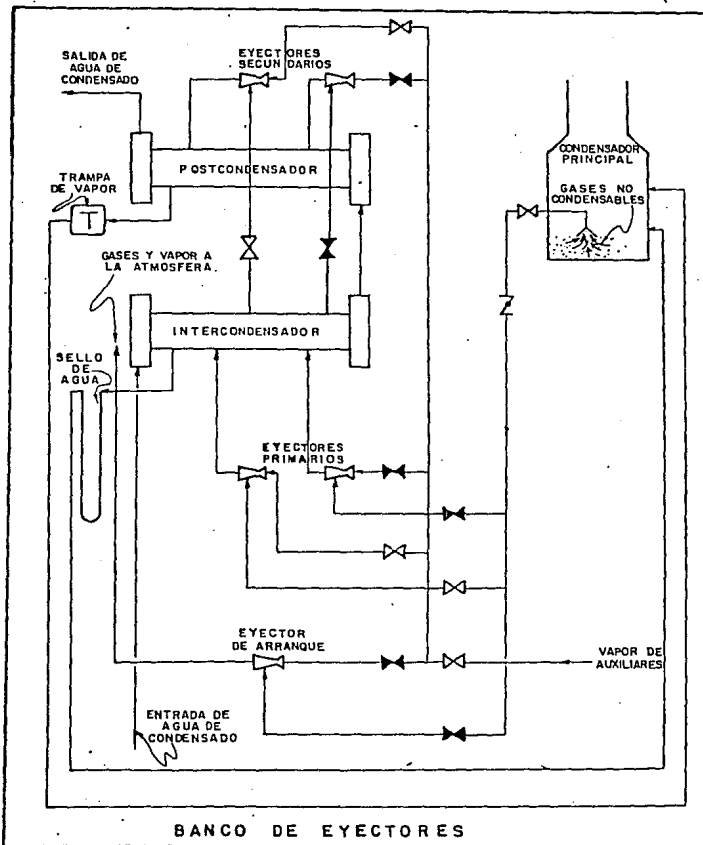


FIG. III. 3

y secundario.

La succión de los eyectores primarios se encuentra conectada a la línea de succión de aire del condensador principal y la descarga de la mezcla de gases no condensable y vapor se hace a una sección del banco de eyectores denominada intercondensador, donde la mayor parte del vapor que contiene dicha mezcla se condensa al ceder su calor al agua de condensado que circula por el interior de los tubos de que está formado dicho condensador. El eyector secundario succiona del intercondensador el vapor que no se logró condensar junto con los gases no condensables y los descarga en otra sección del mismo banco de eyectores denominados poscondensadores, donde igualmente que en el intercondensador, el vapor que todavía contiene la mezcla de gases no condensables se condensa al ceder su calor al agua de condensado. El condensado así formado es descargado al condensador principal a través de una trampa de vapor y los gases no condensables son venteados a la atmósfera.

Estos eyectores utilizan vapor de auxiliares de la mismas características que el de arranque.

d) Calentador de baja presión.

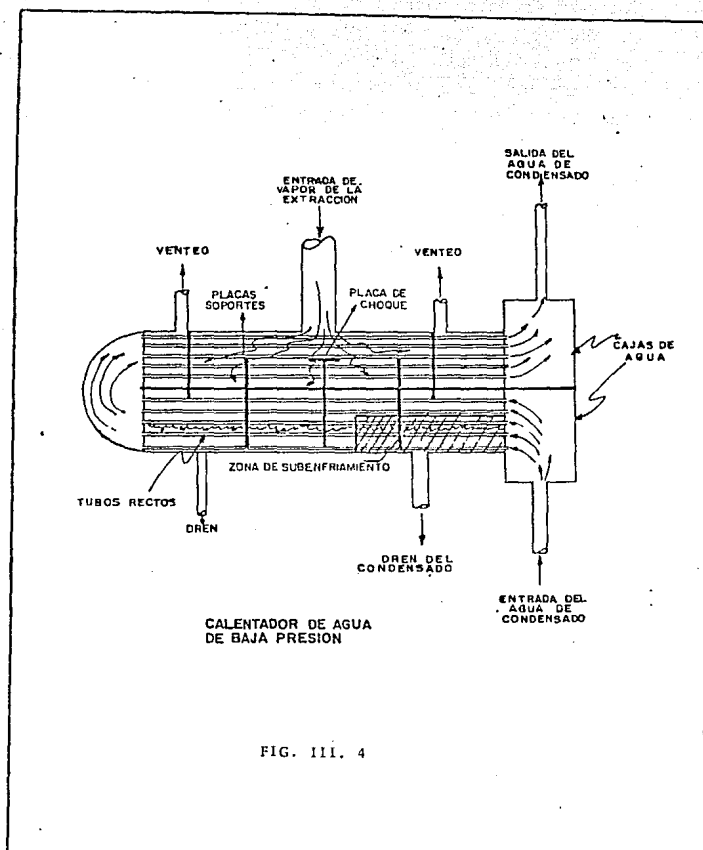
Del condensador de eyectores, el agua de condensado

pasa a la parte inferior del calentador de baja presión conocido como enfriador de purgas. (Ver fig. III.4).

e) Calentador de presión intermedia.

Del calentador el agua de condensado pasa al calentador de baja presión, en donde el agua se calienta mediante vapor de la tercera extracción de la turbina. Este calentador eleva la temperatura del condensado.

Ambos calentadores tienen en su lado de agua, válvulas para venteo, con el objeto de desalojar el aire existente en su interior al entrar en servicio el calentador, así como válvulas de seguridad para protección del mismo.



### III. DESCRIPCION Y OPERACION DEL SISTEMA AGUA DE ALIMENTACION

Este sistema continúa al de agua de condensado, desde el tanque de oscilación del deareador hasta la entrada al economizador. Su función consiste en proporcionar al agua de alimentación la presión necesaria para que pueda circular a través de los calentadores de alta presión y llegar con la presión suficiente al domo de la caldera, para vencer la presión existente en el, así como también, suministrar el agua necesaria para atemperar el vapor sobrecalentado y recalentado. (Ver fig. III.5).

#### EQUIPO PRINCIPAL

Tanque de oscilación del deareador.- Es un tanque horizontal en el cual se almacena el agua proveniente del deareador y que se encuentra unido a este a través de dos líneas de descarga y dos líneas igualadoras de presión. También en él descargan las líneas de recirculación mínima de las dos bombas de agua de alimentación.

Dispone de una línea de derrame con su cuadro de regulación (una válvula neumática de control, dos válvulas de bloqueo y una de desvío), que descarga al condensador

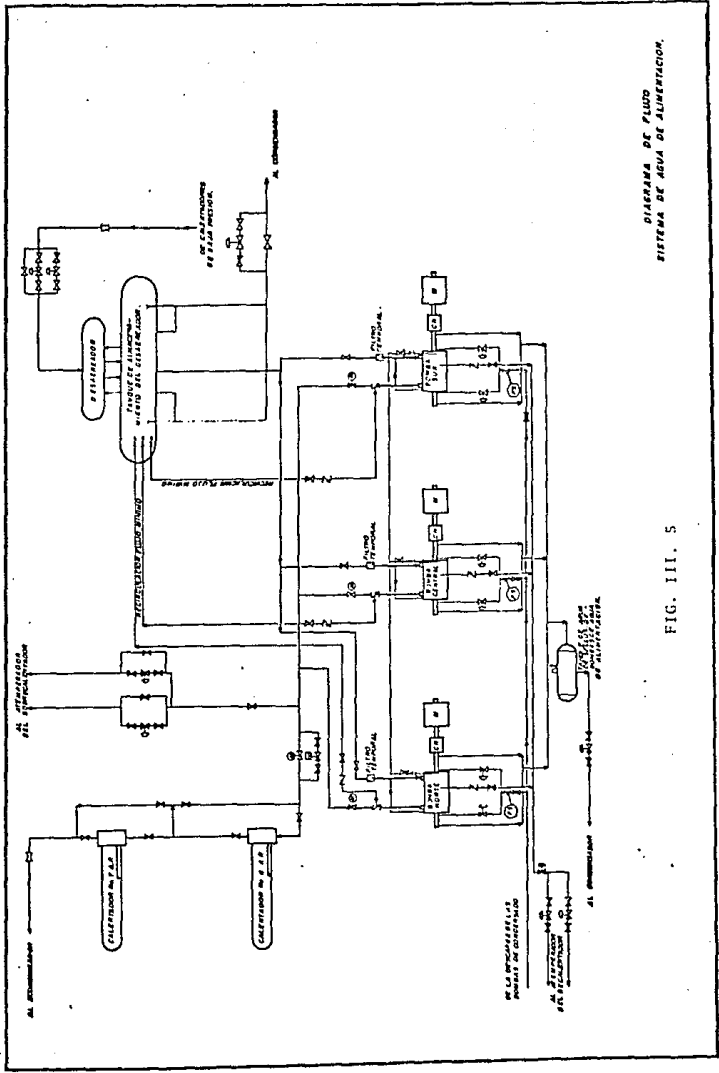


DIAGRAMA DE FLUJO SISTEMA DE AGUA DE ALIMENTACION.

FIG. III. 5

principal cuando el nivel sube arriba de lo normal. (Ver fig. III. 6).

#### BOMBAS DE AGUA DE ALIMENTACION

El sistema cuenta con dos bombas de agua de alimentación, cada una de ellas del 50% de capacidad, es decir que cuando la unidad se encuentra generando el 50% de carga o menos, solamente se requiere tener una bomba en servicio y cuando se aumenta la generación a más del 50% que es lo que ocurre generalmente, se ponen en servicio las dos bombas.

Para evitar choques térmicos, las bombas se encuentran interconectadas por medio de una línea llamada de calefacción, a través de la cual se establece un flujo de agua de las bombas que se encuentran en servicio. (Ver fig. III. 7).

Equipo auxiliar de las bombas de agua de alimentación:

a) Bomba de prelubricación.

Cada bomba debe de contar con una bomba auxiliar de aceite lubricante, accionada por motor eléctrico y denominada de prelubricación; la cual le suministra aceite de lubricación durante los arranques, paros y emergencias.



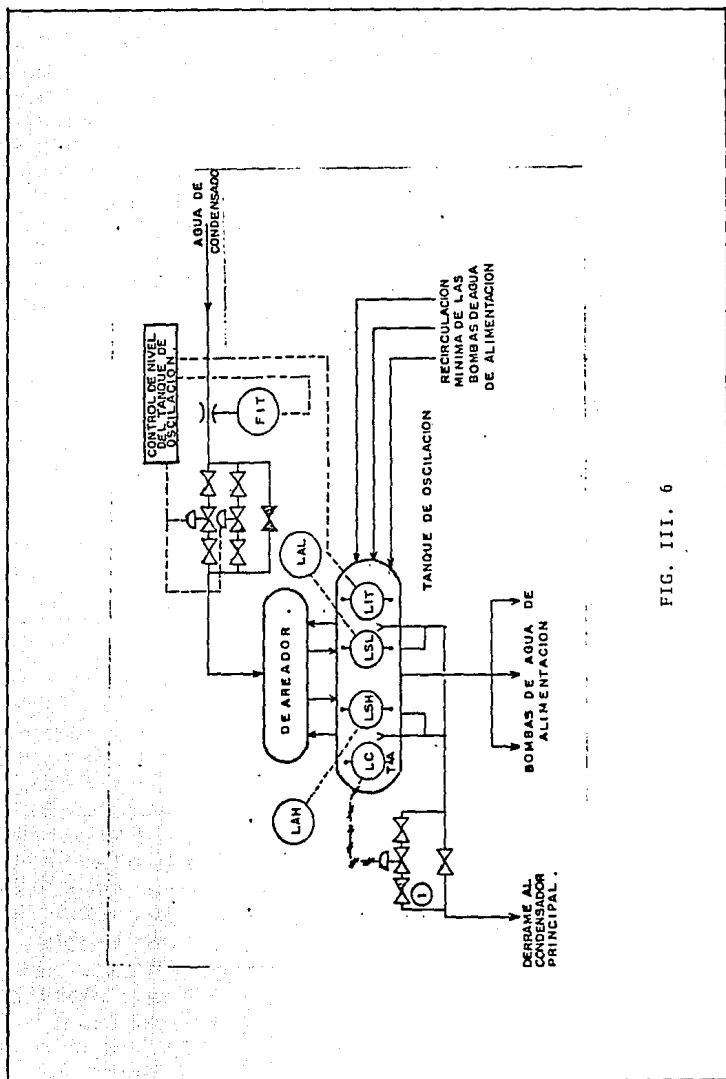
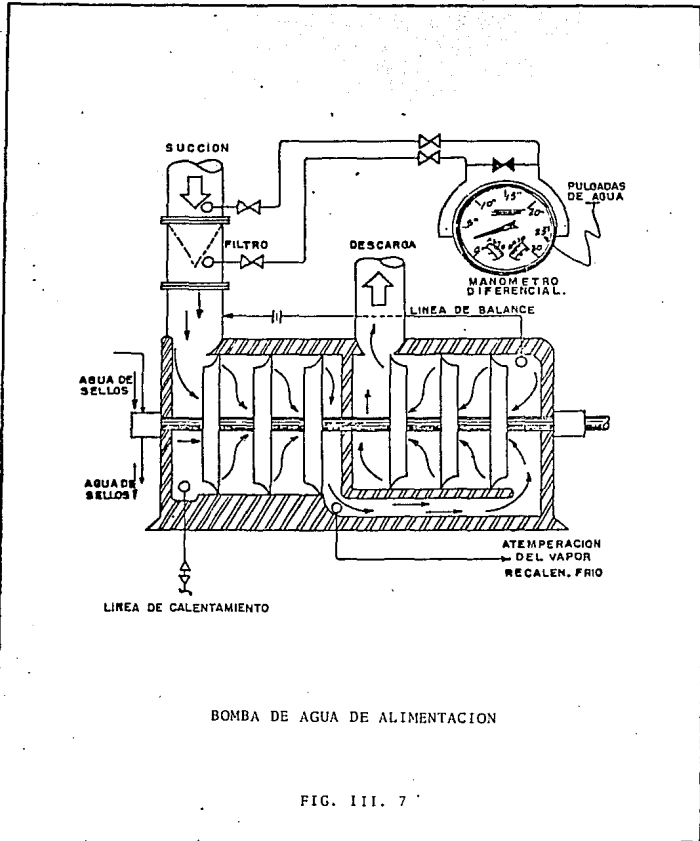


FIG. III. 6



b) Bomba principal de lubricación.

Esta bomba se encuentra acoplada a la flecha de la bomba de agua de alimentación, en su extremo exterior. La función de esta bomba es succionar el aceite lubricante del carter y distribuirlo a la presión requerida a las chumaceras; durante la operación normal de la bomba.

Cuando el operador acciona el interruptor de la bomba de agua de alimentación a la posición de arranque, inmediatamente entra en servicio la bomba de prelubricación y cuando la presión de aceite en los cojinetes es suficiente, o bien a pasado cierto tiempo (determinado anteriormente por el fabricante). Cuando la bomba de alimentación genera suficiente presión para sus cojinetes, automáticamente se para la bomba de prelubricación.

c) Enfriadores de aceite de lubricación y aceite de control.

Cada bomba debe de estar equipada con un enfriador de aceite de lubricación.

Estos enfriadores constan de una serie de tubos, por el interior de los cuales circula agua de enfriamiento y por el exterior aceite de lubricación y tienen como finalidad

enfriar dicho aceite a la temperatura requerida por las chumaceras.

Sistema de agua de sellos de las bombas de agua de alimentación.

Cada bomba de agua de alimentación cuenta con un sistema de agua de sellos, el cual consta principalmente de dos válvulas controladoras de flujo, cada una con su respectivo control de temperatura y un tanque colector de agua de sellos.

El agua que requieren los sellos mecánicos de las bombas de agua de alimentación, es suministrada por las bombas de condensado, cuyo flujo es regulado por las válvulas de control, instaladas en las líneas de suministro, en cada extremo de la flecha de la bomba, para mantener constante la temperatura de salida del agua y por lo tanto la de los sellos mecánicos.

La descarga de agua, de los sellos mecánicos, es enviada al tanque colector de agua de sellos, el cual mantiene su nivel normal por medio de la válvula de control que descarga al condensador principal. Este tanque colector de agua de sellos, es común a las dos bombas de alimentación y funciona como un sello de agua para evitar entradas de aire al conden-

sador.

#### DESCRIPCION DEL FUNCIONAMIENTO

Por la presión existente en el deareador y por gravedad, el agua de condensado desciende del deareador al tanque de oscilación donde es almacenada (de aquí en adelante el agua de condensado pasa a ser agua de alimentación).

Del tanque de oscilación el agua desciende por una tubería, hasta el cabezal de succión de las bombas de agua de alimentación. Este cabezal es común para las dos bombas de agua de alimentación y de él se derivan las líneas que alimentan a cada bomba de agua de alimentación, pasando por la válvula de bloqueo y por el filtro de succión.

#### SISTEMA DE RECIRCULACION DE FLUJO MINIMO

Este sistema opera cuando las unidades trabajan a baja carga con el fin de evitar el excesivo calentamiento de las bombas de agua de alimentación.

En la línea de descarga de cada una de las bombas se encuentra un medidor de flujo del tipo placa de orificio, el cual envía el valor del flujo al diferenciador de donde sale una señal de presión diferencial en forma neumática, la cual

es enviada al extractor de raíz cuadrada de donde a su vez saldrá la señal equivalente al flujo de agua de alimentación. Al bajar el flujo energizará la válvula solenoide, que permite la salida del suministro de aire despresurizando el diafragma de la válvula de control de recirculación de flujo mínimo-la cual abre y cierra.

#### CALENTADORES DE ALTA PRESION

Son intercambiadores de calor vertical con tubos en U removibles, de cuatro pasos, provistos de válvulas de seguridad tanto del lado agua como del lado vapor.

Estos calentadores elevan la temperatura del agua de alimentación hasta casi alcanzar la temperatura existente en el domo superior del generador de vapor.

Cada calentador recibirá las extracciones de la turbina para así elevar la temperatura a la requerida en la entrada del domo.

#### VALVULAS DE NO RETORNO DE LAS EXTRACCIONES

Son válvulas de no retorno evitando así la probable entrada de agua a la turbina, al presentarse un alto nivel

en cualquiera de los calentadores. La presión del flujo de vapor la mantendrá abierta, pero al haber un contraflujo la cerrará.

#### IV. SISTEMA DE AGUA DE ENFRIAMIENTO PRINCIPAL

Este sistema es de gran importancia para las unidades, ya que suministra el agua requerida para la condensación del vapor que sale de la turbina, además de proporcionar agua para enfriamiento de equipos auxiliares como son: enfriadores de aceite de la turbina, enfriadores de hidrógeno del generador eléctrico y equipos auxiliares del generador de vapor.

Los elementos que constituyen este sistema son:

- a) Bombas de agua de circulación.
- b) Bomba auxiliar de enfriamiento.
- c) Condensador principal.
- d) Torre de enfriamiento.

#### OPERACION DEL SISTEMA DE AGUA DE CIRCULACION

El agua es succionada del cárcamo del canal por la bomba de agua de circulación, la cual proporciona el agua necesaria, descargando a través de la válvula de mariposa que es de operación manual. (Ver fig. III.8).

La tubería se prolonga hasta la caja de entrada del condensador principal de donde fluye por el interior de los



## BOMBAS DE AGUA DE CIRCULACION

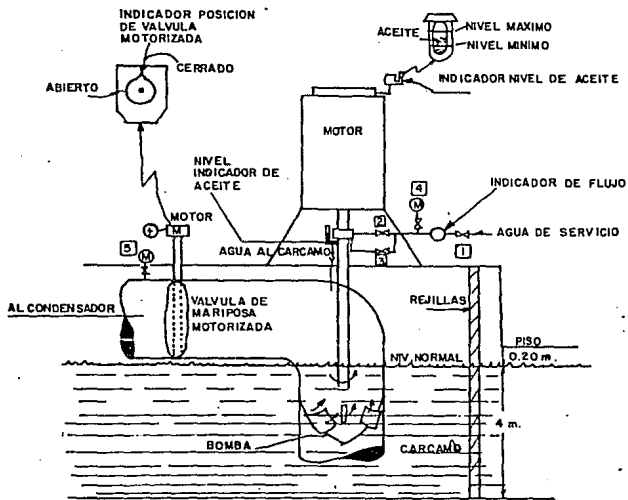


FIG. III. 8

tubos efectuando dos recorridos, tomando el calor del vapor para posteriormente ir a enfriarse a la torre de enfriamiento a través de una tubería que se bifurca a la entrada a la torre.

En la tubería de conexión de descarga de la bomba de agua de circulación con la entrada al condensador, se encuentran las derivaciones a los demás servicios para enfriamiento.

En la descarga del condensador está montado el captador de esferas del sistema de limpieza continua, donde las pelotas de caucho esponjoso son introducidas por medio de una bomba en el flujo de agua de entrada al condensador, para efectuar la limpieza de tubos. (Ver fig. III. 9).

El ciclo se cierra cuando el agua entra a los ventiladores que se encuentran en la parte superior de la torre, y por medio de los difusores cae al cárcamo en forma de lluvia.

En el canal el agua puede ser tomada de nuevo para las bombas de agua de circulación. (ver figs. III.10, III. 11 y III. 12.)

#### DESCRIPCION DEL EQUIPO

a) Bomba de agua de circulación.

La unidad generadora cuenta con una bomba. Como ésta

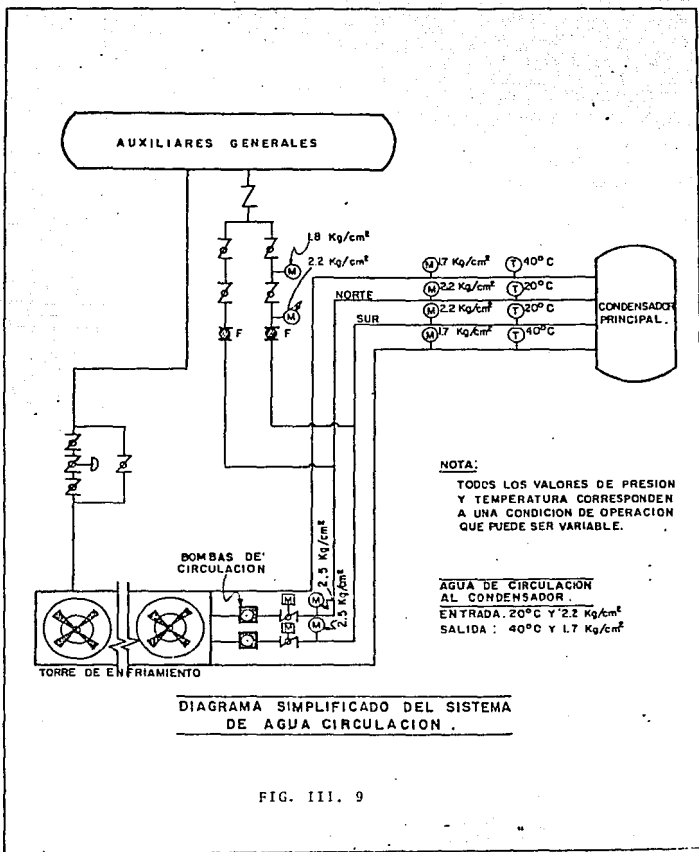
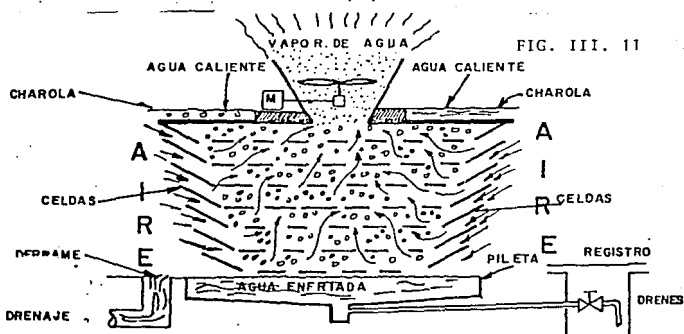
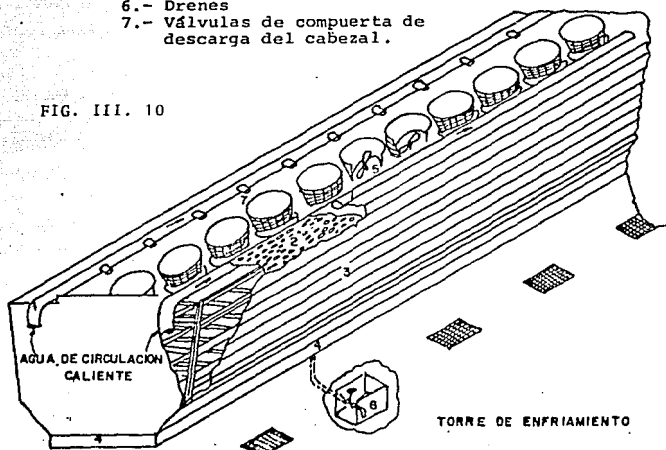


FIG. III. 9

- 1.- Cabezal de descarga.
- 2.- Charolas.
- 3.- Celdas.
- 4.- Pileta.
- 5.- Ventiladores ( 11 Pzas. )
- 6.- Drenes
- 7.- Válvulas de compuerta de descarga del cabezal.

FIG. III. 10



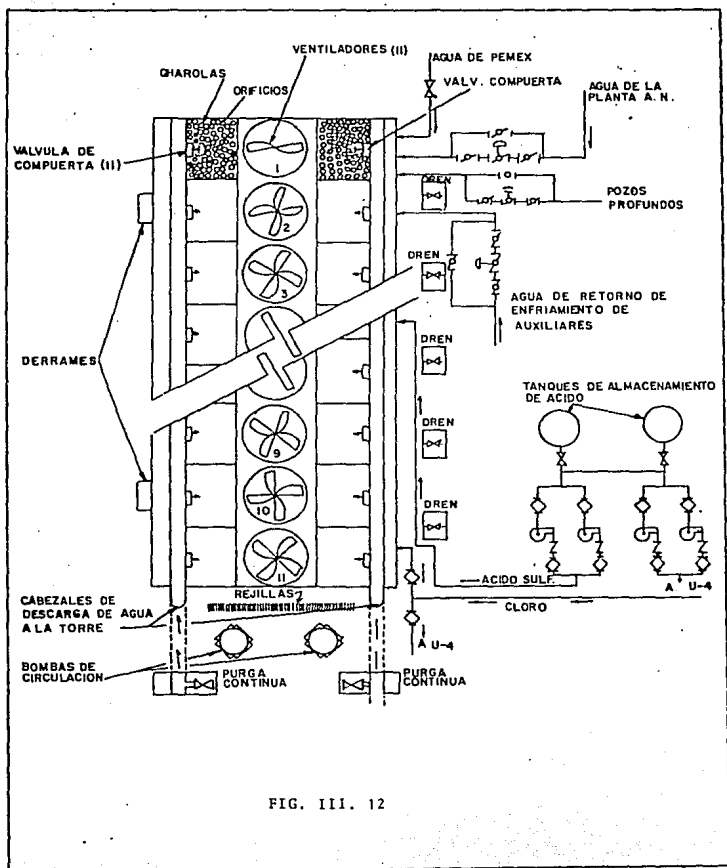


FIG. III. 12

es de succión negativa cuenta para su cebado eyector que opera con aire de servicios.

b) Bomba auxiliar de enfriamiento.

Esta bomba es utilizada durante el arranque de la unidad cuando el sistema de agua de circulación no ha entrado en operación, proporcionando el agua de enfriamiento a los equipos auxiliares, así como a los sellos y lubricación de estoperos de la bomba de agua de circulación.

c) Condensador principal.

Se describió en el sistema de agua de condensado.

d) Torre de enfriamiento.

Cada unidad esta equipada con su ventilador de tiro inducido, y dos celdas.

e) Sistema de limpieza continua del condensador (TAPROGGE).

La operación del sistema consiste en utilizar esponjas abrasivas de forma esférica que se introducen en los tubos del condensador, a través del flujo de agua de circulación,

para evitar con esto la suciedad e incrustaciones en estos tubos.

f) Sistemas de dosificación de sustancias químicas.

Las sustancias químicas dosificadas en el sistema de agua de circulación son: cloro y ácido sulfúrico. El primero evitará que se formen microorganismos tales como hongos, bacterias y algas en la madera de la torre y el segundo mantendrá en solución sales minerales que contiene el agua.

## **CAPITULO IV**

### **EL MICROPROCESADOR**



1. Características de Sistemas de Colección y Procesamiento de Datos.

Los sistemas de procesamiento de datos a que estamos haciendo referencia, tienen como finalidad principal recopilar la información proveniente de la central en cantidades masivas y lograr presentar ésta en forma útil.

El sistema queda configurado como una sección de entrada y acondicionamiento de señales, una unidad de procesamiento central (CPU) y equipo de salida para presentar la información.

La sección de entrada consiste de gabinetes en los cuales se alojan las terminales de conexión de los sensores de campo analógicos y digitales, conversores A/D (analógico/digitales).

La unidad CPU es un computador con diversas capacidades dependientes del número de funciones que se le encomienden, equipado con unidades de memoria que dependen tanto del fabricante como de la tecnología usada en el momento de su construcción.

El equipo de salida (I/O) está compuesto de impresoras de alta velocidad, teclados para comunicación hombre-máquina.

na, pantallas (CRT) en blanco y negro o en color y señales analógicas de salida para graficadores de tendencias y señales digitales para operar básicamente cuadros de alarma.

Las señales de entrada analógicas son de:

Alto nivel (mV, volts, mA)

Bajo nivel (TC y RTD)

Las señales digitales, por su parte, deberán ser contactos independientes.

Hasta que se logró el desarrollo de los sistemas computarizados actuales, se hizo posible el rastreo (scanning) de cantidades considerables de datos sin correr el peligro de que cuando una medición se actualizara, ya hubieran ocurrido cambios importantes en su valor que hicieran esta medición obsoleta.

A manera de ilustración podemos hablar del registrador de balance automático y de puntos múltiples aún en uso en muchas centrales. Este aparato efectúa el rastro de 12 puntos en forma mecánica en un tiempo de 30 segundos aproximadamente, contra tiempos de orden de milisegundos que emplearía un computador.

Adicionalmente al rastreo normal, cabe la posibilidad de que cuando en un lugar apartado del procesador se genera un gran cúmulo de datos se recurra al sistema multiplex, que consiste en transmitir varias mediciones a través de un solo canal de transmisión ahorrando la instalación de cable multiconductor cuyo costo, en algunos casos, se torna prohibitivo. Al igual que cuando se habló de scanning o rastreo debemos mencionar que con los equipos actuales, el ciclo de multiplex puede ser lo suficientemente rápido que no permita que el valor de medición varíe apreciablemente entre muestreos.

## 2. Funciones

Las funciones normales que se encomiendan a un sistema de este tipo o lo que es lo mismo, los programas (software) que habrá que implementar para su funcionamiento son las siguientes:

- a) Rastreo.- Presentación de grupos de mediciones en impresora o pantalla con su leyenda completa, número de identificación, valor y unidades de ingeniería.
- b) Cómputo.- Realiza cálculos varios de eficiencias, consumos térmicos, costos, promedios, integraciones sobre la base ON-LINE con da

tos instantáneos sobre la base OFF-LINE\_ con datos promedio almacenados de períodos determinados a solicitud del operador.

c) Alarmas.- Comparación de señales de entrada contra límites alto-bajo pre-establecidos o con tra límites variables provenientes de \_\_ las funciones CALCULO. Cuando la condición de alarma ocurre se comunica al operador vía impresora o pantalla.

d) Relatorios o listados.- Tanto en impresora o en \_\_ pantalla pueden obtenerse listados de las más diversas combinaciones posibles en forma periódica o a solicitud del operador. Como ejemplos podemos citar:

- Relatorio periódico \_\_ (24 hrs., 8 hrs., etc.)
- Alarmas en las últimas \_ 8 hrs.
- Relatorio de calderas.
- Relatorio de turbinas.
- Post-trip.
- Etc.

e) Curvas, gráficas o diagramas. - En base a datos ins  
tantáneos o datos \_  
almacenados, se puede  
obtener en panta  
lla gráficas del \_  
comportamiento de \_  
cualquier variable\_  
como función del \_  
tiempo, diagramas \_  
de barras, diagra-  
mas de flujo mími-  
cos con interven--  
ción de valores ló-  
gicos y analógicos,  
todo esto con 7 co-  
lores que suminis--  
tran una presenta--  
ción clara y atrac-  
tiva.

f) Guía operador. - Esta función consiste en seleccionar  
una secuencia de arranque de \_  
alguna fracción de la central y \_  
con ello aparecerán instrucciones\_  
que el operador deberá seguir en \_  
la secuencia en que éstas aparez--  
can. Las instrucciones pueden pro

venir del análisis de señales lógicas, analógicas o de cálculo.

La presentación se realizará en pantalla y en muy diversas formas y colores; es decir, en forma de diagrama de bloques, como instrucción alfanumérica, cambio de color de instrucción cumplida e instrucción pendiente, etc.

Este equipo, en general, es un potente auxiliar del operador de una central, no es sustituto de la instrumentación de una planta y salvo en contados casos podrá reducir el personal que atiende la planta.

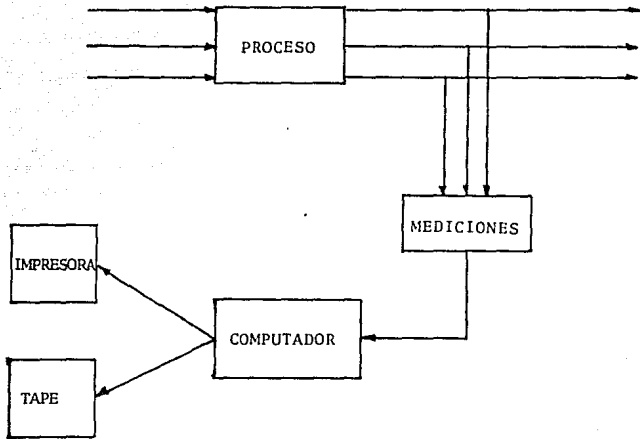
Su función básica es proteger el equipo, tanto así que la función alarma tiene prioridad, esto es, se dieron desde un principio instrucciones al computador sobre un grupo de alarmas críticas, las cuales en el momento de aparecer interrumpen cualquier presentación que hubiera en pantalla para enterar al personal de su ocurrencia.

El equipo standard de salida que compone un sistema de procesamiento de datos es el siguiente:

- |  |         |
|--|---------|
| - Pantalla exclusiva para alarmas      | BTG     |
| - Pantalla para las demás funciones    | BTG     |
| - Pantalla de uso Ingeniero Resultados | Oficina |

- |   |         |
|---|---------|
| - Teclado para diálogo operador         | BTG     |
| - Teclado para uso Ingeniero Resultados | Oficina |
| - Impresora alarmas y relatorios        | BTG     |
| - Impresora de uso Ingeniero Resultados | Oficina |

Adicionalmente a los periféricos mencionados, existe una sección de señales de salida analógica que se utilizan para activar registradores convencionales cuyo objetivo es registrar tendencia de las variables, y una sección de salidas digitales que, como ya se dijo, operan el cuadro de alarmas, luces, indicadores y proveen las señales digitales requeridas por el secuenciador programable que llevará el control automático y que trataremos en el siguiente capítulo.



SISTEMA DE ADQUISICION DE DATOS



### 3. Grado de Automatización Propuesta

El incremento correspondiente en la capacidad de las Unidades Turbogeneradoras exige una disminución de las inversiones y de los costos de operación; sin embargo, con unidades de capacidad mayor, el riesgo de salidas de servicio importantes originadas por error de los operadores y decisiones equivocadas se ha incrementado también.

En vista de lo anterior, es vital contar con máxima seguridad durante todas las fases de arranque y paro de estas unidades turbogeneradoras de gran capacidad.

Con objeto de facilitar el control y supervisión de todos los elementos, se ha ideado la centralización de la unidad en un solo cuarto de control. En base a lo anterior, esta gran concentración de dispositivos de control y monitoreo, nos exige un extremo poder de análisis del personal de operación particularmente cuando ocurre un disturbio. El modo más adecuado de eliminar tal necesidad, es automatizar los procesos al máximo.

El control automático a que hemos venido haciendo referencia tiene dos grandes divisiones que son:

- a) Sistema de Control Lógico.
- b) Sistema de Control Analógico (DDC)

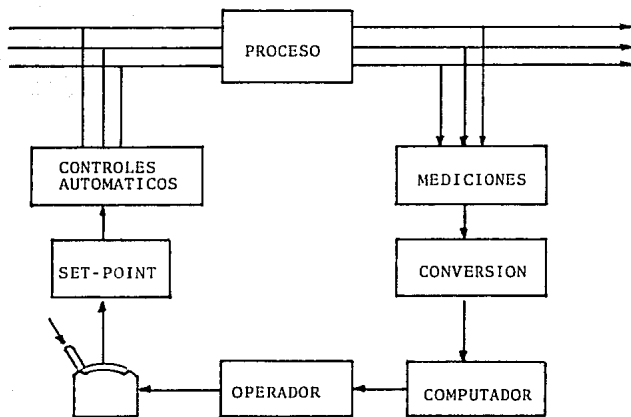
a) El Sistema de Control Lógico tiene como función sa tisfacer las necesidades de control secuencial, interlock, etc. de una central de generación de energía eléctrica y para ello \_ se utiliza un controlador programado equipado con una unidad \_ procesadora lógica capaz de resolver cualquier ecuación booleana de acuerdo a una programación en memoria REPRON específica para cada aplicación. La capacidad de este autómata deberá ser apropiada para manejar los diversos sub-grupos de control en que se haya dividido la unidad, o se multiplicará con autómatas independientes tantas veces como sea necesario.

b) El Sistema de Control Analógico o Control Digital \_ Directo (DDC) supera a controladores convencionales existentes \_ en una central, aunque con estructura similar a aquellos \_ (feedforward, cascada, etc.) ya que el algoritmo DDC realiza la función P. I. D. completa si se requiere.

Estos dos sistemas de control componen el circuito retroalimentado o de "lazo cerrado", y la adquisición y procesa-miento de datos de la que hablamos anteriormente es el llamado \_ "lazo abierto", el cual se cierra a través de acciones realiza-das por un operador sobre el proceso.

Estos secuenciadores, que nos transportan a un nivel \_ sofisticado de automatización, generalmente se utilizan asocia-

dos a una computadora, de la cual toman información digital proveniente de la función cálculo y envían información digital de campo para su procesamiento.



## **CAPITULO V**

### **AUTOMATIZACION DEL SISTEMA**

## CAPITULO V

## AUTOMATIZACION DEL SISTEMA

## 1. INTRODUCCION

Brevemente, haremos una descripción del grado de información y automatización con que se cuenta en una central generadora de electricidad.

La instrumentación con que se cuenta actualmente, es el medio de obtener la información requerida, la cual permitirá a los operadores inicialmente, y a los controladores después, tomar decisiones pertinentes para corregir las desviaciones de las variables del proceso.

Unicamente para darnos una idea de la cantidad de variables que se manejan en una central termoelectrica, pondremos como ejemplo una central convencional de 300 MW en la que requeriremos obtener en tablero un promedio de entre 300 y 500 variables analógicas y de 300 variables lógicas aproximadamente para poder considerar que tenemos la suficiente información que nos permita controlar el proceso.

Las señales de medición de presión, flujo, temperatura, nivel, etc. deberán traducirse o convertirse a lo que podríamos

llamar un lenguaje común aceptable por la instrumentación existente; ésto podría ser un voltaje, corriente, frecuencia, presión de aire, etc. Esta función la realizan los aparatos llamados transmisores o transductores. El transmisor tiene como finalidad enviar a distancia señales neumáticas o eléctricas, representativas de una variable analógica, en tanto que el transductor tiene como función el adaptar una señal a los requerimientos de entrada de un determinado equipo.

Para el caso de las variables analógicas, actualmente los indicadores de tablero con que se cuenta son manómetros de rango uniforme y con escala graduada de acuerdo a las características del transmisor, voltímetros, milivoltímetros, amperímetros, manómetros, miliamperímetros, potenciómetros y puentes del tipo de balance automático.

Las señales digitales activan luces piloto en su mayoría y naturalmente el cuadro de alarmas convencional.

Por lo que toca a la automatización en una central de vapor, ésta se puede resumir como sigue:

## 2. CALDERA

- a) Control Automático de Combustión. - Mantener la relación combustible-aire y la presión de vapor dentro de los límites a-

decuados a todas cargas.

- b) Control de Agua de Alimentación. - Mantener el nivel del domo en su valor prescrito a todas cargas.
- c) Control de Temperatura de Vapor. - Mantener la temperatura de vapor sobrecalentado y recalentado dentro de los valores adecuados a todas cargas.
- d) Controles varios de un elemento de temperatura, presión, nivel, etc.
- e) Secuencia lógica de encendido de quemadores.
- f) Secuencia lógica de disparos de combustible.

### 3. TURBINA

- a) Control automático de velocidad de turbina.
- b) Controles automáticos varios como presión de vapor a sellos, temperatura de aceite, lubricante y de control, etc.
- c) Secuencia lógica de disparo de turbina.

**ESTA TESIS NO DEBE  
SALIR DE LA BIBLIOTECA.**

## 4. GENERADOR

- a) Control automático de tensión.
- b) Control automático de sellos de  $H_2$ .
- c) Control automático de pureza de  $H_2$ .
- d) Temperatura de  $H_2$ .
- e) Secuencia lógica de disparo.
- f) Eventualmente, sincronización automática.

Hace algunos años se desarrolló en plantas termoeléctricas el criterio del control centralizado, ésto es, resumir la información proveniente del proceso en un solo centro de control con objeto de que una sola persona pudiera tener al alcance de la vista, toda la información requerida para controlar en forma manual o automática quizá, toda la planta.

Actualmente, los datos provenientes del proceso han aumentado considerablemente y lo siguen haciendo en forma desmedida en base a que el objetivo básico de las centrales de generación es aumentar la disponibilidad del equipo protegiéndolo al máximo. Esto se consigue con mayor número de datos al alcance del



operador. Lo anterior conduce a dos problemas:

- a) Con los equipos de medición actuales, no hay forma de alojar físicamente en un tablero un número considerablemente mayor de indicadores, por compactos que éstos sean.
- b) En caso de lograrlo, es muy difícil pensar que el operador pueda supervisar todos ellos y más aún, analizarlos para tomar las decisiones pertinentes.

En las plantas como la C. T. Jorge Luque se acostumbra llevar un relatorio horario de las variables principales, el cual es tomado manualmente por un operador y tiene por objeto acudir a él como referencia para detectar fallas incipientes o analizar disturbios ya ocurridos.

Dicho relatorio presenta ciertas ventajas:

1. Errores de apreciación humana.
2. Errores de lectura equivocada.
3. Omisiones.
4. Al ocurrir la omisión, el operador utiliza la suposición o la invención de datos.
5. Es difícil y tedioso analizar este cúmulo de datos con eficiencia y precisión cuando sea necesario.

En vista de lo anterior, se han desarrollado procedimientos y equipos apropiados que nos permitan obtener todos los datos requeridos en forma automática o a solicitud del operador y con una presentación y precisión tales que permita realmente aprovecharlos para el análisis pertinente.

#### 5. AUTOMATIZACION DEL ARRANQUE Y PARO DE TURBINAS

Es posible mejorar la confiabilidad de los grandes turbogeneradores actuales, operándolos dentro de las especificaciones más estrictas de los fabricantes. El factor clave durante el arranque y operación de una turbina, consiste en mantener los esfuerzos en el rotor dentro de los límites aceptables. Los arranques controlados por un computador, pueden proporcionar tal protección en la medida que se obtengan arranques más uniformes y rápidos.

El control de esfuerzos en el rotor se logra utilizando los mismos cálculos y límites que fueron la base para elaborar el manual de instrucciones de paro y arranque de una máquina. En virtud de que el computador mantiene una supervisión más y realiza mejor control, los límites que se aplican, no necesitan ser tan conservadores como aquellos que se usan para control manual.

El control por computadora basado sobre los cálculos

de esfuerzos en tiempo real tienen la ventaja que la operación se adapta a las variaciones o condiciones de la central cuando éstas ocurran.

Los esfuerzos de la superficie del rotor, esfuerzos y temperatura en la parte interna del eje y los esfuerzos esperados en el eje, se regulan en el computador tanto para las secciones de alta presión como de intermedia presión de la turbina, utilizando complejas fórmulas matemáticas. Con objeto de obtener un criterio de control, estos valores pueden ser representados en una pantalla impresos o graficados, proporcionando al operador información valiosa y capacitándolo para operar el conjunto caldera/turbina/generador de tal manera que se logre la mejor operación de la unidad.

Otra gran ventaja consiste en que el operador lleva una contabilidad de la disminución unitaria de vida de la máquina, lo cual le faculta para permitir límites menores y mayores a los esfuerzos del rotor.

#### 6. LIMITACIONES Y PROBLEMATICA DE LA INSTALACION DE ESTOS EQUIPOS EN CENTRALES EN FUNCIONAMIENTO

Actualmente, existe una tendencia a modernizar las Centrales en funcionamiento con la instalación de sistemas de adquisición y procesamiento de datos y eventualmente automatización

total de ellas, para lograr los objetivos establecidos con anterioridad. Durante los análisis que se han hecho sobre la conveniencia de la instalación se pueden mencionar como puntos principales:

- a) Rentabilidad de la inversión.
- b) Disponibilidad de espacio suficiente para instalar estos equipos.
- c) Dificultad para hacer la instalación disminuyendo al máximo las libranzas con máquina parada.
- d) Instalación de nuevos sensores y transmisores analógicos y digitales, así como la instalación de todo el cableado requerido para el buen funcionamiento del equipo.

El primer punto consiste en tener completa la lista de sensores que se pretende duplicar con objeto de proceder a realizar las adquisiciones de todo ese equipo periférico, que no será suministrado por el proveedor de los equipos de cómputo.

En segundo término, es conveniente tratar de disminuir en lo posible las modificaciones a sistemas de alta presión, es to es, tratar de no hacer soldaduras o perforaciones en tuberías de vapor vivo, carcazas, etc.; lo cual se consigue sustituyendo todos los sensores de temperatura con elementos dúplex del mismo tamaño de los existentes, para que puedan ser alojados en los

termopozos.

Existe la limitación por parte de algunos proveedores en el sentido de que todo el cableado de interconexión de sensores y sistemas de procesamiento deba realizarse con cable blindado, lo cual se considera bastante discutible. Sí es conveniente durante el proyecto prever un sistema de charolas especiales para alojar este cableado y disminuir las posibles interferencias que pudieran presentarse originadas por la proximidad de cables de potencia.

Es necesario programar detenidamente las libranzas antes mencionadas para interconexión eléctrica de equipos previamente instalados y una rigurosa supervisión de estos trabajos con objeto que ya que se trata de libranzas cortas, que obligan a mantener la máquina en servicio en determinada fecha, no se tengan dificultades para lograrlo.

Por último, se hace necesario elaborar un protocolo de puesta en servicio muy detallado que establecerá los pasos a seguir en pruebas parciales de circuitos, hasta llegar a la prueba total del automatismo de la instalación. Es probable que en algún caso tengan que instalarse algunos dispositivos provisionales de seguridad, con objeto que durante este período de pruebas se tenga la posibilidad de proteger al equipo en caso de alguna falla de funcionamiento.

7. ESTADO ACTUAL DEL PROYECTO DE AUTOMATIZACION DE LA CENTRAL  
TERMoeLECTRICA JORGE LUQUE

En la Central Jorge Luque se pretende realizar un estudio para ver la posibilidad de automatizar esta central en su totalidad. En este estudio veremos si todas las unidades son apropiadas para ser automatizadas, tomando en cuenta el nivel de adaptación de éstas mediante los sistemas de control remoto apropiados para la automatización de gran cantidad de sistemas; en caso de existir una cantidad considerable de accionamientos de control local se complicará notablemente el proceso de modernización.

La automatización que se pretende consiste en arranque automático de caldera desde su estado frío hasta la apertura de las válvulas de combustible. En este momento, las operaciones automáticas las continúa realizando el control automático de quemadores. El proceso de incremento de presión en la caldera se realizará en la forma acostumbrada y durante este tiempo, el secuenciador programable llevará control automático del suministro de agua condensada, de agua de alimentación, vacío.

La siguiente secuencia automática es la de rodado de turbina que, como ya se explicó, mediante la función cálculo como auxiliar efectúa en todas las funciones necesarias para llevar a la máquina a velocidad de régimen manteniendo los esfuer-

zos térmicos dentro de los límites aceptables. También es posible instalar un equipo de sincronización automática y si es conveniente aplicar un programa de incremento de carga una vez que la máquina estuviera sincronizada de acuerdo a un patrón preestablecido.

En tanto se analizan estas posibilidades, hemos dedicado el tiempo a recabar información sobre las políticas de automatización de varios países:

- Electricité de France considera que la automatización hasta su más alto nivel, no es conveniente en base a que el personal se desensibiliza en relación con las operaciones del proceso.
- Por el contrario, la tecnología actual en Holanda recomienda automatización total en base al elevadísimo nivel de confiabilidad de los actuales equipos de computación.
- En los E. U. A., las opiniones están divididas en base a que hay quien piensa que el mantenimiento de sistemas computarizados se incrementa considerablemente.

#### 8. CONSIDERACIONES PARA ELABORAR LAS ESPECIFICACIONES DEL EQUIPO

- 1.- El equipo de control deberá ser transparente al operador.

Hablar de transparencia significa que el operador no está    consciente de que el microprocesador está controlando el    sistema. Debe existir una interfase entre operadores y los    equipos que le son familiares a ellos como son estaciones M/A (manual-automático), registradores, etc. La caldera debe    responder como lo haría con un sistema electrónico de    control convencional.

- 2.- El nuevo sistema debe tener alta confiabilidad. Desde que    la tecnología de microprocesadores es relativamente nueva    para el control de calderas, la confiabilidad de los    controladores no ha sido completamente probada. Por tanto, el    sistema deberá poder trabajar en manual en caso de que    fallaran    los controladores primarios y de soporte.
  
- 3.- La programación debe ser sencilla. El nuevo sistema debe    poder configurarse sin necesidad de usar lenguajes de alto    nivel como es el caso de FORTRAN, etc.

La especificación incluye el ofrecimiento de estas    consideraciones y requisiciones para la coordinación del    control    caldera/turbina y un sistema a base de microprocesadores. El    sistema estará provisto para controlar lo siguiente:

- Generación
- Regulador de presión con punto de ajuste establecido ya sea en



forma manual o por programa como una función lineal de demanda de carga.

- Relación combustible-aire.
- Demanda en el horno.
- Nivel domo-flujo de alimentación de agua.
- Temperatura de salida del sobrecalentador.
- Temperatura de salida del recalentador.
- Temperatura de calentador de aire.
- Temperatura hidrógeno del generador.
- Temperatura aceite lubricante de turbina.
- Válvula recirculación de condensado.
- Reguladores de tiro (aire) servo's auxiliares.
- Reguladores de tiro (aire) servo's combustible.
- Válvulas recirculación BFP (Boiler Feed Pump).

Para llevar a cabo estas funciones, el sistema de control deberá manejar 56 entradas analógicas, 24 salidas analógicas, 32 contactos de entrada, 34 contactos de salida, y mandar 21 señales para elementos finales de control como reguladores de aire y válvulas.

## 9. CONSIDERACIONES ECOLOGICAS

### a) Generalidades

Hoy en día se ha comenzado a tomar mucho en cuenta el\_

hecho de que en un futuro la fuente de energía con mayor disponibilidad será el carbón (holla, antracita). Esto siempre viene relacionado considerando el inconveniente de que el carbón es un "combustible sucio" y que es necesario tomar las medidas necesarias al quemarlo para evitar así la contaminación del aire.

En este aspecto, muchos ingenieros parecen olvidar que el petróleo no necesariamente es un "combustible limpio" y que muchos tipos de combustibles derivados del petróleo contribuyen en gran proporción a la contaminación del aire cuando son quemados en grandes calderas industriales.

Partiendo de la base de que en general no es muy aceptada la definición de combustible "limpio" o combustible "sucio", supongamos que un combustible limpio es aquel que puede ser quemado en una caldera que no está provista de equipo de control de contaminación de aire sin exceder los límites de partículas y dióxido de azufre ( $\text{SO}_2$ ) establecidos en US Environmental Protection Agency (EPA)

#### ANALISIS DE COMBUSTIBLES TIPICOS DEL NO. 6

COMPUESTO 1	COMBUSTIBLE SUCIO	COMBUSTIBLE LIMPIO
CARBONO	84.65	87.20
HIDROGENO	11.09	12.01
OXIGENO	1.10	
NITROGENO	0.43	0.28
AZUFRE	2.45	0.50
CENIZA	0.28	0.01

En el momento de descargar por la chimenea, el llamado "combustible sucio" (definido en la tabla anterior) excederá los estándares particularmente en lo referente a concentración de  $\text{SO}_2$  y opacidad.

Este combustible en particular es importado de Venezuela y contiene 250-1000 ppm de vanadio y fué quemado en una caldera que no estaba sujeta a las regulaciones de EPA. Asimismo, el combustible limpio descrito también es importado de Venezuela y fué quemado en una caldera sin equipo para control de contaminación de aire.

b) Tipo de Descarga

Tanto en calderas que queman petróleo como en las que queman carbón pulverizado, alrededor del 80% de la ceniza contenida en el combustible deja la caldera en forma de ceniza volátil (flyash), la cual contiene una buena parte de material combustible sin quemar (generalmente carbono en forma de coque).

Si nos referimos a un punto estable de eficiencia térmica dicho material combustible representa carbono perdido para la caldera y generalmente constituye un pequeño porcentaje del calor que entra a la unidad. Pero como el contenido de cenizas en el petróleo combustible (aún en el combustible sucio) es mucho menor que en el carbón, la proporción del carbono perdido en

forma de ceniza volátil en una caldera de petróleo es mucho más alta que en una caldera de carbón. Por ende, la descarga de partículas proveniente de una caldera de petróleo muy a menudo contiene entre un 60 y un 80% de partículas combustibles.

Dióxido de Azufre.- La emisión de  $SO_2$  proveniente de una caldera de petróleo siempre está relacionada directamente a la cantidad de azufre contenida en el combustible. Para ilustrarnos podemos hablar de que las emisiones en libras de  $SO_2$  por  $10^6$  BTU de calor suministrado numéricamente es igual al porcentaje de azufre en el petróleo; esto es, si quemamos petróleo conteniendo 2.45% de azufre, esto provocará una descarga incontrolada de 2.45 lb  $SO_2/10^6$  BTU. Entonces, obviamente cualquier caldera mayor de 250 millones BTU/hr de calor suministrado, la cual quema petróleo conteniendo más del 0.8% de azufre no logrará ajustarse a los rangos establecidos sin contar con algún sistema de desulfuración de gas en la chimenea.

### c) Control de Emisiones

La emisión de partículas en una caldera de petróleo pueden controlarse satisfactoriamente mediante el uso tanto de un precipitador electrostático como de un lavador de gases.

Teóricamente, el control de partículas también puede ser posible con un filtro fabricado y para el caso de las calde-

ras de carbón se utilizan bolsas recolectoras para la ceniza volátil, aunque, de hecho, no son muy utilizadas para las calderas de petróleo. Esto se debe a que algunas de las propiedades únicas de las calderas de petróleo (que ocasionan problemas en el uso de precipitadores electrostáticos) podrían ser la causa principal de fallas en un filtro fabricado.

Generalmente, se utilizan colectores mecánicos para el control de partículas en las calderas de petróleo. Algunas de estas instalaciones no han funcionado del todo bien probablemente porque la distribución en tamaño de las partículas desaglomeradas de ceniza volátil generalmente es más fina que la prevista. Esto trae como resultado que la eficiencia en la colección este en un rango de 30 a 60%, lo cual es menor que el requerido.

La operación de un precipitador en una caldera de petróleo difiere notablemente comparada con una caldera de carbón por una sola cosa: el problema de la alta resistividad de la ceniza volátil la cual, a menudo impide la operación del precipitador en calderas que queman carbón con baja cantidad de azufre, lo cual es prácticamente inexistente en una caldera de petróleo, sin importar el contenido de azufre.

Para los casos de calderas de petróleo que contiene alta concentración de ceniza/alta concentración de azufre, la capacidad puede ser controlada utilizando un precipitador electrostático

tico y operando la caldera en niveles bajos de aire. Por ejemplo: Tenemos una caldera quemando "combustible sucio"; si el porcentaje de oxígeno contenido en los gases de la chimenea es alrededor de un 35% o menos, la descarga de la chimenea será prácticamente invisible siempre y cuando el precipitador esté funcionando. Cuando se sobrepase dicho límite, un pequeño penacho de humo se formará algunos metros arriba de la chimenea.

## **CAPITULO VI**

### **CURVAS DE DEMANDA**

## CAPITULO VI

## CURVAS DE DEMANDA

1. INTRODUCCION

Para poder definir qué es la demanda de energía, es necesario establecer, en primer término, cómo se forma ésta y quiénes son los principales consumidores.

Básicamente existen cuatro grandes grupos de consumidores, cada uno de los cuales tiene sus propios hábitos u honorarios de consumo, los que, asociados a las diferentes estaciones del año, producen una ley de variación de carga que nos ayudará a determinar con cierta anterioridad y certeza de qué generación se habrá de disponer para satisfacer la demanda.

Ahora bien, volviendo a los grupos de consumidores y como se mencionó anteriormente, contamos con cuatro grandes bloques:

- a) Consumidores residenciales.
- b) Consumidores comerciales.
- c) Consumidores industriales.
- d) Servicios públicos.



los cuales, al ser sumadas las demandas individuales de cada uno de ellos nos proporcionará la demanda de energía de un sistema eléctrico.

A pesar de todas las precauciones tomadas, en un momento dado puede sobrevenir una variación en la carga debido a la falla de alguno de los elementos importantes del sistema; al ocurrir ésto, la frecuencia variará de acuerdo a la relación carga-generación, es decir, si la contingencia es en carga, la frecuencia aumentará y si la contingencia es en generación, la frecuencia disminuirá, y los generadores deberán aumentar su salida para mantener el equilibrio del sistema lo más rápidamente posible y tan suave que garantice una operación estable del mismo.

## 2. EL GOBERNADOR

A fin de controlar la frecuencia y la generación, se dispone de un aparato instalado en cada unidad turbina-generador llamado regulador de velocidad o gobernador. Este aparato detecta la velocidad y se sirve de un amplificador para mover la válvula de admisión.

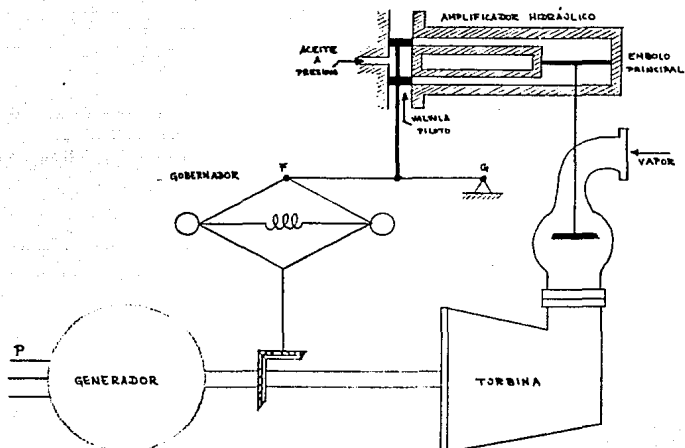


FIG. VI.1

Como se puede observar en la Fig. VI.1, tenemos una unidad turbina-generador en donde el gobernador gira a una velocidad proporcional a la de la unidad. El gobernador consta de dos esferas unidas entre sí por un resorte; proporcionalmente a la fuerza centrífuga, las esferas del gobernador tienden a separarse venciendo a dicho resorte.

A cada valor de la velocidad corresponde una posición

diferente del punto F, y si se consideran los puntos F y G unidos por una palanca, cualquier movimiento de ésta se reflejará en el vástago del amplificador hidráulico, que moverá la válvula piloto, permitiendo que el aceite a presión actúe sobre el émbolo principal para mover la válvula de admisión. En el esquema de la figura VI.1 sólo hay una posición de la palanca que impide el accionamiento del émbolo principal, y ésta corresponde a la velocidad nominal de la unidad y a la frecuencia del sistema.

A continuación veremos cómo opera un sistema cuya unidad generadora cuenta con un gobernador como el descrito anteriormente:

Supongamos que el sistema está en régimen permanente equilibrado, a una cierta frecuencia  $F$ , con una carga  $P$ , igual a la generación  $G$  y la válvula de admisión en cierta posición  $X$ .

Si la carga  $P$  disminuye, el equilibrio original entre  $P$  y  $G$  se rompe y la velocidad (frecuencia) de la unidad aumenta. El gobernador responde al aumento de velocidad pasando el vástago del punto 0 al 1, provocando así el cierre de la válvula de admisión y con ésto una disminución de la generación.

Esta disminución de la generación tiende a restablecer el equilibrio entre  $P$  y  $G$  aunque a una nueva frecuencia éste nuevo punto de operación es el 1.

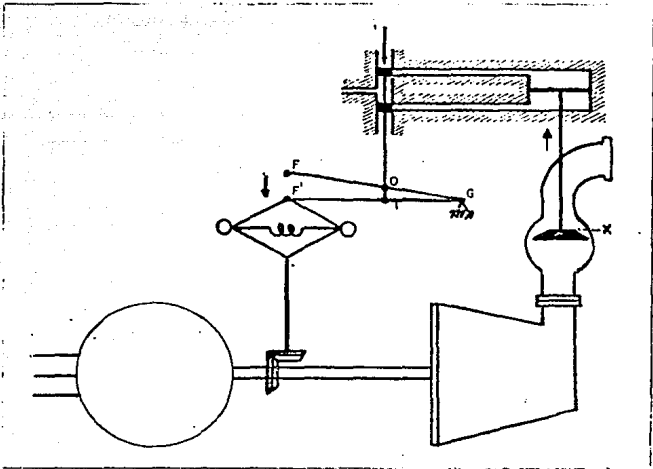


FIG. VI. 2

No obstante que se ha llegado al equilibrio, como el gobernador está ajustado a la velocidad o frecuencia nominal, la generación seguirá bajando para que se restablezca la frecuencia, situación que se presenta en el punto 2 donde ahora la carga es mayor que la generación; la frecuencia bajará y el gobernador aumentará la admisión de vapor y así sucesivamente.

Es evidente que esta operación del gobernador no logra mantener la frecuencia en un valor fijo, sino que la hace oscilar entre dos límites a ambos lados del valor nominal.

Con el fin de amortiguar las oscilaciones del gobernador, se puede sujetar el punto G al émbolo principal de tal manera que si aumenta la carga, el punto F se mueve al F'; en una disminución de frecuencia el 1 pasa al 2; al moverse el émbolo principal de X a X' éste moverá el G a G' y el 2 regresará al 1 restaurando en la válvula piloto su posición de equilibrio. Ver Fig. VI.3.

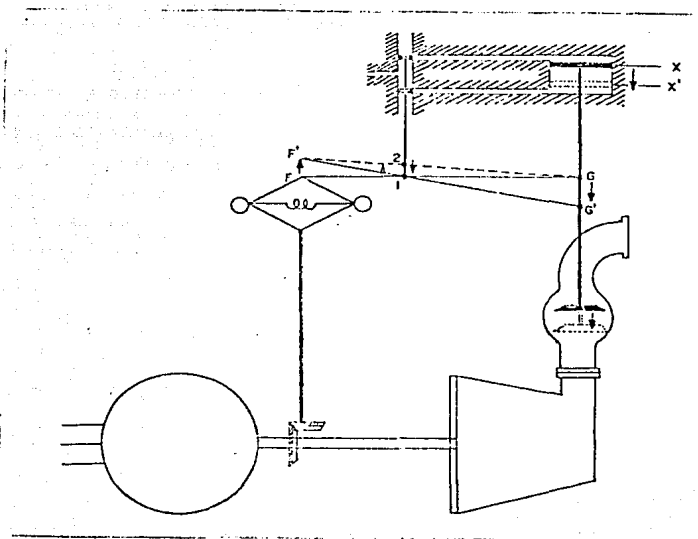


FIG. VI. 3

### 3. CARACTERISTICA DEL GOBERNADOR

El estatismo o grado de irregularidad es una característica del gobernador definida como el cambio de velocidad angular o frecuencia que se produce en la unidad generadora cuando \_

su carga pasa de 0 a 100% y se expresa en tanto por uno de la frecuencia nominal.

$$R = \frac{f_0 - f}{f_n} = \frac{\Delta f}{f_n} = \frac{\Delta P}{P_n} \frac{P_n}{F_n}$$

Normalmente el estadismo fluctúa entre 0.04 y 0.08 y cuanto más cercano a cero sea su valor será mejor. Los gobernadores cuyo estadismo vale cero reciben el nombre de isócronos o estáticos.

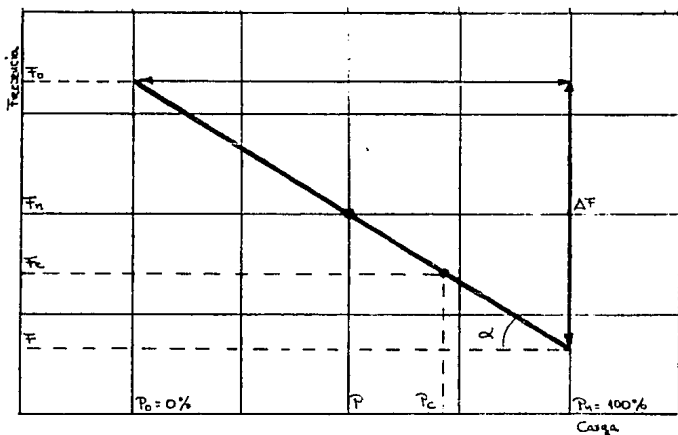
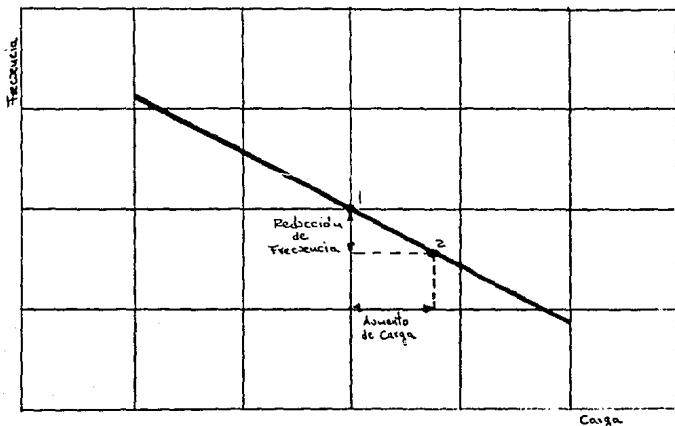


FIG. VI. 4

#### 4. REGULACION PRIMARIA

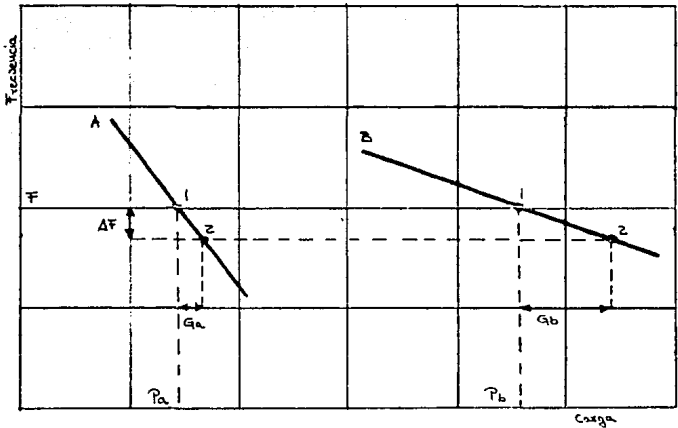
Para poder entender el concepto de regulación primaria consideremos el siguiente caso: tenemos un generador que trabaja en el punto 1 de la curva, a su frecuencia nominal  $F$  con una carga  $P$ . Si la carga aumenta, la frecuencia bajará y el gobernador responderá automáticamente a la caída de frecuencia proporcionando la generación necesaria para detener dicha caída, colocando así el generador en un nuevo punto de equilibrio que será el punto 2 de la curva. A esta acción se le conoce como regulación primaria.



F I G. VI. 5



Ahora bien, supongamos un sistema constituido por dos generadores cuyas características A y B se muestran en la Fig. VI.6: El sistema parte del equilibrio a una frecuencia  $F$  con una generación  $G=P_a+P_b$ ; si se supone que la carga no varía con la frecuencia, a un aumento de carga  $\Delta P$ , el sistema responderá con una disminución de frecuencia  $\Delta F$ , distribuyendo la carga según las características de cada generador  $\Delta P= G_a+G_b$ .



F I G. VI. 6

## 5. RESPUESTA DEL SISTEMA

A continuación analizaremos la respuesta del sistema (generación y carga combinados) cuando se presenta un desequilibrio entre la oferta y demanda de energía.

Como se puede observar en la Fig. VI.7, el sistema se encuentra en equilibrio en el punto 1, intersección de las características de generación y carga. Un incremento en la demanda de energía  $P$  desplazará el punto de operación al punto 2 donde se vuelve a establecer el equilibrio aunque con una caída de frecuencia  $\Delta F$ .

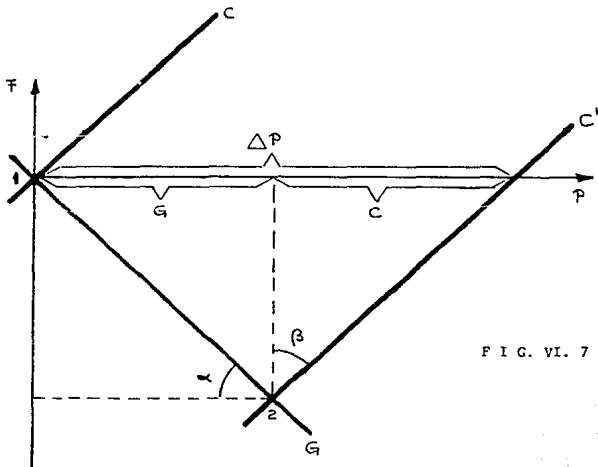


FIG. VI. 7

De lo anterior, obtenemos las siguientes expresiones:

$$\tan \alpha = \frac{\Delta F}{G} = R$$

$$\tan \beta = \frac{C}{\Delta F} = D$$

$$G = \frac{\Delta F}{R} ; C = D\Delta F$$

$$\Delta P = G + C$$

$$\Delta P = \frac{\Delta F}{R} + D\Delta F$$

$$\Delta P = \Delta F \left( \frac{1}{R} + D \right)$$

$$K = \frac{\Delta P}{\Delta F} = \left( \frac{1}{R} + D \right) \left[ \frac{\text{MW}}{\text{HZ}} \right]$$

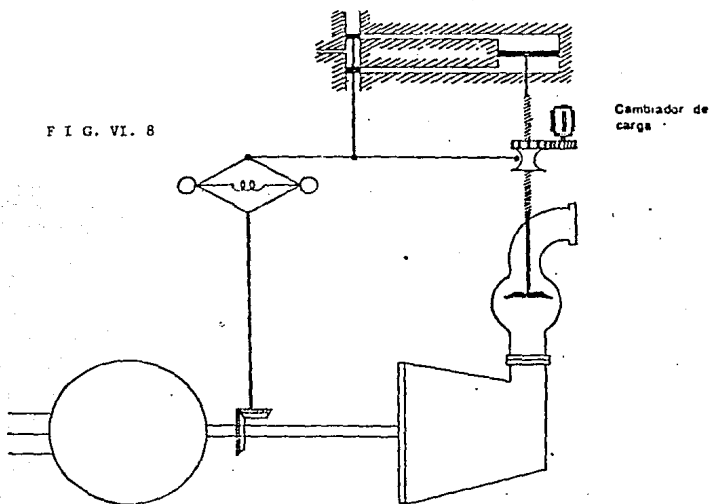
K = Respuesta del sistema

#### 6. CAMBIADOR DE CARGA

Hasta ahora se ha analizado la variación de la frecuencia de un generador o de un sistema al variar su carga, y cómo \_

actúa el gobernador para proporcionar la generación que lleve al sistema a un nuevo estado de equilibrio.

Hemos observado que a cada valor de potencia corresponden de una frecuencia determinada. Es obvio que es muy difícil mantener esta situación, por lo que se requiere de un medio para ajustar la regulación primaria del gobernador, y este medio lo constituye un cambiador de carga cuya función es trasladar la curva de estatismo para que de esta manera proporcionemos un segundo ajuste o ajuste secundario que regresará el sistema a su frecuencia nominal.

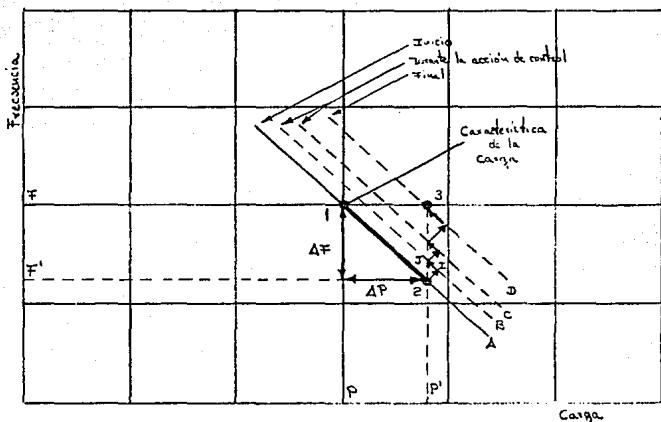


## 7. REGULACION SECUNDARIA

Consideremos un generador que está en equilibrio en el punto 1, a una frecuencia  $F$ , con una generación  $P$  y con una característica de generación  $A$ . Al agregar una carga  $\Delta P$ , el sistema responderá de acuerdo con su característica, absorbiendo  $\Delta G = \Delta P$  y situando el sistema en el punto 2 ( $P'$ ,  $F'$ ) y quedando en equilibrio nuevamente a pesar de no estar trabajando a su frecuencia nominal; si se desea regresar a este valor, sólo se necesita aumentar la generación moviendo el ajuste del cambiador de carga a fin de que el gobernador adopte una nueva característica, que en este caso será la "B" que es paralela a la original.

En estas condiciones, la generación es mayor que la carga, como se aprecia en el punto I, y como resultado de esto, la frecuencia subirá de valor, moviéndose el punto de operación a lo largo de la característica B, hasta llegar al punto J, donde se vuelve a establecer el equilibrio entre generación y carga. Se procede de esta forma hasta llegar a la frecuencia nominal con la carga añadida punto 3 ( $P'$ ,  $F$ ).

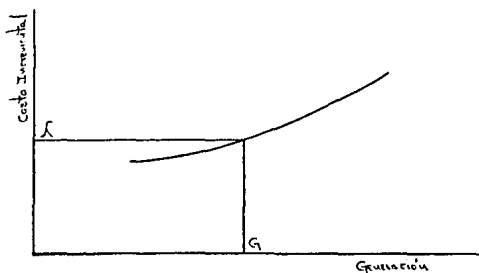
Esta acción del cambiador de carga para desplazar la característica del gobernador se conoce como regulación secundaria.



F I G. VI. 9

### 8. DESPACHO ECONOMICO DE CARGA

El despacho económico de carga sirve para determinar \_ la generación deseada de cada unidad. Estos valores serán los \_ que proporcionen el costo mínimo para la demanda en cada momento.



F I G. VI. 10

Esta generación puede ser establecida ya sea por un régimen de acuerdo con el total del sistema, o bien fijando el costo incremental de la unidad de tal manera que si se combinan la característica del gobernador con la del costo incremental, tendremos el control mostrado a continuación:

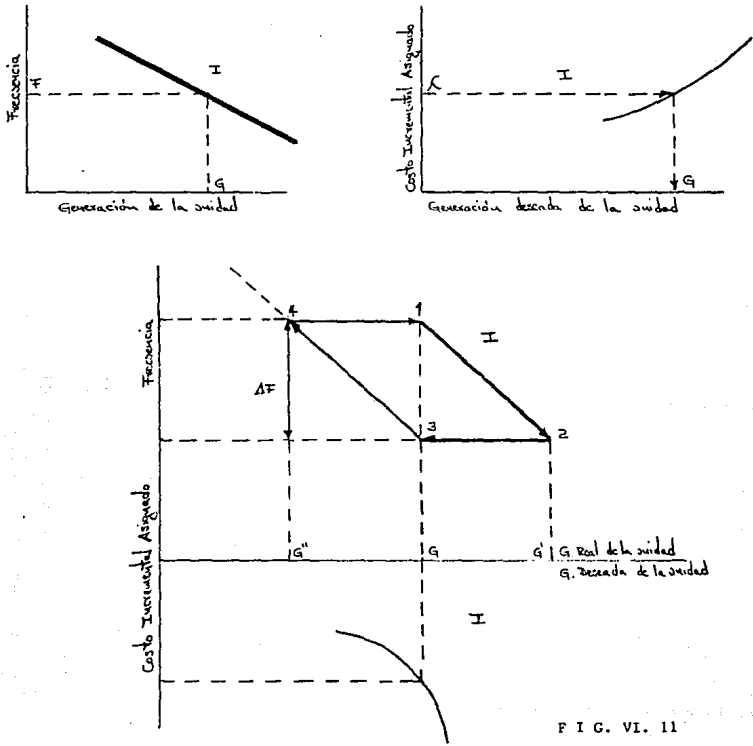


FIG. VI. 11

#### 9. AREA DE CONTROL

Un área de control es aquella a la que se aplica un      cierto esquema de control y, por lo tanto, se espera que ésta re gule su generación, siguiendo sus propios cambios de carga.

Un sistema sencillo es aquel que solo tiene un área de control. Un sistema múltiple tiene varias áreas de control, cada una de las cuales con su propio sistema de control ajustando    la generación a la carga dentro de cada área.

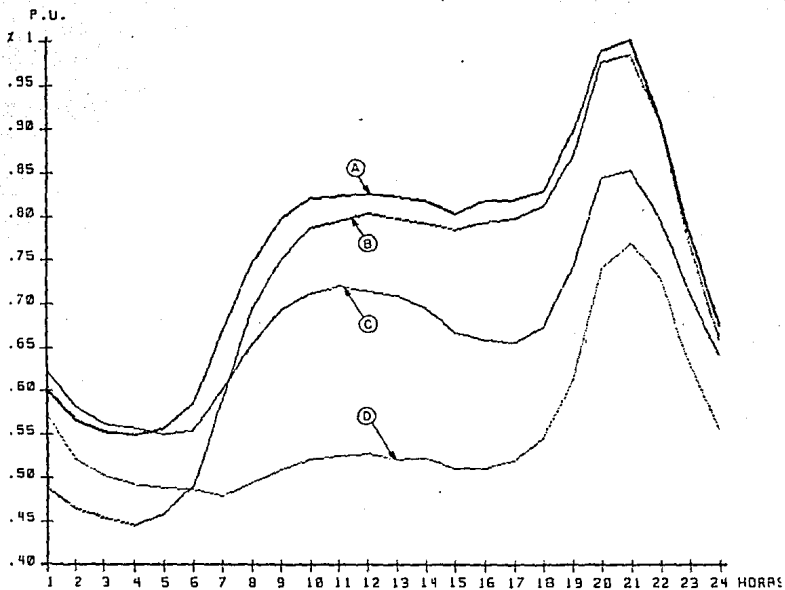
#### 10. SISTEMAS INTERCONECTADOS

Un sistema interconectado se compone de una o más      áreas de control. El hecho de que el sistema opere así tiene    ciertas ventajas siempre y cuando las áreas en cuestión contraigan ciertas obligaciones.



4500 MW = 1 P.U.

AREA DE CONTROL CENTRAL ( A O 1 )  
CURVAS TIPICAS DIARIAS



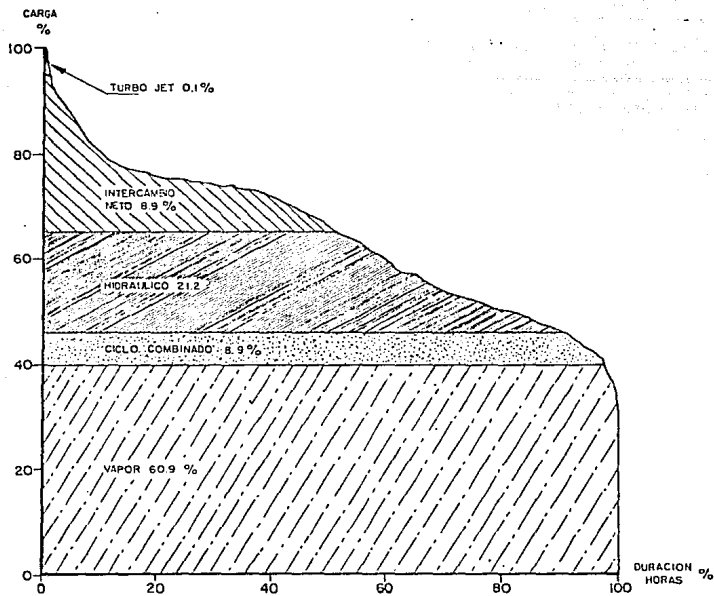
- A — MARTES-VIERNES  
B — LUNES  
C — SABADO  
D — DOMINGO

BASE: Demanda horaria máxima promedio en  
el período de 880104 - 890101

## AREA DE CONTROL CENTRAL

CURVA DE DURACION DE CARGA

PERIODO 1988.



## VENTAJAS

- En emergencia, se dispone de la reserva rodante de los demás.
- Aumenta la confiabilidad del sistema.
- En períodos normales de operación se planean las transferencias de energía a fin de minimizar el costo de producción.
- La diversidad de la carga, estacionalidad y diferencias horarias de las zonas da como resultado un exceso de generación disponible que reduce la reserva requerida.

## OBLIGACIONES

- Ajustar los niveles de generación a fin de alcanzar la carga.
- Mantener las transferencias planeadas de energía durante la operación normal.
- Ayudar a los vecinos interconectados en caso de ser necesario.
- Participación en la regulación de frecuencia del sistema.

## 11. OBJETIVOS DE OPERACION DE LOS SISTEMAS INTERCONECTADOS

1. La generación total del sistema interconectado debe satisfacer en todo momento la demanda de los consumidores.
  
2. La generación total deberá localizarse entre las áreas de control de tal manera que cada área satisfaga su demanda y cumpla con los compromisos planeados de amarra (regulación de área).
  
3. Dentro de cada área de control la generación deberá ser distribuida entre las fuentes de generación disponibles a fin de obtener una economía óptima del área (despacho económico).

## CAPITULO VII

### CONCLUSIONES Y COMENTARIOS

## CONCLUSIONES Y COMENTARIOS

Hasta hace algunos años los datos provenientes del proceso eran una parte mínima en comparación con la cantidad de información que se necesita hoy en día para proteger al máximo los equipos y por ende, aumentar su disponibilidad. El único modo de lograr esto es poniendo un número mayor de datos al alcance del operador; manejar muchos datos e información al mismo tiempo impide al operador supervisar y analizar dichos datos en forma veraz y confiable, además de que en los tableros actuales es prácticamente imposible adicionar un número mayor de indicadores que para el que fueron fabricados.

El propósito de Automatizar esta Planta Generadora es obtener las ventajas tanto técnicas como operativas y de eficiencia que nos brinda el desarrollo tecnológico en esta área.

Sobre las ventajas técnicas hemos ahondado lo suficiente a lo largo de este estudio y creo que sólo bastaría con mencionar el control de los relatorios, la eficiencia en el trabajo de los equipos, así como el record de la vida de los mismos y lo más importante, la confiabilidad de los actuales equipos de computación.

Por otra parte, los posibles puntos en contra serían la rentabilidad de la inversión, el costo de mantenimiento, la disponibilidad de espacio suficiente y adecuado para instalar equipos de esta naturaleza y la instalación de sensores y transmisores analógicos y digitales para operar el nuevo sistema.

Cuando un equipo es parte integrante de un conjunto y el estado operativo de éste afecta al conjunto, es necesaria una supervisión por parte de quien tiene a su cargo la operación global del sistema. Esta supervisión puede ser humana, cuando el número de equipos a supervisar es moderado, pero se vuelve altamente ineficiente cuando el número de equipos crece.

Las ventajas en cuanto a eficiencia se pueden resumir como aquellos aspectos que denoten un incremento en la productividad, esto es, que reditúen más para un nivel o volúmen de inversión dado. Este aumento de eficiencia o incremento en productividad no deberá entenderse desde su punto de vista estrictamente económico, sino más bien como un índice más elevado en la calidad del servicio.

Así pues, concientes de las necesidades y de las no necesidades de una central de este tipo vamos a mencionar las principales razones que justifican la automatización de procesos evaluando cada uno de los argumentos de acuerdo a

las circunstancias que prevalezcan en cada Central en determinados momentos.

En procesos controlados automáticamente, las operaciones equivocadas del personal de operación que originen serios daños al equipo, se eliminan casi en su totalidad, además de que la confiabilidad y disponibilidad de la central mejoran considerablemente dando como resultado mayor vida útil del equipo.

Cuando los dispositivos de protección responden adecuadamente, el equipo de control automático realiza todas las operaciones necesarias para restablecer el desperfecto de la forma más segura posible. Esto previene que otros dispositivos de protección se disparen y por lo mismo, se reduce el riesgo de daños; de igual forma, se crean las condiciones que permitan recuperar la generación tan rápido como sea posible una vez eliminada la falla. Por tal motivo, las interrupciones se acortarán en forma significativa.

En centrales donde son frecuentes los paros y arranques, la automatización nos conduce a una reducción considerable de las operaciones del personal, lo que les permitirá disponer de más tiempo para dedicarlo a otras tareas de mayor utilidad.



Para unidades con carga base, las cuales arrancan con muy poca frecuencia, el personal de operación tiende a olvidar parcialmente las funciones necesarias para controlar manualmente procesos complejos. El equipo de control automático, garantiza la seguridad del procedimiento de arranque.

Con el Control Automático, el tiempo de arranque así como también el tiempo de paro se reducen manteniendo dentro de valores adecuados los límites de esfuerzos que los materiales pueden soportar.

Inclusive, en instalaciones con varios procesos similares automatizados los cuales operan simultáneamente, puede caber la posibilidad de lograr una reducción en el personal con capacitación intermedia, lo cual paulatinamente ayudará a motivar al resto del personal a lograr una mejor capacitación.

## AGRADECIMIENTOS

Una vez finalizada esta tesis en la cual, -aunque está por demás decirlo- he dejado una parte de mí, sólo me resta agradecer a la Universidad Nacional Autónoma de México y en forma muy especial a la Facultad de Ingeniería el haber puesto a mi alcance los mejores recursos del País para estudiar mi carrera.

Asimismo, agradezco profundamente al Ing. Juan V. Leduc Rubio su gran apoyo y su inestimable colaboración en la realización de todos y cada uno de los renglones de este trabajo.

Agradezco a mi amigo el Ing. Oscar Welsh por la gran motivación y el oportuno consejo en los momentos más difíciles al término de este estudio.

Agradezco también al personal de turno de la Central Termoeléctrica Jorge Luque por su paciencia inagotable y la valiosa información proporcionada para la realización de este trabajo.

Finalmente, pero no por eso al último, al gran estímulo de mi vida, por todo lo que gracias a él hay en esta tesis que también en suya; al Ing. José Colado Contreras, mi maestro, mi amigo, mi Padre.

## B I B L I O G R A F I A

Skrotzki, BGA. 1962 "STEAM TURBINES". a Power Special Report.

Strauss, Sheldon D. 1973 "WATER TREATMENT". Mc. Graw Hill

Frey, D.J. and Delin, M.A. 1980 "OPTIMIZING COMBUSTION TO - -  
IMPROVE BOILER EFFICIENCY". Power.

Brommer, J.H. and Gallae C.A. 1982 "CONTROLLING POLLUTION -  
FROM OIL FIRED BOILERS". Power.

Comisión Federal de Electricidad, 1988. "NORMALIZACION DE --  
PROYECTOS DE CENTRALES TERMOELECTRICAS". Gerencia de  
Proyectos Termoeléctricos.

Foxboro, 1986. "INTRODUCTION TO PROCESS CONTROL". The Foxbo  
ro Company.

Elliott, Thomas C. 1974 "SO<sub>2</sub> REMOVAL FROM STACK GASES" Mc. --  
Graw Hill.

García, Adolfo. 1988 "EL SISTEMA CENTRAL Y SU OPERACION" - -  
C.L.F.C.

Mc. Gee, Noal F. 1984 "MICROPROCESSOR CONTROLLERS" the Foxboro Company.

Bender Rene J. 1980 "STEAM GENERATION". Power.

Power from Coal 1974 "COMBUSTION, POLLUTION CONTROLS" Power.

Evans, Churchill D. and Zambratto Richard. 1978 "RETROFITTED MICROPROCESSOR-BASED COMBUSTION CONTROLS PROVIDE MAJOR SAVINGS"

Nims Forrest M. 1983 "MICROPROCESSOR MICROCOURSE".

García, Adolfo 1987 "ESTACIONES TELECONTROLADAS". C.F.E., C.L.F.C.

Baltisberger, Birr 1978 "MOTOR/GENERATOR SETS FOR THE UPPER STAGE OF THE MALTA (AUSTRIA) PUMPED STORAGE SCHEME". Brown Boveri, Baden

Schuler R. 1970 "INSULATION SYSTEMS FOR HIGH-VOLTAGE ROTATING MACHINES" Brown Boveri Rev. 57.