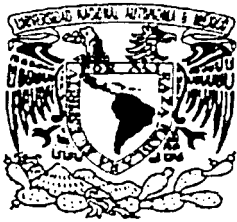


UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO



FACULTAD DE INGENIERÍA

METODOLOGÍA PARA LA MODERNIZACIÓN DE
LOS SISTEMAS DE CONTROL EN CENTRALES
TERMOELÉCTRICAS DE CFE

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO ELÉCTRICO ELECTRÓNICO

P R E S E N T A N :

RICARDO ALBERTO PRADA CATAÑO

HÉCTOR RUIZ CAMARGO

VÍCTOR JAIME DE LA ROSA PÉREZ

DIRECTORA DE TESIS:
ING. GLORIA MATA HERNÁNDEZ

MÉXICO, D.F. 2002



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



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 esta 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.

A mi padre madre y hermano por todo su apoyo en la vida.

Ricardo Alberto Prada Cataño

A mis padres hermano y Liz por su apoyo incondicional durante tanto tiempo

Néctor Ruiz Camargo

A mi familia por su apoyo en todo momento

Victor Jaime De la Rosa Pérez

Agradecemos a la Ing Gloria Mata Hernández por su apoyo y colaboración durante la realización de este trabajo

ÍNDICE	
i.PRÓLOGO.....	1
1. ANTECEDENTES.....	3
2. METODOLOGÍA DE LA MODERNIZACIÓN.....	17
2.1. IDENTIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE CONTROL Y PROCESO EXISTENTES QUE SE SUSTITUIRÁN O ENLAZARÁN CON LOS MODERNOS.....	23
2.1.1. CARACTERÍSTICAS DEL CONTROL ELÉCTRICO	26
2.1.2. CARACTERÍSTICAS DEL CONTROL MECÁNICO.....	31
2.2. IDENTIFICACIÓN DEL GRADO DE AUTOMATIZACIÓN.....	91
2.2.1. CARACTERÍSTICAS DE LA AUTOMATIZACIÓN PARA APLICARSE	92
2.2.2. REVISIÓN CONCEPTUAL DE LA AUTOMATIZACIÓN.....	99
2.3. ESTABLECIMIENTO DE ARREGLOS ERGONÓMICOS ADECUADOS A OPERADORES Y MÁQUINAS.....	102
2.3.1. ARREGLOS DE CONSOLA.....	103
2.3.2. ARQUITECTURA DE CONTROL.....	105
2.4. CREACIÓN DE LA ESPECIFICACIÓN TÉCNICA	107
2.4.1. INTEGRACIÓN DE LA ESPECIFICACIÓN TÉCNICA	108
2.4.2. CARACTERÍSTICAS FUNCIONALES	109
2.4.3. CARACTERÍSTICAS DETALLADAS.....	112
2.4.4. DOCUMENTOS Y ESQUEMATIZACIÓN.....	130
2.4.5. DESCRIPCIÓN DE NORMAS Y ESTÁNDARES	133
3. PROPUESTA DE APLICACIÓN	135
4. CONCLUSIONES	144
APENDICE "A": GLOSARIO DE TÉRMINOS	147
APENDICE "B": SIMBOLOGÍA	149
BIBLIOGRAFÍA	151

i. PRÓLOGO

El tiempo presente se vive con constantes cambios tecnológicos, por lo que se requiere efectuar renovaciones o modernizaciones en los sistemas de control de Centrales Termoeléctricas (C.T.) después de determinados períodos de funcionamiento, debido a que al tener varios años de funcionamiento estos sistemas se hacen obsoletos siendo difícil su mantenimiento y suministro de refacciones.

Cada Central Termoeléctrica cuenta generalmente de varias Unidades Termoeléctricas, teniendo cada una de estas un equipo y suministro de energía eléctrica específico e independiente de las otras Unidades.

Las Centrales Termoeléctricas generan gran parte de la energía eléctrica de México, por lo que son de suma importancia para el desarrollo económico y social del país.

Estas Centrales se encuentran constituidas por sistemas de control que monitorean y operan sus accionamientos, y gracias a ellos se logra en gran medida el buen funcionamiento de las centrales.

Los sistemas de control básicamente se usan para el equipo eléctrico y el mecánico, los cuales están formados además de otros, por el control automático de carga, el de excitación estática del generador, el control de caldera, los de supervisión de la turbina y el de la planta desmineralizadora.

Los requerimientos técnicos de los sistemas de control eléctrico y mecánico que se construyeron en el pasado son diferentes a los actuales, debido principalmente al rápido avance de la tecnología, permitiendo los actuales realizar más funciones que llevan a establecer nuevos criterios de diseño y de operación.

La Comisión Federal de Electricidad (CFE) se enfrenta día a día con el problema de mantener plenamente funcionando los sistemas de control en sus Centrales Termoeléctricas, y no cuenta con un procedimiento sistemático para realizar la renovación o modernización de dichos sistemas, cambiándolos de manera parcial de acuerdo al estado y vida de cada uno de ellos; por lo que es necesario establecer una metodología para efectuar modernizaciones, que vaya dirigida en forma generalizada dando cumplimiento a las necesidades y requerimientos con las nuevas tecnologías, para asegurar la continuidad en el funcionamiento de las Centrales y el suministro de energía eléctrica.

Por estas razones se hace necesario el desarrollar una metodología sistemática para la modernización y renovación de los sistemas de control en C.T.

La metodología propuesta en este trabajo de tesis es aplicable a Centrales Termoeléctricas Convencionales (Ciclo Rankine Regenerativo) y partirá considerando desde los conceptos generales hasta los particulares relacionados con cada sistema, lo cual incluye la identificación y la Especificación de las Características

Técnicas así como de las normas y estándares regulados por organismos nacionales e internacionales.

Se incluye además la presentación de una aplicación en la que queda plasmada la metodología desarrollada.

El objetivo de este trabajo de tesis es desarrollar una metodología para la modernización de sistemas de control en Centrales Termoeléctricas de CFE, que soportará la elaboración de la Especificación de las Características Técnicas, entendiéndose ésta como la información que describe las condiciones y alcances de un sistema de control que se desea modernizar.

La metodología que se desarrolla en este trabajo responde también a las necesidades de competitividad del sector eléctrico.

El trabajo de tesis que se presenta incluye cuatro capítulos.

En el capítulo 1 se presentan los antecedentes nacionales e internacionales referentes al desarrollo histórico y estado actual de los sistemas de control en Centrales Termoeléctricas

En el capítulo 2 se desarrolla la metodología propuesta para el proceso de modernización de los sistemas de control de una Central Termoeléctrica y se da seguimiento a la secuencia de la misma. Primero se identifican los sistemas mecánicos y eléctricos a modernizar y el grado de automatización. Después se establecen los arreglos ergonómicos y se crea la especificación técnica con las características funcionales detalladas y la información correspondiente a los nuevos sistemas de control. Finalmente se presentan las distintas normas y estándares nacionales e internacionales aplicadas a los sistemas nuevos de control.

En el Capítulo 3 se presenta y se analiza una propuesta de aplicación incorporando la metodología desarrollada, correspondiente a la Línea de Suministro Normal de agua del Sistema de Condensado.

En el Capítulo 4 se presentan las conclusiones obtenidas del desarrollo y aplicación de la metodología propuesta en este trabajo de tesis.

Finalmente se incluye un glosario de términos, simbología y la bibliografía consultada.

1

ANTECEDENTES

Los sistemas de control de las Centrales Termoeléctricas (C.T.s.) han evolucionado principalmente en función de los avances de la automatización mismos que han dependido de los logros en la Ingeniería (Teorías de Control), y en la Tecnología (Electrónica del Estado Sólido).

Una reseña de los sistemas utilizados en las Centrales Termoeléctricas (CT) en el siglo XX son:

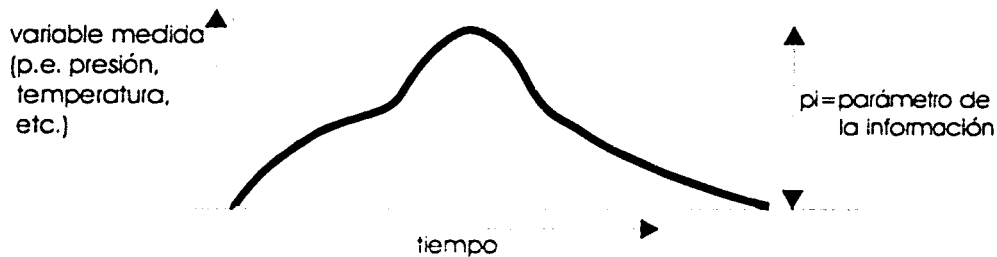
- En los años 20's se utilizaron los sistemas de control del tipo manual, que contenían una automatización mecánica pobre consistente en mecanismos similares a los de la relojería.
- En los años 30's se usaron los controles neumáticos, los cuales se impulsaban con la fuerza del aire presurizado para posicionar o activar a los diversos componentes mecánicos, dándoles así mayor capacidad de automatización en comparación con los manuales.
- En los años 40's y 50's se desarrolló el control eléctrico y el electrónico, empleando la energía eléctrica para enviar señales y activar mecanismos, logrando acciones más rápidas y precisas, sin embargo para algunas aplicaciones especiales, se combinaron con los controles neumáticos, para obtener mayor seguridad.
- En los años 60's se instalaron las primeras computadoras digitales para operar sistemas de control centralizados, mismas que operaban los sistemas de manera centralizada, es decir, se comandaban desde un cuarto de control y manejaban grandes cantidades de información permitiendo controlar un número mayor de procesos de una mayor complejidad.

- En los años 70's, con la aparición de los microprocesadores (μP) y de los controladores lógicos programables (PLC) se pudo controlar cada uno de los procesos en tiempo real usando modelos matemáticos. En estos años aparecieron en forma inicial los sistemas de control distribuido (SCD).
- En los años 80's, se perfeccionaron los sistemas de control distribuido, y evolucionaron con los sistemas de adquisición de datos (SAD).
- En los años 90's se incorporaron paulatinamente nuevos sistemas de control como los de lógica difusa, control avanzado, y fueron más aplicados los sistemas de control distribuido con computadoras digitales de gran capacidad.

Los sistemas de control en centrales termoeléctricas manejan los tipos de señales siguientes:

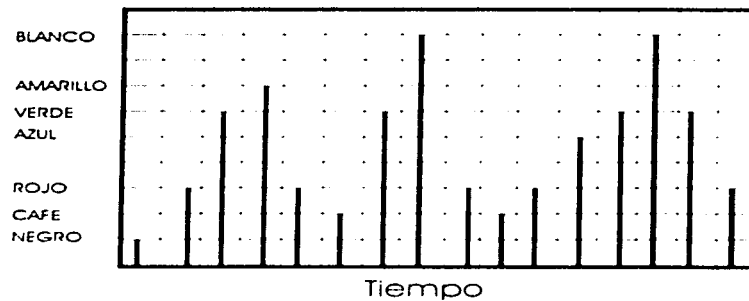
1. Analógicas.
2. Discretas.
3. Digitales.
4. Binarias.

Los sistemas de control analógico trabajan con señales analógicas continuas en el tiempo. Estas señales están limitadas por un intervalo de valores llamado parámetro de la información (π), que puede adoptar un valor cualquiera dentro de ciertos límites. Por ejemplo en un medidor de aguja la señal a medir es continua en el intervalo de medición.



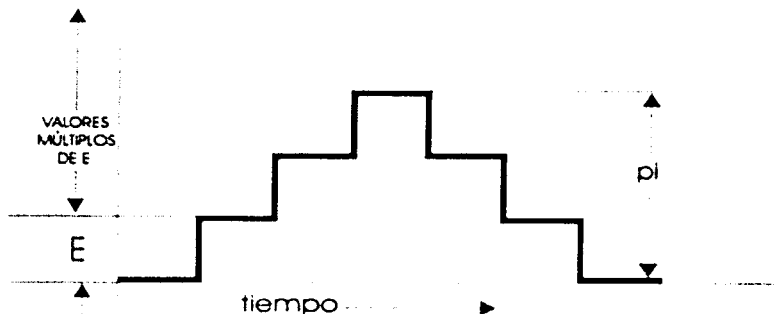
Señal Analógica
Figura 1.1

En las señales discretas el parámetro de la información p_i sólo adopta un número finito de valores dentro de determinados límites. En la figura 1.2 se ejemplifica una señal con valores discretos de las posiciones de un interruptor de acuerdo a un código de colores.



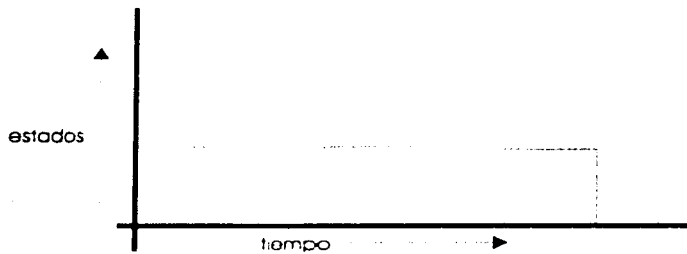
Señal Discreta
Figura 1.2

Los sistemas de control digital trabajan con el tipo de señal digital, pero en éstas los campos de sus valores están ordenados, porque son múltiplos de un número entero de la unidad base E . Ejemplos de dispositivos que utilizan este tipo de señal son los aparatos digitales de medición. Este tipo de control es el predilecto en la actualidad.



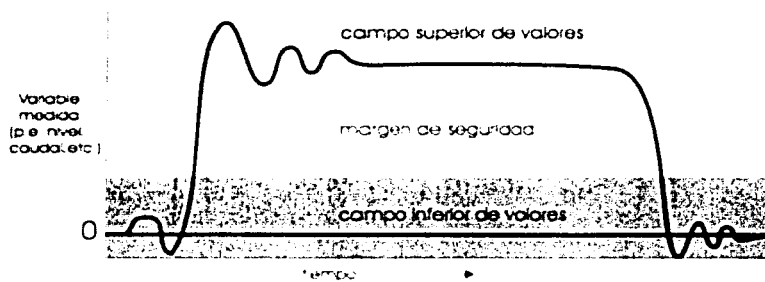
Señal Digital
Figura 1.3

Los sistemas de control binario trabajan con señales que representan dos estados, es decir, existente o no existente, sí o no, cero o uno, nivel alto o bajo, etc, requeridos para la actuación de un circuito lógico de control.



Señal binaria
Figura 1.4

Para evitar interferencias y errores en la interpretación de la señal binaria, debe existir entre los dos estados un margen de seguridad suficientemente grande como se muestra en la figura 1.5. En el campo superior la señal puede fluctuar, pero se seguirá considerando con un valor de 1, lo mismo pasa para el campo inferior de valores.



Campos de valores de una señal binaria
Figura 1.5

EVOLUCIÓN DE LOS SISTEMAS DE CONTROL EN CENTRALES TERMOELÉCTRICAS

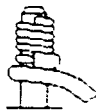
Como se ha mencionado anteriormente los sistemas de control han ido evolucionado conforme se han dado los avances tecnológicos. En los años 20's se utilizaron sistemas de control de tipo manual, en los años 30's se usaron controles neumáticos, en los 40's y 50's se desarrolló el control eléctrico y electrónico. Durante los 60's se instalaron las primeras computadoras digitales para operar sistemas de control centralizados.

Al final de los años 70's e inicio de los 80's se promueve en Europa una globalización de la industria eléctrica, unos países a otros se venden la energía eléctrica en diferentes horarios mediante interconexiones en líneas de transmisión y empiezan a tener importancia conceptos como confiabilidad y disponibilidad de las Centrales Termoeléctricas, ya que cualquier falla en el suministro significa pérdidas económicas (debido a pagos de penas por incumplimiento de contratos).

La automatización definida desde antaño como "el manejo de un equipo sin la intervención del hombre" cobra atención en los diseños de Centrales Termoeléctricas, y se comienza a tomar en cuenta el tiempo consumido por los operadores humanos durante arranques y paros de las mismas; encontrándose ventajas sorprendentes de ahorro, así como de seguridad y disponibilidad cuando todo funciona automáticamente.

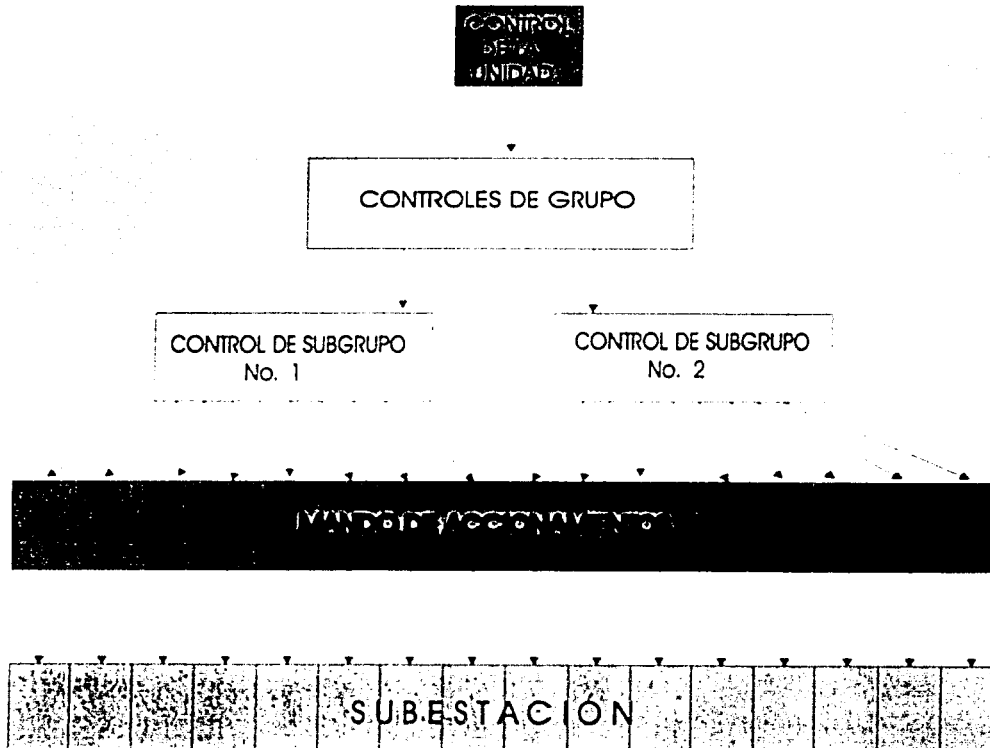
Las compañías europeas Siemens y Brown Boveri en Suiza, crean en estos años (70's y 80's) la filosofía moderna de automatización total de una Central Termoeléctrica. El modelo de esta filosofía se prueba y aplica con éxito.

La Comisión Federal de Electricidad (CFE) adopta oportunamente la filosofía moderna en los mismos años 80's, aplicándola en un sistema basado en tarjetas electrónicas con lógica alambrada de la compañía Siemens, para su Central Termoeléctrica de San Luis Potosí Unidades 1 y 2 de 350 MW cada una. La lógica alambrada utiliza la técnica de conexión de cables, que para efectuar sus conexiones se enrollan y aprietan a las terminales y bornes de conexión, como se muestra en la figura 1.6. El nombre en inglés de HardWired, se debe a la forma de conectar los alambres, apretándose firmemente en espiral a los bornes de las tablillas. Además cada alambre se puede identificar en forma exclusiva con una señal perteneciente a una lógica, lo cual ha inducido a este arreglo a que se le dé el nombre de lógica alambrada, que utiliza un código de identificación de alambre, con el que unido al número de borne de tablilla al que se conecta se logra conocer la localización del alambre.



Conexión de lógica alambrada (HardWired)
Figura 1.6

Con algunas modificaciones ocasionadas en mayor parte por los avances tecnológicos, la CFE mantiene la filosofía de jerarquización de control de las Centrales Termoeléctricas. Esta filosofía sigue un esquema como el que se muestra en la figura 1.7, en donde el control de la unidad comanda los arranques y paros de la Unidad Termoeléctrica, actuando directamente a los controles de grupo, atendiendo cada uno de estos a un proceso principal de la Central (Turbo Generación Eléctrica, Sistema de Bombas de Agua de Alimentación, Generador de Vapor, etc). Los controles de grupo a su vez operan por separado los controles de subgrupo, los cuales actúan sobre las componentes integrantes de cada proceso correspondiente (bombas, calentadores, etc) mediante los accionamientos, como son válvulas, motores, etc.

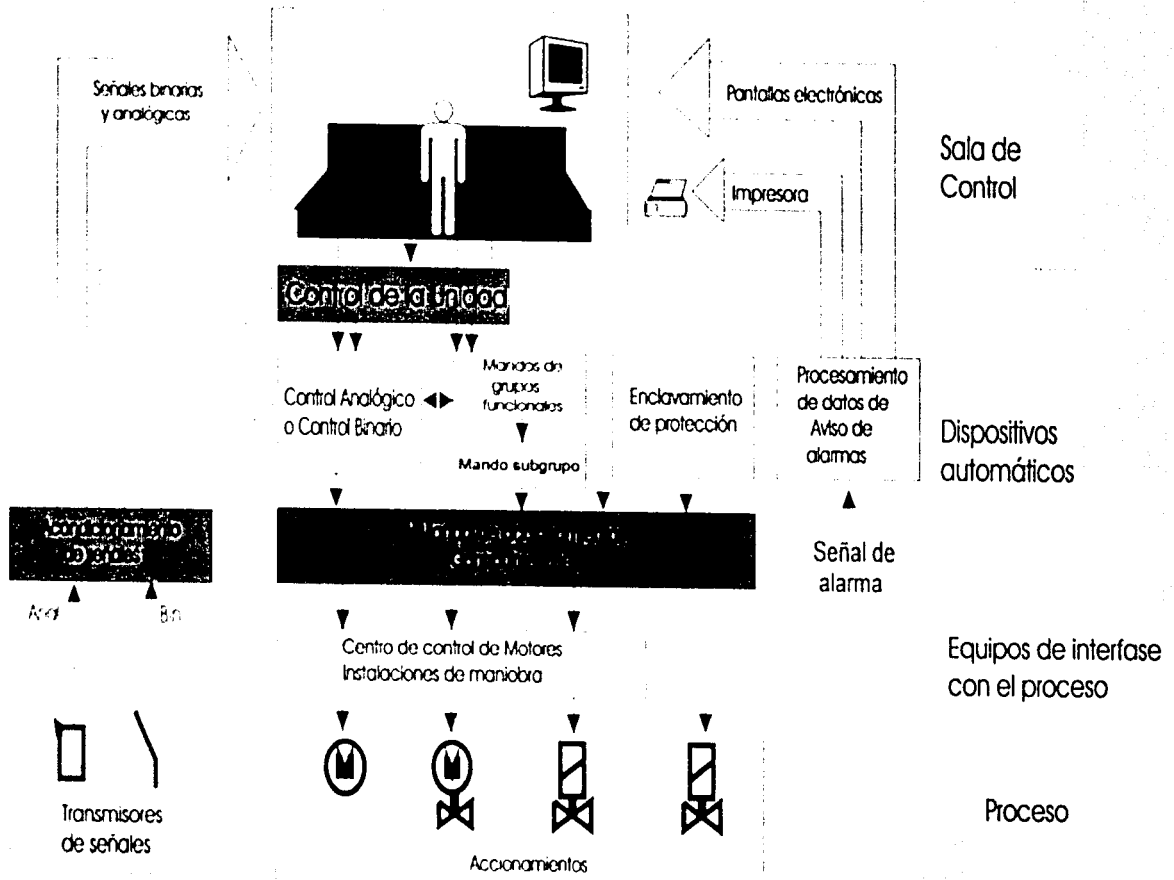


Filosofía de jerarquización de control de una Unidad Termoeléctrica
Figura 1.7

En la figura 1.8 se muestra el concepto de control de Centrales Termoeléctricas, donde se aplica la jerarquía de control explicada anteriormente. El control de la unidad recibe las instrucciones de los operadores que se encuentran en una sala de control centralizada. Este control se encarga de mandar señales a los controles de grupos y de subgrupos y permite la regulación y mandos de funciones que inmediatamente activarán los accionamientos para el control de motores, válvulas y actuadores.

Se cuenta con un sistema de protección que es independiente del control de la Unidad, que activa los accionamientos cuando así se requiera. Los operadores tienen la opción de controlar directamente estos accionamientos sin pasar por el control de la unidad ni los controles de grupo. Simultáneamente se tiene operando un sistema de procesamiento de datos que recibe la información correspondiente a las señales de interrupción de operación por fallas y en casos de alarma, este sistema manda la información a través de sus puertos de salida a impresoras y pantallas.

El estado de las variables en distintos puntos de los procesos de la Central se puede visualizar en la sala de control con el sistema de procesamiento de datos, ya que existe un módulo para acondicionar las señales analógicas y binarias transmitidas, que son las mismas que retroalimentan al control de la unidad y a los dispositivos automáticos.



Concepto de Control en Centrales Termoeléctricas con Jerarquía de Control
Figura 1.8

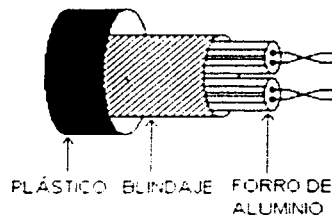
TESIS CON FALLA DE ORIGEN

El fabricante de instrumentos Honeywell en EE.UU. lanzó en 1975 el concepto de sistema de control distribuido, el cual aprovechando las ventajas inherentes a los sistemas digitales, podía ofrecer las innovaciones siguientes:

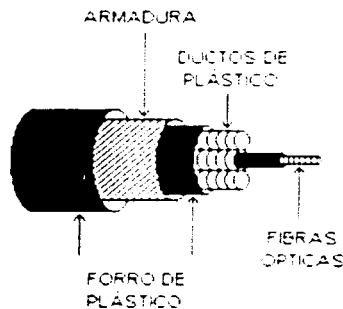
1. Controlar desde una pantalla junto con un teclado los equipos electrónicos de una planta.
2. Distribuir geográficamente los controladores, es decir, colocarlos en una posición vecina al proceso.

Ya que los microprocesadores que en ese tiempo se usaban tenían poca capacidad, éstos limitaron las posibilidades del tipo de control, pero debido su mejora tecnológica fue posible llevar a cabo no sólo el control distribuido geográficamente, sino también funcionalmente.

El control distribuido abrió las puertas plenamente a la comunicación digital, es decir, a través de pistas o buses de comunicación, simplificando enormemente el número de conductores de señales utilizando pares trenzados y fibras ópticas, como se muestra en las figuras 1.9 y 1.10.



Conductor de cables par trenzado
Figura 1.9



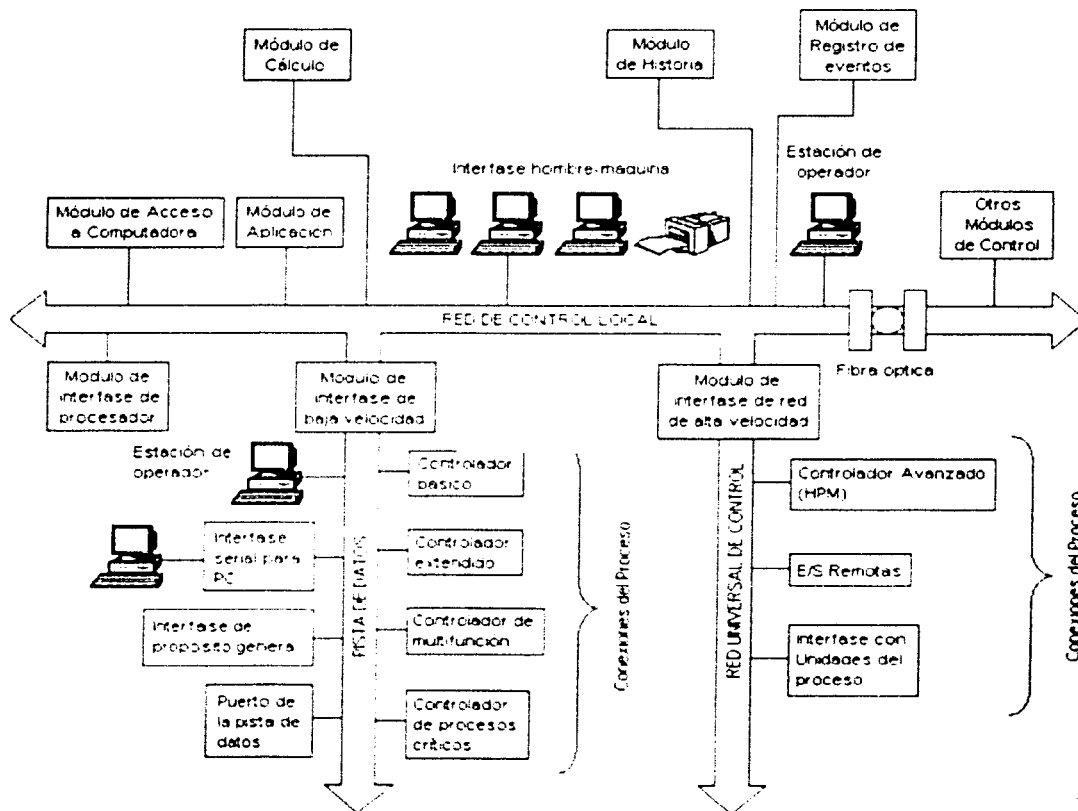
Conductor de fibra óptica
Figura 1.10

Para el mejor acondicionamiento de la comunicación de señales digitales se crearon las siguientes arquitecturas de buses:

1. Arquitectura lineal (Tipo bus).
2. La arquitectura tipo anillo(Ring)
3. La arquitectura tipo mixto.

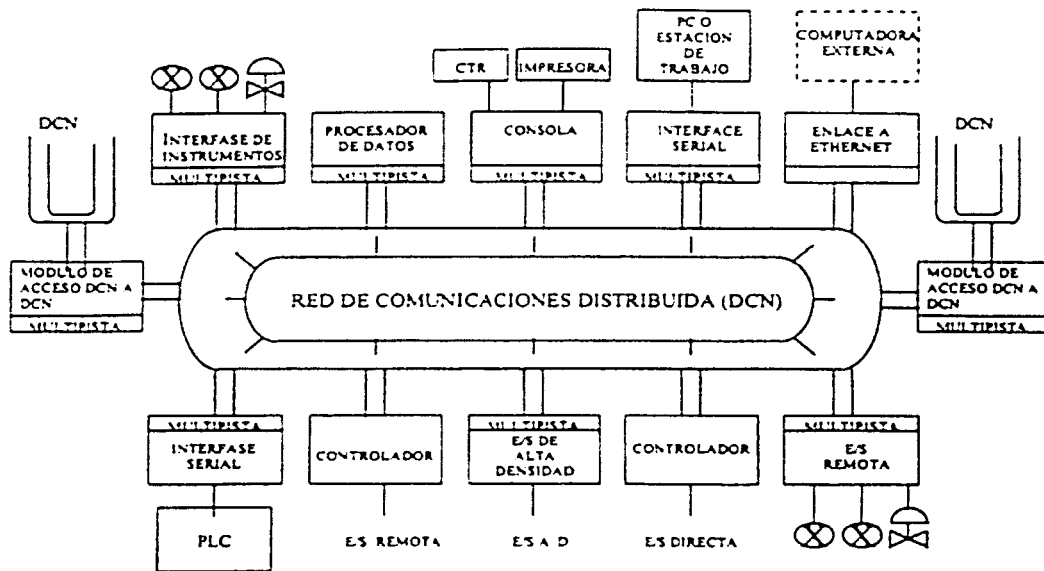
La arquitectura lineal, como se muestra en la figura 1.11, indica una red de control local (Local Control Network) en donde transitan los datos de entrada y salida a los dispositivos de la consola de operación.

El módulo de interfase de baja velocidad enlaza a la pista de datos que conecta a controladores, los cuales controlan localmente los procesos. El módulo de interfase de red de alta velocidad conecta a controladores del proceso. La ventaja de esta arquitectura es que cualquier modificación efectuada a un módulo no afecta la comunicación con las demás componentes.



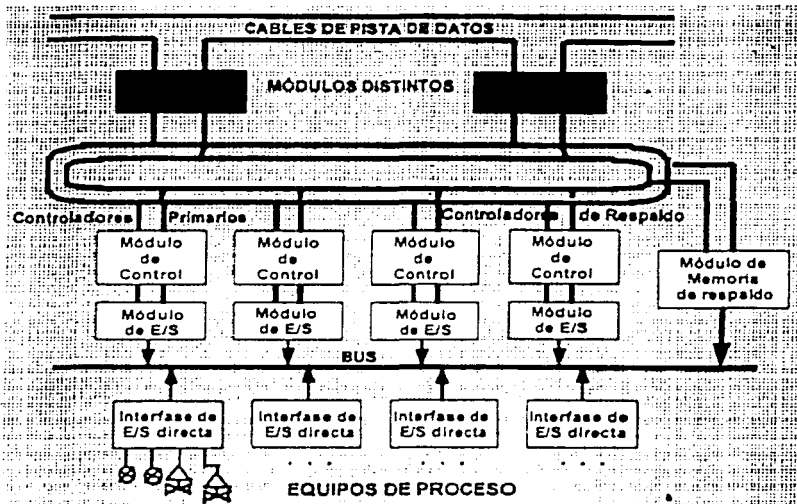
Arquitectura lineal (Tipo bus)
Figura 1.11

La arquitectura de tipo anillo tiene un arreglo de bus de comunicación cerrado. Cada uno de los componentes del control se conectan mediante la interfase llamada multipista, que es un sub-sistema del sistema de control distribuido para conectar módulos que llevan funciones específicas tales como entradas y salidas remotas, interfaces con instrumentos de campo, etc. Esta arquitectura es conveniente para interfaces que se encuentran dispersas geográficamente.



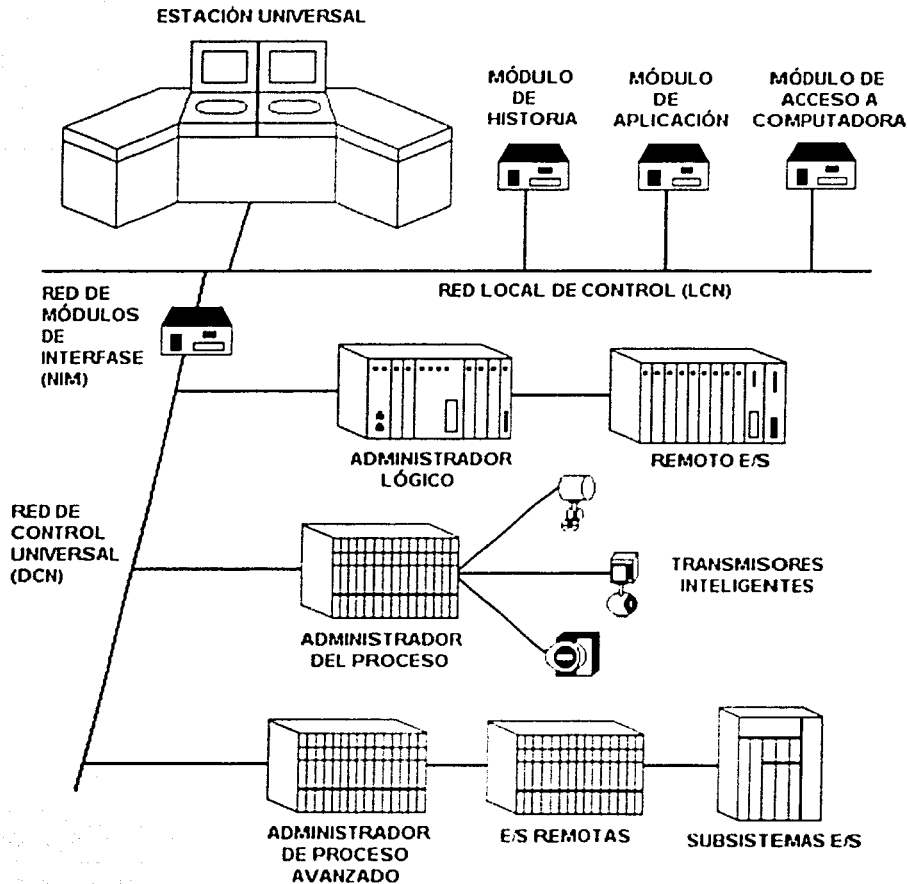
Arquitectura tipo anillo (Ring)
Figura 1.12

La arquitectura tipo mixto contiene los arreglos tipo lineal y anillo, ambos interconectados como se muestra en la figura 1.13. Este tipo de arquitectura se justifica para procesos que tienen gran cantidad de entradas y salidas, no para procesos pequeños.



Arquitectura tipo mixto
Figura 1.13

Las necesidades del manejo de la información que circula por los buses, convenido entre fabricantes y usuarios, llevaron a que se crearan protocolos de comunicación. En Europa en los años 80's se desarrolló el Profibus y en Estados Unidos el FieldBus, principalmente. También en los años 90's se comenzó a cambiar los diseños de los instrumentos tradicionales en instrumentos inteligentes, tales como controladores, transmisores, válvulas de control, etc., los cuales cuentan con tarjetas electrónicas integradas en los mismos instrumentos, donde se graba en software funciones múltiples, que antes tenían que ser realizadas por varios instrumentos. En el diagrama 1.14 se observa cómo los instrumentos inteligentes se conectan a un bus de control distribuido.

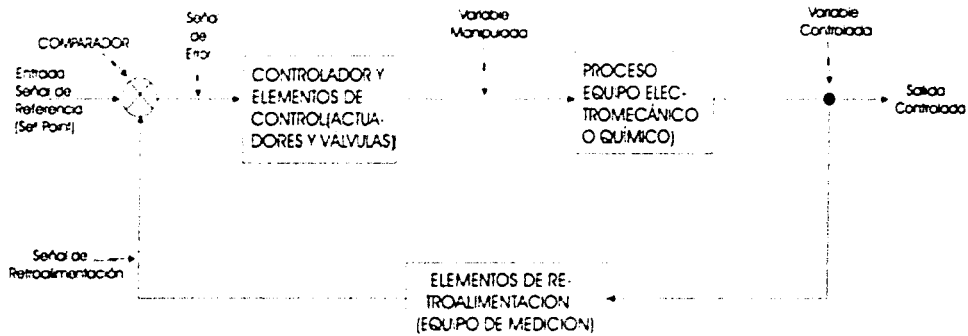


Control distribuido con integración de diversos instrumentos
Figura 1.14

No obstante que hayan aparecido nuevos criterios de control como el control lógica difusa, los principios clásicos del control automático de proceso continúan utilizándose en los diseños actuales de los sistemas de control con los modos de control proporcional (P), integral (I) y derivativo (D), los cuales siguen siendo los pilares en los que se sustenta el diseño y operación de los controladores modernos.

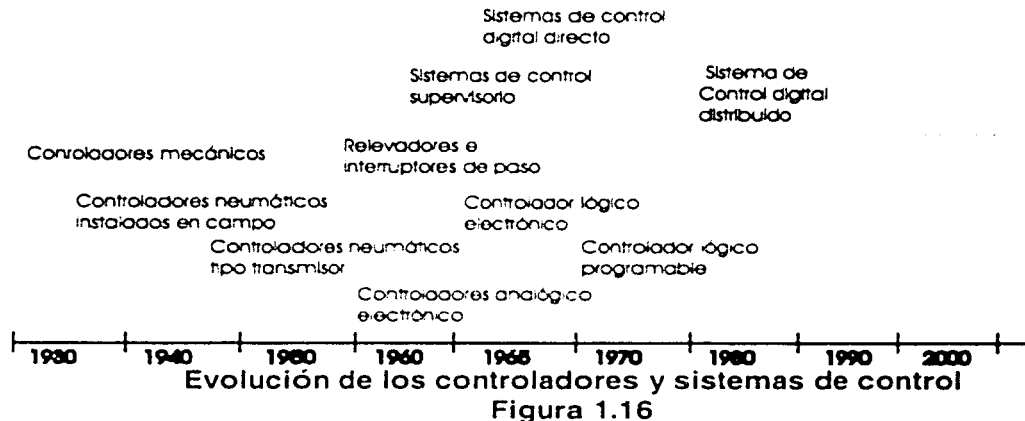
Un controlador es el instrumento clave de un sistema de control, si es de lazo abierto es operado manualmente a través de un operador, o si es un controlador automático (de lazo cerrado) efectúa sus funciones sin intervención humana por medio de la señal de retroalimentación, como se observa en la figura 1.15. Un controlador automático completo debe ejecutar las funciones siguientes:

1. Medir las variables del proceso.
2. Comparar las características medidas con el valor deseado o con el punto de ajuste.
3. Analizar el error de la señal y calcular la corrección apropiada (con controladores P, I o D).
4. Corregir la variable manipulada y controlada en el proceso.



Control de Lazo Cerrado
Figura 1.15

La historia del controlador como instrumento marca líneas paralelas con la evolución de los sistemas de control que sirve de orientación para conocer su desarrollo, como se muestra en la figura 1.16.



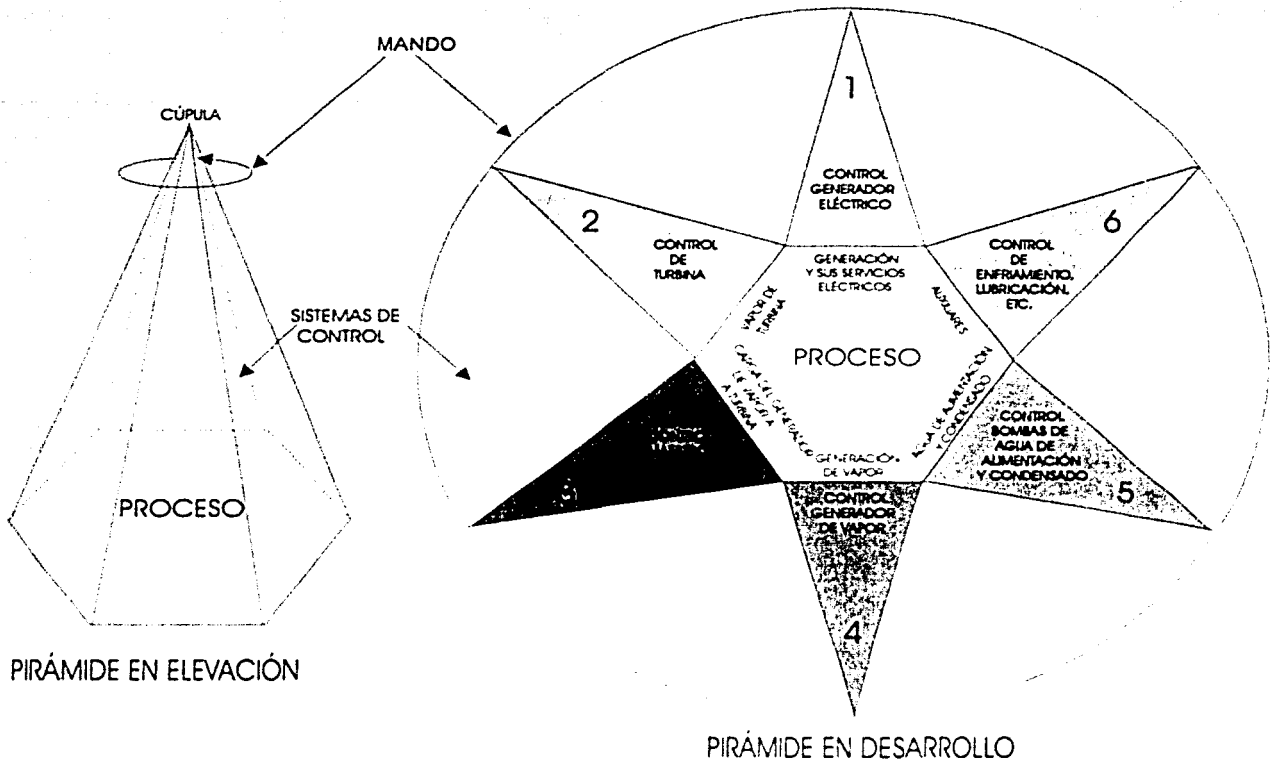
2

METODOLOGÍA DE LA MODERNIZACIÓN

El método que se aplica en esta tesis considera desde los aspectos generales de proceso y de control hasta los aspectos particulares, cubriendo así varias etapas de análisis que forman la metodología propuesta para la modernización de los Sistemas de Control de Centrales Termoeléctricas de CFE, siguiendo las etapas que se indican a continuación.

1. Identificación de los sistemas de control y de proceso existentes que se sustituirán o enlazarán con los modernos.

Una representación gráfica de los procesos y sistemas de control se presenta en la figura 2.1 en donde se muestra una pirámide cuya base es un polígono, con cada uno de sus lados representando los procesos de una Unidad Termoeléctrica y las caras laterales (triángulos) a sus sistemas de control. El punto cúspide de la pirámide corresponde al control máximo de mando cuando todo es automatizado.



Representación de los Procesos y Sistemas de Control de una Central Termoeléctrica
Figura 2.1

En esta representación los trabajos de modernización para la automatización de los sistemas de control corresponden a las áreas laterales de la pirámide mostrada, y la base representa los procesos a controlar que no sufrirán modificaciones, ya que no cambiarán y en ellas se seguirán controlando las mismas variables de proceso (corriente, voltaje, presión, temperatura, etc.).

La identificación para la modernización se realizará considerando aquéllos sistemas cuyas refacciones ya no son provistas por los fabricantes debido a su estado de obsolescencia.

**TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN**

En esta etapa se obtendrán los parámetros de funcionamiento de los sistemas existentes obsoletos, tales como valores de diseño y de operación (voltaje, corriente, presión, etc.), para ser considerados en los sistemas modernos.

Asimismo se considerarán las interfases que llegasen a existir entre los sistemas modernos y los sistemas existentes que no se modernizarán.

También se deberá revisar que la integración de los sistemas modernos con los existentes que no se modernizarán, sea lo más completa posible, en otras palabras, que se cumplan todas las operaciones que el equipo obsoleto efectúa y que se aprovechen de manera óptima las funciones que el equipo moderno ofrece.

2. Identificación del grado de automatización.

Se decidirá el grado de automatización adecuado de la Unidad Termoeléctrica.

3. Establecimiento de arreglos ergonómicos adecuados para operadores y máquinas.

Se definirán aquí las interfases hombre - máquina considerando los puestos de control y los dispositivos de monitoreo y mando en los que se vincularán operadores y máquinas.

Esto significa tener que establecer arreglos ergonómicos adecuados para operadores y máquinas que ofrezcan comodidad, seguridad y eficiencia en la operación de los sistemas de control.

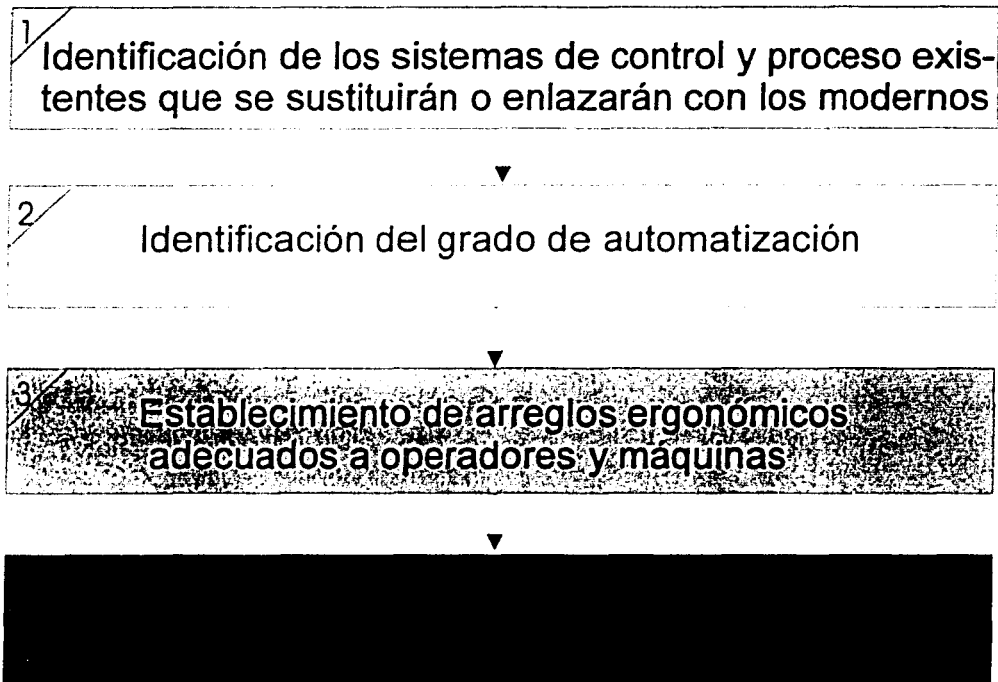
4. Creación de una especificación técnica y genérica.

Esta especificación contendrá la información técnica básica que servirá como base genérica para integrarse con la especificación general para solicitar a los proveedores el suministro e integración del sistema de control a modernizar.

Esta especificación técnica describirá plenamente las características funcionales y detalladas del control a modernizar cubriendo equipos como:

- Buses de comunicación.
- Hardware y software.
- Módulos de control.

En la figura 2.2 se muestra la Secuencia de etapas en Diagrama de Bloques para la modernización de los sistemas de una Central Termoeléctrica.



Secuencia de etapas en diagrama de bloques para la modernización de los sistemas de control de una Central Termoeléctrica

Figura 2.2

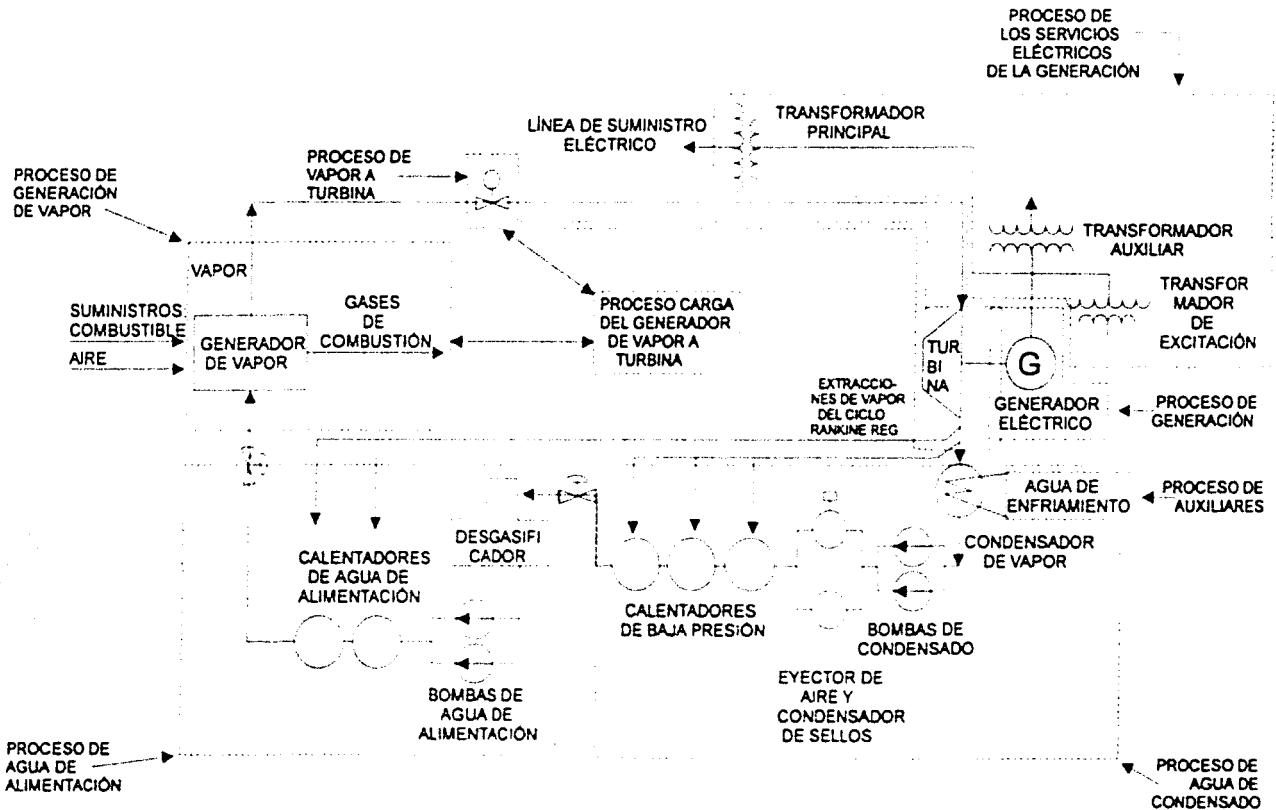
METODOLOGÍA PROPUESTA

La metodología propuesta en esta tesis sigue las etapas anteriormente descritas y presentadas en el diagrama de bloques de la Fig. 2.2, con las particularidades siguientes:

1. La identificación de los Sistemas de Control existentes se hará para los instrumentos eléctricos con sus diagramas unifilares, y para los mecánicos con sus diagramas de Tubería e Instrumentación (DTI). En un diagrama unifilar se indicarán en bloques los equipos eléctricos que se modernizarán, y en los Diagramas de Tubería e Instrumentación se indicarán con círculo atravesado con una cruz, los puntos de conexión del control existente con el moderno.
2. La identificación del grado de automatización que se aplicará en una modernización, se determinará después de conocer en la Identificación de los Sistemas de Control existentes las posibilidades de controlarlos con Sistemas de Control de Grupos, en las operaciones de Arranque de la Unidad Termoeléctrica, para lo cual se hace una revisión conceptual de la automatización, verificando si en un arranque automática, es posible satisfacer a las condiciones del proceso.
3. El establecimiento de Arreglos Ergonómicos Adecuados a Operadores y Máquinas se trata principalmente desde el punto de vista de los Arreglos que el Control Moderno demanda, en la distribución y localización de consolas y pantallas en cuartos de control, observando también los arreglos de cuarto de control existentes (u obsoletos) para lograr su substitución correcta.
4. La creación de una especificación técnica y genérica, se completa con los resultados obtenidos, en los tres puntos inmediatos anteriores, y en ella se les solicita y da información a los proveedores para que cumplan con:
 - Características Funcionales que se aplicarán en todos los Controles automáticos eléctricos y mecánicos a modernizar.
 - Características Detalladas, principalmente específicas de los Sistemas a Modernizar.
 - Documentos y Esquematación, que da CFE (Incluyendo Arreglos Ergonómicos Nuevos y Obsoletos de Consolas de Control).
 - Normas y Estándares que CFE requiere de su aplicación.

2.1. IDENTIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE CONTROL Y PROCESO EXISTENTES QUE SE SUSTITUIRÁN O ENLAZARÁN CON LOS MODERNOS

Los procesos principales eléctricos, mecánicos y termodinámicos que existen en cada Unidad de una Central Termoeléctrica se identifican en la figura 2.3.



Procesos principales eléctricos, mecánicos y termodinámicos que existen en cada unidad de una C.T.

Figura 2.3

2.1. Identificación de los sistemas de control y proceso existentes que se sustituirán o enlazarán con los mod.

La misma figura muestra en forma simplificada los componentes principales que contiene la unidad de una central termoeléctrica de ciclo Rankine regenerativo, cuya sustancia de trabajo es agua, la cual inicialmente se obtiene del mar o de pozos y luego se trata e inyecta al condensador de vapor, ahí es impulsada por las bombas de condensado hacia los calentadores de baja presión pasando por el condensador de sellos. Posteriormente el agua pasa por el desgasificador que por medio de procesos químicos retira el aire para evitar la oxidación en las tuberías. Impulsada por las bombas de agua de alimentación, el agua sigue su curso hacia los calentadores de alta presión hasta llegar al generador de vapor, al cual se le suministra combustible y aire en el hogar para producir combustión, calentar el agua y convertirla en vapor. Finalmente el vapor llega a la turbina para generar electricidad.

Se les da el nombre de sistemas de control eléctrico a los dedicados a medir y/o controlar variables eléctricas, como son voltaje, corriente y potencia. De la misma forma, se les da el nombre de sistemas de control mecánico a los sistemas que realizan las funciones de medir y/o controlar a variables tales como fuerza y posición; a variables de proceso como presión, temperatura y flujo; o a variables químicas como son viscosidad y acidez. Estos sistemas se describirán con más detalle en las secciones 2.1.1 y 2.1.2.

2.1. Identificación de los sistemas de control y proceso existentes que se sustituirán o enlazarán con los mod.

Además, dentro de la metodología propuesta habrán de tomarse las siguientes consideraciones para los sistemas de control a modernizar:

- Las variables básicas como son velocidad, presión, temperatura, que se manejan en los controles existentes, prevalecerán en los controles modernos.
- Se identificarán como sistemas o componentes de control auto-controlados aquéllos que efectúen sus operaciones en forma autónoma, como el sistema de control para llenar los tanques de agua de alimentación o de condensado, o una válvula de control auto-operada.
- Los sistemas existentes auto-controlados que no requieran de modernizar (NRM) se enlazarán al bus de planta para operaciones tales como envío de información, estado de alarma o para arranque/paro remoto en forma manual y/o automática.

2.1.1 CARACTERÍSTICAS DEL CONTROL ELÉCTRICO

Se hace notar que esta tesis sólo tratará la modernización de los Sistemas de Control Eléctricos existentes desde el punto de vista de su enlace al equipo de control moderno jerárquico.

Las Centrales Termoeléctricas a modernizar tienen para estos equipos eléctricos, sistemas de control manual paso por paso, operados por el personal desde la consola de control que serán sustituidos por modernos que cuenten con una jerarquía de mando de Unidad a través de la cual se logre actuar manual o automáticamente en un arranque, paro parcial o total, en cuyas situaciones el control eléctrico intervendrá principalmente, conectado al equipo eléctrico para arranque y en su operación normal para su conexión y desconexión a la línea de salida a las cargas eléctricas.

Todas las condiciones necesarias a cumplir en la operación de la unidad se realizarán mediante la lógica funcional encargada de revisar, comparar y obtener los estados y parámetros requeridos para operar el equipo.

La lógica de mando operará dirigiendo a cada uno de los controles de grupos necesarios para que éstos operen con los subgrupos y actuadores del sistema eléctrico.

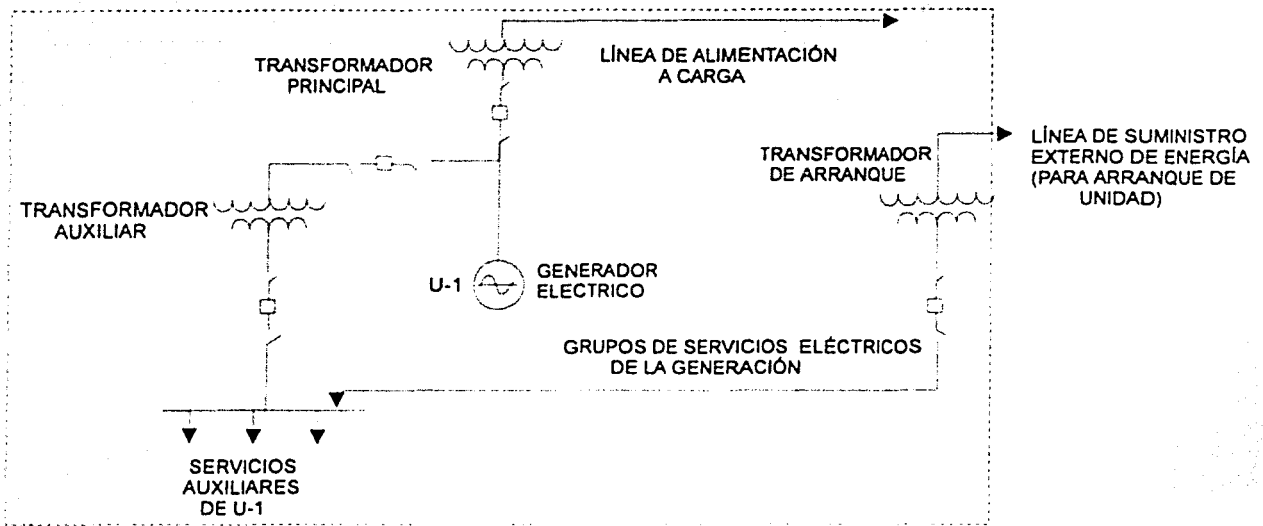
Solamente la lógica de protección tendrá la capacidad de inhibir o retardar cualquier accionamiento automático o manual por seguridad del personal y equipo.

Se distinguen para los equipos eléctricos los controles de grupos siguientes:

1. Control de grupos de Servicios Eléctricos de la Generación.
2. Control de grupos de la Generación.

Los grupos de Servicios Eléctricos de la Generación consisten en un conjunto de equipos que tienen que ser operados por sus respectivos equipos para lograr el manejo de la potencia eléctrica hasta la conexión de la Unidad Termoeléctrica.

La disposición de cada uno de estos grupos con sus equipos se encuentra mostrada en la figura 2.7.



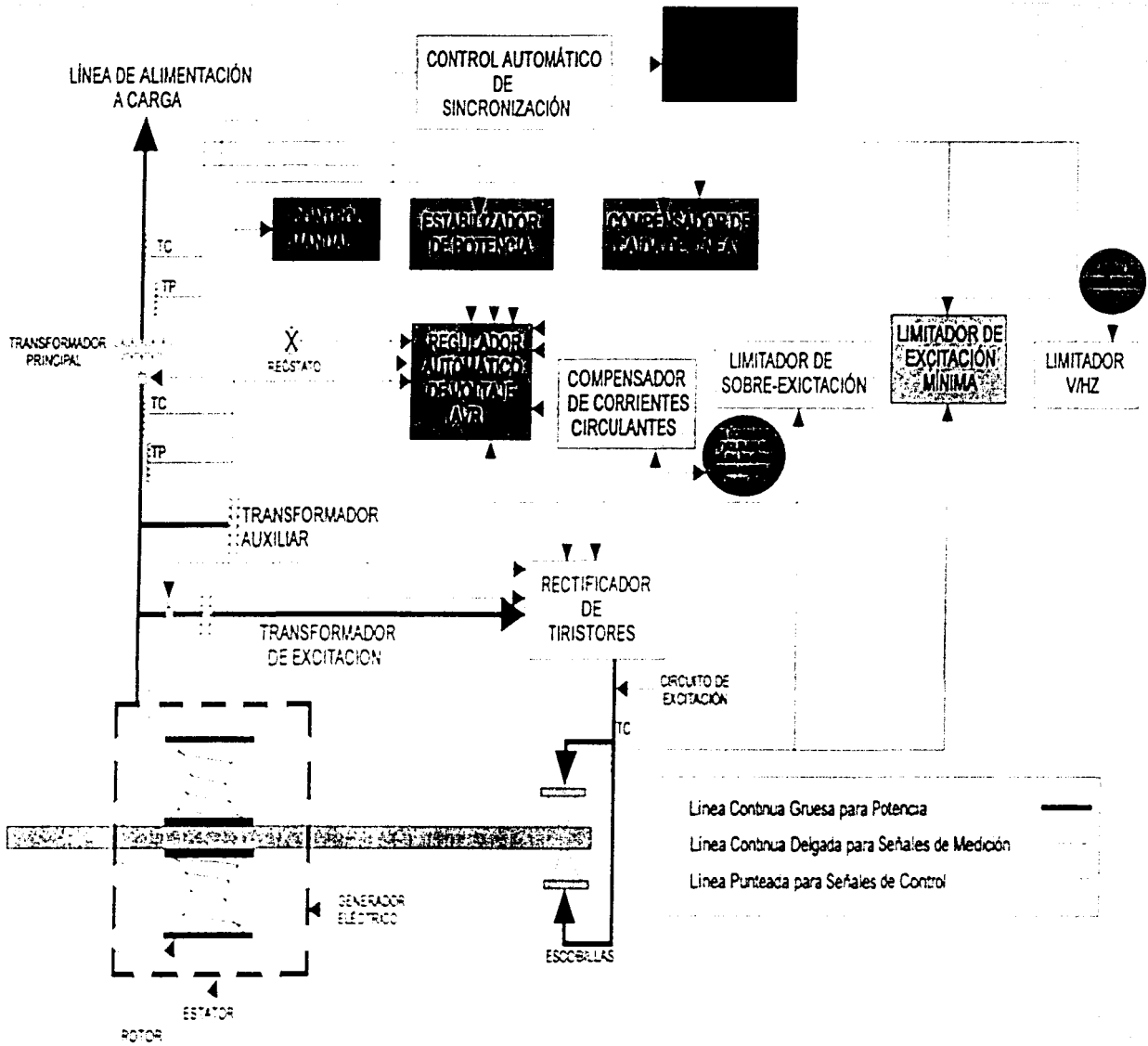
Grupos de Servicios Eléctricos de la Generación
Figura 2.7

Cada uno de los grupos tiene las funciones siguientes:

1. Transformador principal: recibe la energía eléctrica, producto del generador de la unidad, y en donde se eleva el voltaje para su entrega a la línea de salida de alimentación a las cargas eléctricas.
2. Transformador auxiliar: a través del cual se suministra energía eléctrica para los consumos propios de la unidad termoeléctrica.
3. Transformador de arranque: recibe energía eléctrica de una línea de suministro externa a la unidad, utilizándose durante su arranque cuando aún no se cuenta con capacidad de producir electricidad para el equipo auxiliar propio de la unidad.

Los grupos de la generación eléctrica son grupos que al ser operados logran el control y la regulación de las variables del generador como son voltaje, potencia y frecuencia, hasta llevarlo a su sincronización y toma de carga.

La disposición de estos grupos se muestra en la figura 2.8.



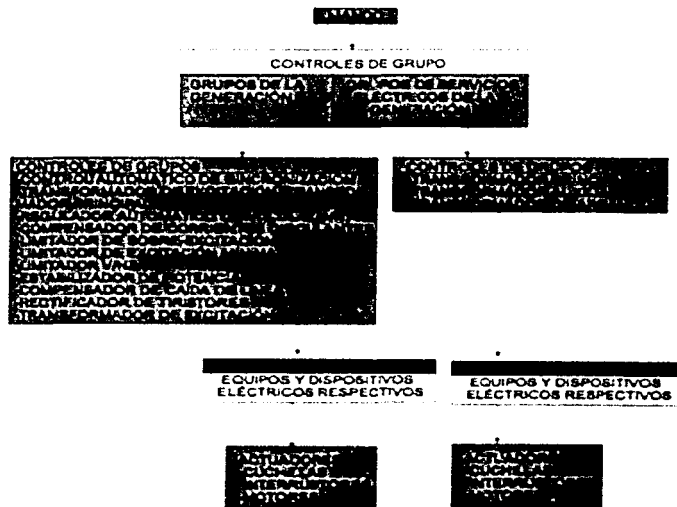
Grupos de la Generación Eléctrica
Figura 2.8

Cada uno de los equipos representados tiene las funciones siguientes:

1. Control Automático de Sincronización: funciona sólo cuando la unidad alcanza la velocidad nominal (3600 RPM), y es entonces cuando manda a operar el sistema de excitación, actuando por medio de señales de control con el Transformador de Excitación, Rectificador de tiristores, Regulador Automático de Voltaje (AVR). De esta manera, se sincronizan automáticamente los voltajes, las frecuencias y las fases. En este momento se cierra el interruptor de campo de máquina y se da la orden de tomar carga accionando el control de vapor de la turbina.
2. Transformador de Excitación: mediante el cual se produce la energía, para producir la corriente eléctrica que llevada a las bobinas de excitación del rotor en el generador de la Unidad provoca un flujo magnético el cual actuará sobre el estator, manteniendo una fuerza electromotriz adecuada a las demandadas de carga.
3. Regulador Automático de Voltaje (AVR): detecta el voltaje y/o corriente de salida del generador, calcula su error y genera una señal para corregirlo en el control de ángulo de los tiristores.
4. Compensador de Corrientes Circulantes: trabaja con las señales de voltaje y corriente de salida de generadores conectados en paralelo a la carga, logrando compensar las componentes reactivas y el factor de potencia de cada generador al balancear sus corrientes de excitación, quedando también compensada la operación de sus respectivos AVRs.
5. Limitador de Sobre-excitación: toma una señal proporcional a la corriente de excitación que es comparada con la señal de ajuste, si sobrepasa ciertos valores límite de magnitud y tiempo, procede a operar sobre el AVR. Todo esto se hace para bajar la excitación y evitar exceso de temperatura en los devanados de campo de excitación.
6. Limitador de excitación mínima: opera con valores límite, obtenidos de curvas de funcionamiento del generador y con valores de mediciones obtenidos mediante transformadores colocados en líneas principales, tales como las de salida de los generadores. La detección de una excitación mínima previene y evita una desestabilidad o sobrecalentamiento del generador, ya que el limitador actúa a través del AVR.
7. Limitador V/Hz: censa el voltaje (V) y la frecuencia eléctrica del generador (Hz) calculando su cociente y error, y sirve para prevenir la sobreexcitación que lleva a la sobresaturación del hierro magnetizado, lo cual causaría daños permanentes en la coraza del generador.

8. Estabilizador de potencia: su operación, al producir variaciones en el campo de excitación, genera un par que se opone al campo de velocidad, previniendo así la desestabilidad dinámica del generador por un posible aumento de carga reactiva, y evitando que se rebase el límite de velocidad y se pierda la sincronización.
9. Compensador de caída de línea por efectos reactivos y resistivos: obtiene señales desde sensores resistivos de voltaje y corriente, localizados en líneas del AVR. La caída en línea por efectos resistivos se obtiene de las señales remotas de voltaje y corriente, que al compararse con los parámetros locales de excitación, hace que el circuito de excitación eleve su valor debido a la caída reactiva en línea.
10. Rectificador de tiristores: recibe energía del transformador de excitación la cual es controlada por medio de un puerto de tiristores para ser entregada al circuito de excitación del generador. Las señales de operación del banco de tiristores son recibidas por el AVR, que es el equipo que controla la excitación.

El sistema completo de control eléctrico modernizado de una unidad termoeléctrica se esquematiza en la figura 2.9. Se hace notar que en las Centrales a modernizar, la mayoría de los equipos que intervienen en los grupos eléctricos se operan manualmente (abrir cuchillas, revisar niveles de aceite del transformador, etc). Al modernizar el sistema de control eléctrico como se muestra en la figura 2.9, se busca la automatización del mismo, la cual se logrará con conexiones en los puntos de enlace de los equipos presentados en la misma figura.



Sistema completo de control eléctrico de Unidad Termoeléctrica
 Figura 2.9

2.1.2. CARACTERÍSTICAS DEL CONTROL MECÁNICO

Dependiendo de su aplicación se distinguen para los equipos mecánicos los tipos de control siguientes:

1. Controles analógicos y binarios de Equipos Mecánicos aplicados a los sistemas del Ciclo Termodinámico. Éstos solo requieren ser enlazados al control jerárquico moderno.
2. Controles analógicos y binarios de Equipos Mecánicos aplicados a Sistemas Auxiliares al Ciclo Termodinámico que sólo se enlazarán a la automatización moderna de la Unidad Termoeléctrica.
3. Controles Analógicos de Equipos Mecánicos aplicados a los sistemas del Ciclo Termodinámico, que serán descritos más adelante en detalle y requerirán ser modernizados y automatizados debido a su obsolescencia.

De la misma manera que los sistemas de control eléctricos existentes, los sistemas de control de equipos mecánicos existentes, son sistemas manuales paso por paso, operados por el personal desde la consola, es decir manuales remotos. La modernización tendrá la misma filosofía que los controles eléctricos en mando, grupos, subgrupos y accionamientos, así como en la lógica de funcionamiento y de protección, siendo esta última prioritaria, ya que inhibe cuando es necesario la acción de cualquier otro control.

Las válvulas de control, los motores eléctricos y actuadores electromecánicos son los accionamientos finales de control.

Para el caso de los motores eléctricos (que impulsan bombas, ventiladores, válvulas y otros equipos de proceso), sus controles finales se efectúan en los Centros de Control de Motores (CCMs) distribuidos geográficamente en la unidad. Estos CCMs no requieren de modernización porque sus componentes son reemplazables.

Los sistemas de procesos mecánicos que se utilizan en Unidades Termoeléctricas son los siguientes:

- Enfriamiento del Estator del Turbogenerador (HF)
- Sistema de Aceite de Sellos del Generador Eléctrico (HE)
- Vapor de Sellos de Turbina (HB)
- Aceite de Control Electrohidráulico (CH) y Lubricación (HA) de Turbina
- Vapor Principal (AB) y Turbina (GB)

- Extracciones, Drenajes y Venteos de Alta Presión (GE)
- Extracciones, Drenajes y Venteos de Baja Presión (GF)
- Generador de Vapor Lado de Agua y Vapor (DA)
- Generador de Vapor Lado de Aire y Gases (DB)
- Aceite Combustoleo (AB) y Gas (AD) a Pilotos y Quemadores
- Lubricación Ventiladores de Tiro Inducido, Ventiladores de Tiro Forzado y Calentadores de Aire Regenerativo (DF)
- Agua de Alimentación (GA)
- Condensado (GC)

Sistemas auxiliares al ciclo Mecánico.

- Vapor Auxiliar (KA)
- Agua de Repuesto al Ciclo (CC)
- Sistema de Agua de Servicios (CG)
- Análisis y Muestreo (KD)
- Dosificación de Químicos al Ciclo (GG) y a Torre de Enfriamiento (JF)
- Aire Comprimido (KB) (KC)
- Almacenamiento y Manejo de Combustoleo Suministro por Carros de Ferrocarril (AA)
- Agua de Circulación (Torre de Enfriamiento) (JB)
- Cerrado Agua de Enfriamiento (JD)
- Sistema de Gases H_2 , CO_2 (HD) y N_2 (LE)
- Desechos aceitosos (AG), Desechos ácidos alcalinos (CH)
- Protección de agua contra incendios (LA)

A continuación se muestran el Diagrama General de Sistemas Mecánicos, en el cual se incluyen éstos en forma abreviada. Después se presentan y analizan cada uno de los sistemas de procesos mecánicos junto con sus sistemas de control, definiéndose sus condiciones de enlace.

Los puntos de conexión del control existente con el control moderno, y los de enlace de señales existentes con equipos nuevos se identifican por medio de un círculo atravesado con una cruz, como se muestra en las siguientes figuras de cada uno de los Sistemas en detalle.

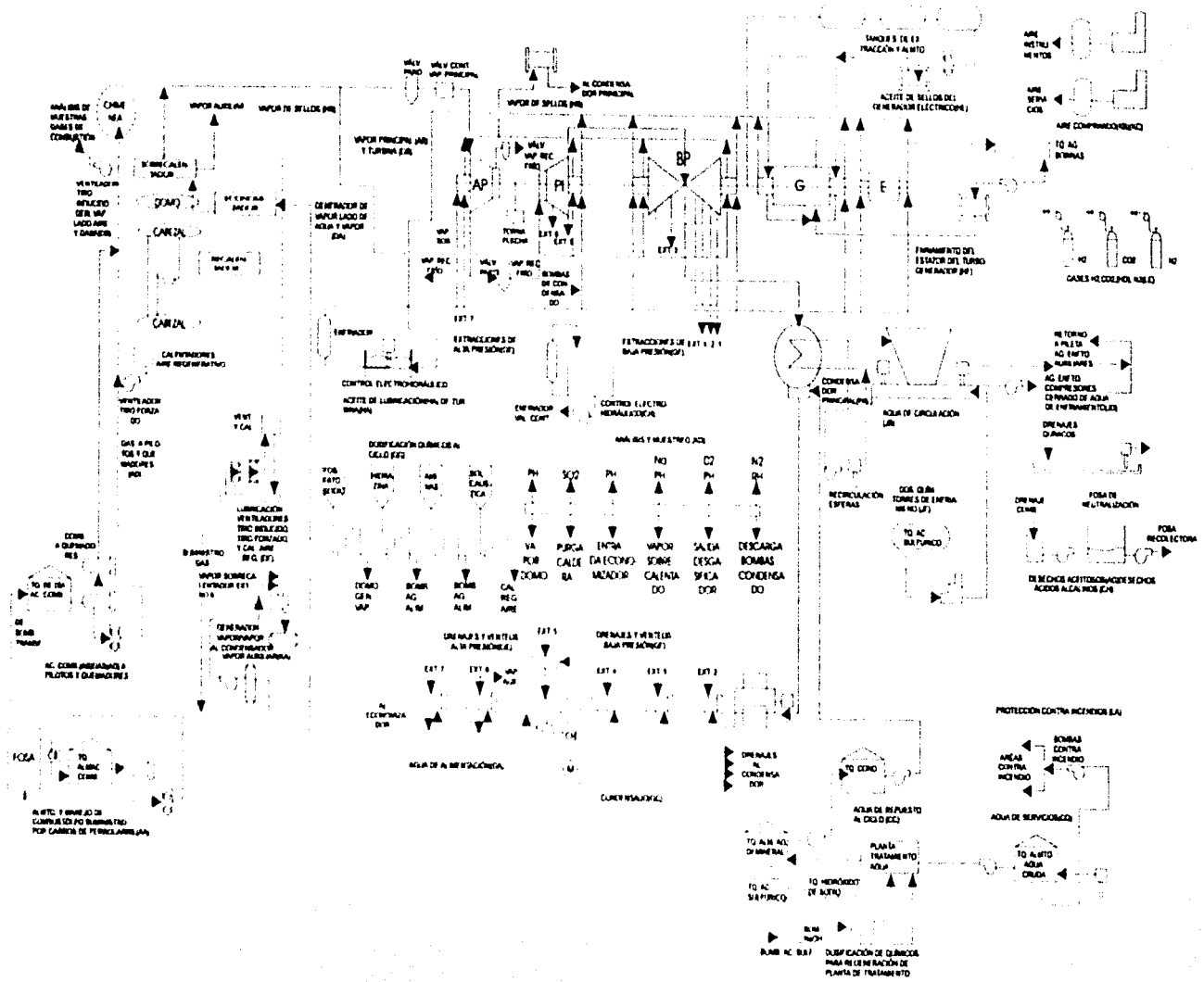


Diagrama general de los Sistemas Mecánicos
 Figura 2.10

TESIS CON
 FALTA DE ORIGEN

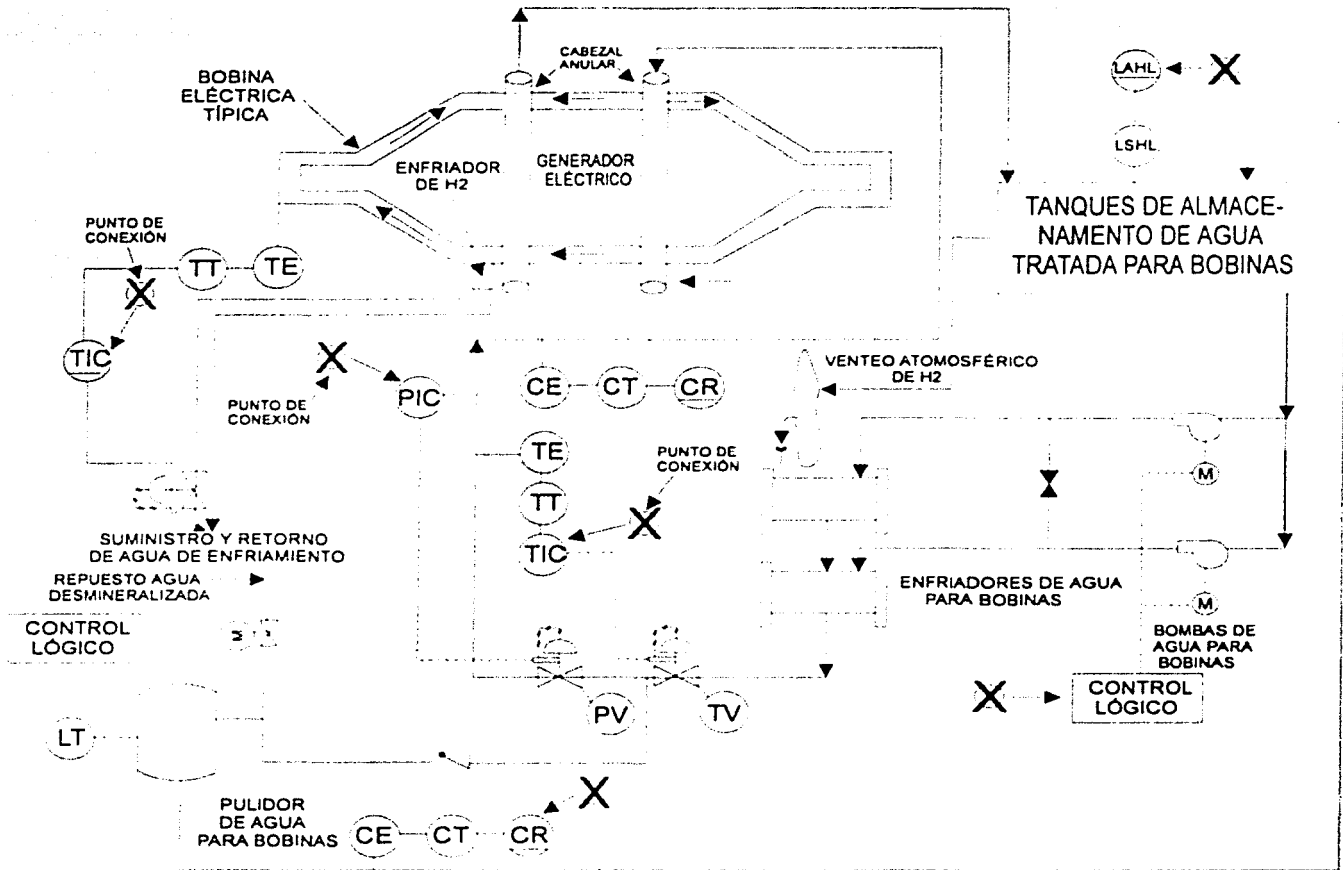
Sistema de enfriamiento del estator del Turbogenerador (HF)

El propósito de este sistema es enfriar interior y exteriormente las bobinas que forman el estator. Por tanto, existen dos sistemas de enfriamiento para el estator del generador, uno de agua desmineralizada para el enfriamiento en el interior de las bobinas, y otro de hidrógeno el cual enfría las superficies exteriores de las bobinas, teniendo cada uno de estos sistemas de enfriamiento su propio sistema de control.

El sistema de Enfriamiento con Agua Desmineralizada (para el interior de las bobinas) cuenta con el Tanque de almacenamiento de Agua tratada para Bobinas (TAATB) que recibe el agua caliente proveniente del enfriamiento de las bobinas y el agua tratada proveniente del Pulidor de Agua. Además elimina por medio de un venteo atmosférico el H_2 que se haya introducido en la succión de las bombas de agua para bobinas. Del (TAATB) se impulsa el agua caliente por medio de las bombas de agua para bobinas pasando por los enfriadores de agua para bobinas y llegando hasta la entrada de un cabezal Anular que reparte el agua de enfriamiento a cada bobina. El agua caliente resultante del enfriamiento de las bobinas que se colecta a la salida en el cabezal, se envía de nuevo al (TAATB) por medio de una línea. El suministro de repuesto de Agua Desmineralizada se efectúa directamente a la línea, en la salida de los Enfriadores de Agua para Bobinas o al Pulidor de Agua para bobinas.

Para enfriar el exterior de las bobinas se utiliza H_2 como gas refrigerante, éste a su vez requiere mantener una temperatura adecuada a través del Sistema de enfriamiento de H_2 , lo cual se lleva a cabo en el Enfriador de H_2 con agua de enfriamiento. Esta agua pasa por el lado de tubos de este enfriador y regresa caliente para su enfriamiento y retorno de nuevo. Por el lado exterior de tubos del Enfriador circula el H_2 que se enfriará por la temperatura baja provocada por el agua.

Los dos sistemas de control de enfriamiento al estator son auto-controlados y se coordinarán en la modernización dentro del Control de Grupo de Enfriamiento del Estator del Turbogenerador.



Sistema de Enfriamiento del Estator del Turbogenerador(HF)
 Figura 2.11

Sistema de Aceite de Sellos del Generador Eléctrico (HE)

La finalidad de este sistema es que por medio de sellos de aceite no escape el H_2 que se encuentra dentro del generador y que sirve de enfriamiento para evacuar el calor que se produce por efectos mecánicos y eléctricos.

La bomba principal de aceite de sellos impulsa el aceite hasta que penetra por la flecha del generador para aumentar la presión y así evitar la salida del H_2 . Los drenes (residuos) del aceite inyectado a la flecha del generador que contienen también hidrógeno debido a las fugas, se llevan hasta el tanque separador de hidrógeno, desde donde el aceite ya separado es enviado al tanque regulador de drenes. Este tanque sirve para regular la cantidad de aceite en el sistema, conduciéndose el aceite almacenado desde aquí hasta un tanque de vacío, en donde se le extrae por medio de una bomba de vacío y de un venteo los excedentes de H_2 , dejándolo listo para volver a circular por la bomba principal de aceite de sellos o por la bomba de emergencia de aceite de sellos, ésta última sólo en caso de que la primera falle.

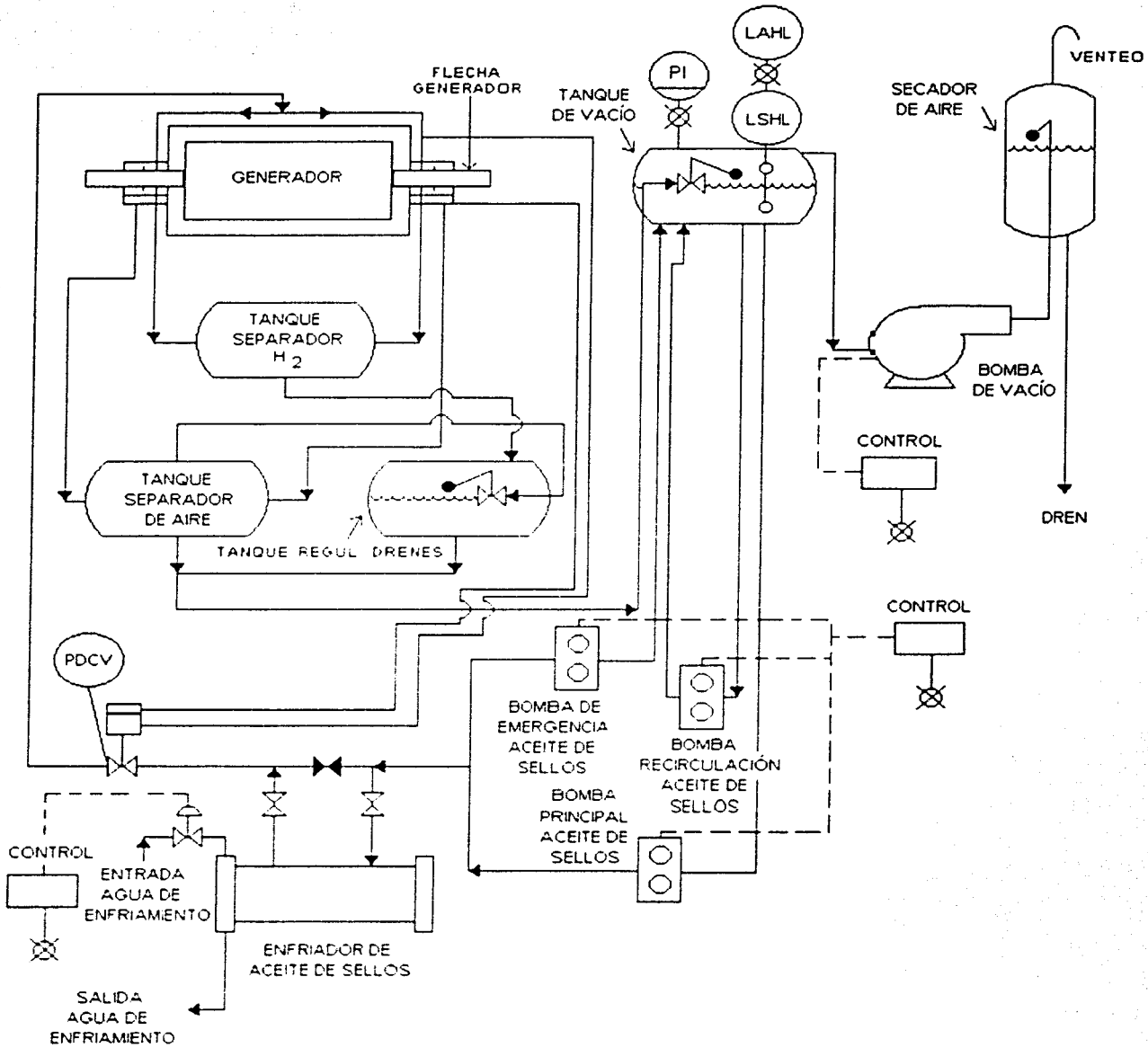
La bomba de recirculación de aceite de sellos hace recircular el aceite dentro del tanque de vacío para mejorar la evacuación del H_2 .

El enfriador de aceite de sellos en la descarga de la bomba principal y de emergencia remueve el calor del aceite para que entre frío a la flecha del generador.

El tanque separador de aire evacua el aire que contiene el aceite de sellos. Este aceite es enviado al tanque de vacío para recircular nuevamente a través de la bomba principal. Ocasionalmente este aceite también puede ser almacenado en el tanque regulador de drenes cuando el tanque de vacío se encuentre lleno.

Una válvula de control colocada después del enfriador de aceite de sellos (PDCV) opera con la diferencia de presiones del aceite de sellos que entra y sale de la flecha, permitiendo regular continuamente la cantidad de aceite que entra al sello.

El control de aceite existente se considera como auto-operado y en su modernización quedará dentro del Control de Grupo de Aceite de Sellos del Generador Eléctrico.



Sistema de Aceite de Sellos del Generador Eléctrico(HE)
Figura 2.12

Sistema de Vapor de Sellos de Turbina (HB)

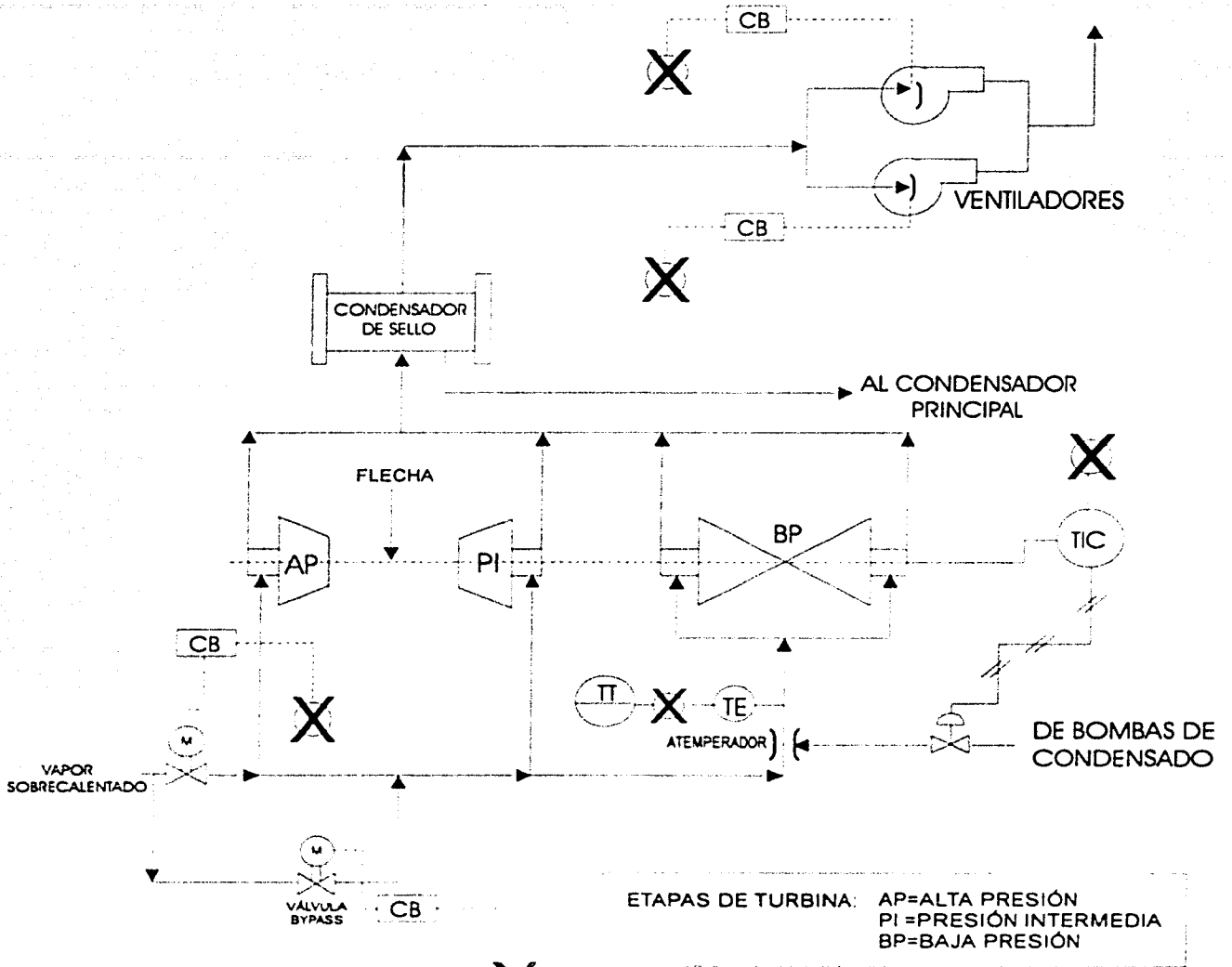
El propósito de este sistema es sellar con vapor exterior a la turbina para evitar las fugas de vapor existentes en los huelgos (huecos) de la flecha.

El vapor de sellos se recibe de la línea de vapor sobrecalentado y se distribuye a cada uno de los sellos de las turbinas (de Alta Presión, Presión Intermedia y Baja Presión).

Las fugas de vapor en los sellos son condensadas en el condensador de sellos y enviadas al condensador principal. Los gases incondensables se extraen por medio de los ventiladores.

Existe un atemperador que baja la temperatura de vapor de los sellos para adecuarla a la turbina de baja presión y a través de un detector de temperatura conectado a un indicador de temperatura localizado en el cuarto de control, se informa a los operadores acerca de la temperatura de vapor antes de llegar al sello.

El control de este sistema es auto-controlado y su operación se realiza a través de válvulas de control y ventiladores, quedando en su modernización jerárquica dentro del Control de Grupo de Vapor de Sellos de Turbina.



Sistema de Vapor de Sellos de Turbina(HB)
Figura 2.13

Sistema de Aceite de Control Electrohidráulico (CH) y Aceite de Lubricación (HA) de la Turbina

El propósito del Sistema de Aceite de Control Electrohidráulico (CH) es suministrar el aceite que opera y regula las válvulas de paro y regulación de vapor, y las válvulas de recalentado interceptoras de la Turbina.

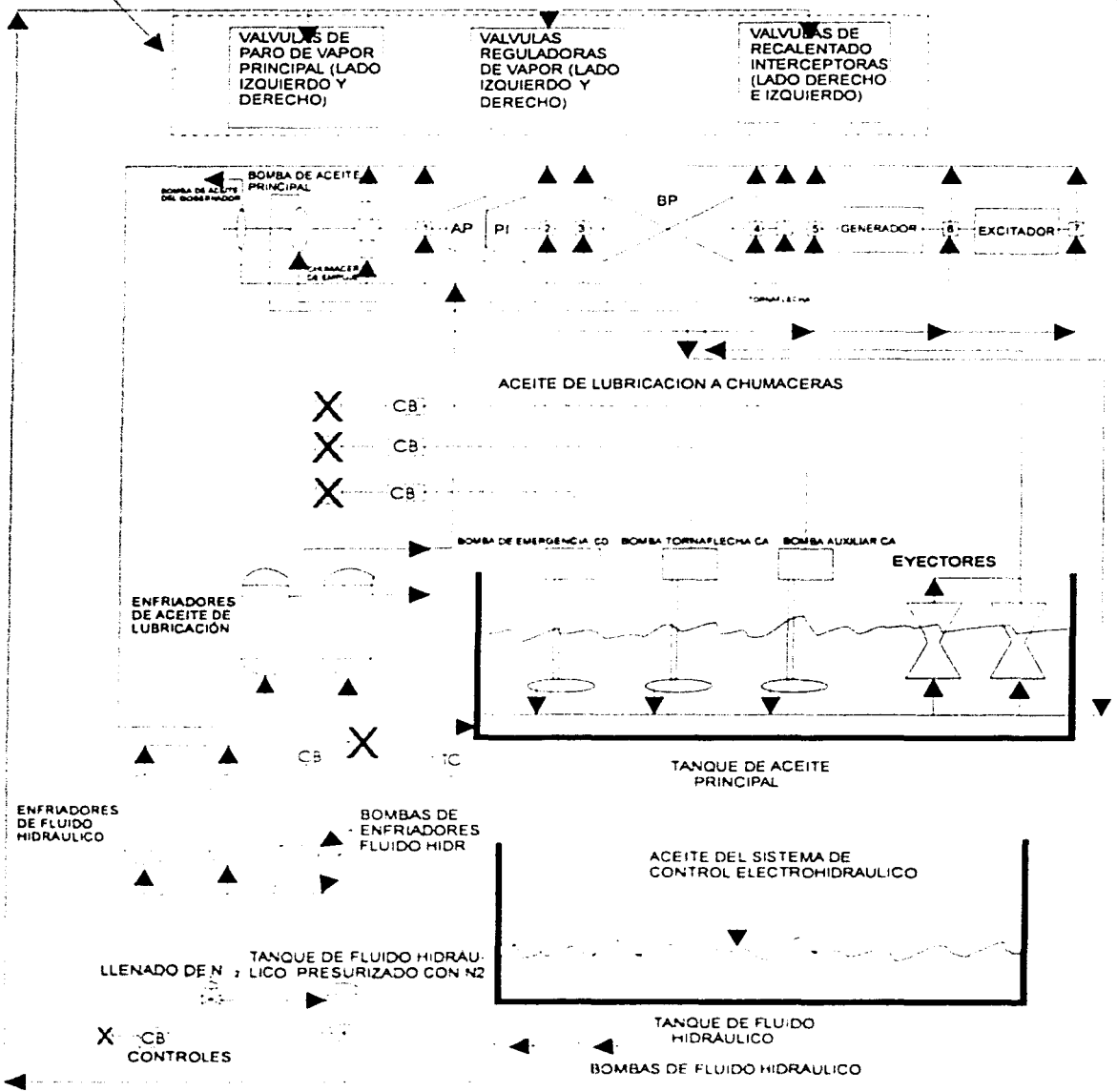
El aceite de Control Electrohidráulico se almacena en el Tanque de Fluido Hidráulico. De este tanque succionan las Bombas de Fluido Hidráulico, estando una de ellas en operación normal y la otra como reserva para cuando la primera falle, pasando a los mecanismos de control de las válvulas antes mencionadas. En caso de falla de todas las bombas entra a trabajar un Tanque Presurizado con N₂, el cual suministra en casos de emergencias cargas de aceite al control electrohidráulico. La temperatura del aceite dentro del Tanque de Fluido Hidráulico se mantiene con dos bombas de Enfriamiento que succionan de este tanque enviando el aceite a los Enfriadores de Fluido Hidráulico y de ahí se retorna al mismo tanque.

La finalidad del Sistema de Aceite de Lubricación (HA) de la Turbina es la de suministrar el aceite de Lubricación a las chumaceras del Turbogenerador y a sus auxiliares.

El aceite de lubricación se almacena en el Tanque de Aceite Principal y se succiona inicialmente con la bomba auxiliar de Corriente Alterna, la cual lo distribuye a todas las chumaceras (de empuje 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7) y al control electrohidráulico, pasando por los enfriadores de aceite de lubricación. Posteriormente esta bomba sale de servicio y su operación se sustituye por la bomba de aceite principal colocada en la flecha de la Turbina, la cual succiona el aceite del Tanque de Aceite Principal con ayuda de los eyectores para después volver a recircular el aceite al mismo Tanque. Cuando cualquiera de estas bombas falla, entra en funcionamiento la bomba de emergencia.

En la modernización los controles de las bombas y las operaciones de proceso con las válvulas de Control, serán efectuadas por el Control de Grupo de Aceite de Control Electrohidráulico y por el Grupo de Aceite de Lubricación de la Turbina.

CONTROL ELECTROHIDRÁULICO



Sistema de Aceite de Control Electrohidráulico (CH) y aceite de Lubricación (HA) de la Turbina
 Figura 2.14

Sistema de vapor principal (AB) y Turbina (GB)

El propósito de este sistema es conducir y controlar el vapor que es producido en el Generador de Vapor y que demanda el Turbogenerador Eléctrico.

El vapor principal sobrecalentado es conducido por 2 tuberías hasta la entrada de la turbina de Alta presión, pasando primero cada tubería por una válvula de paro. Estas válvulas sirven para admitir o cortar el flujo de vapor principal, el cual pasa inmediatamente por una válvula de control de vapor principal encargada de regular la cantidad de vapor demandada por el Generador Eléctrico durante su operación normal.

El vapor recalentado frío se extrae de la turbina de Alta presión por medio de 2 tuberías que lo conducen hasta el recalentador del Generador de Vapor.

Una vez obtenido el vapor recalentado caliente en el Recalentador del Generador de Vapor, se envía por medio de 2 tuberías hasta la turbina de Presión Intermedia. En cada Tubería existe una válvula de paro y control interceptora encargada de abrir, cerrar y regular su flujo de vapor a la Turbina de Presión Intermedia en sus arranques y paros y en su operación normal, respectivamente.

Saliendo el vapor de la Turbina de Presión Intermedia, se introduce a la de Baja Presión y al salir de esta turbina es entregado al Condensador Principal.

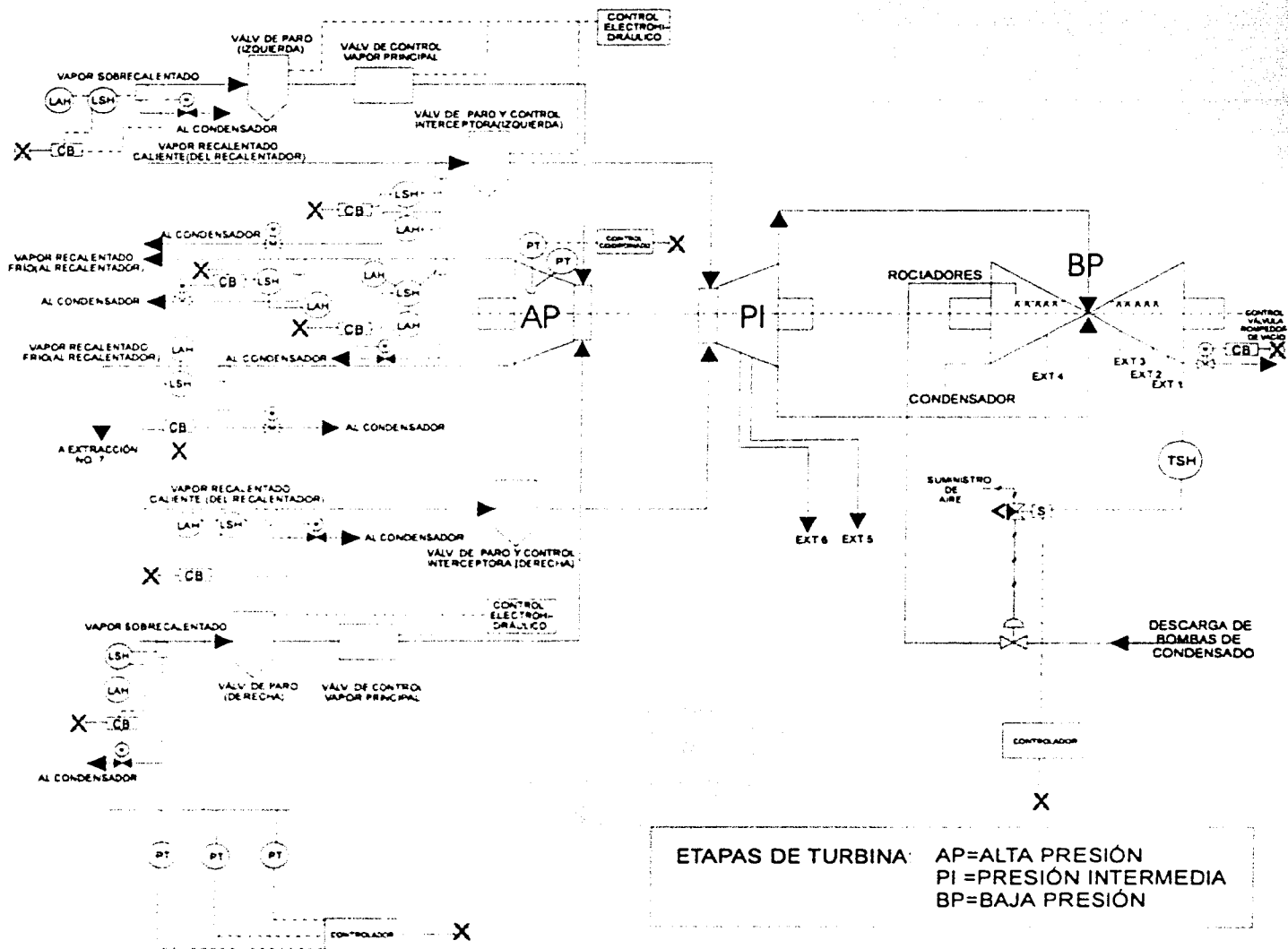
En cada una de las tuberías de vapor sobrecalentado, recalentado frío y recalentado caliente existen drenajes con válvulas que descargan agua condensada al condensador producida durante los arranques y/o paros del Turbogenerador. El control de cada uno de estos drenajes es auto-controlado.

La operación de todas las válvulas de paro y control de vapor principal y recalentado caliente se realiza con el control electrohidráulico, el cual interacciona con el gobernador de la turbina y el control maestro.

Las extracciones de vapor No. 1, 2, 3 y 4 de la Turbina de Baja Presión van a los calentadores de Baja Presión y a las extracciones No. 5 y 6 de la Turbina de Presión Intermedia van al desgasificador y al calentador No. 6 de Alta Presión, respectivamente. La extracción No. 7 corresponde al calentador No. 7.

De la descarga de las bombas de condensado se obtiene agua desmineralizada para el enfriamiento de la carcasa de la Turbina de Baja Presión, por medio de una válvula que controla el agua que entra a los rociadores. Una Válvula Rompedora de Vacío actúa cuando se requiere efectuar un disparo inmediato de Unidad.

Los controles automáticos existentes serán tratados en su modernización con la jerarquía de control dentro de la lógica del Control de Grupo de Vapor Principal y de la Turbina.



Sistema de Vapor Principal (AB) y Turbina (GB)
 Figura 2.15

Extracciones, drenajes y venteos de alta presión (GE)

Las extracciones de alta presión de vapor se utilizan para el calentamiento del agua de alimentación en los calentadores No. 5, 6 y 7, lográndose de esta manera el propósito de mejorar el aprovechamiento de calor en el ciclo.

En el calentador No. 5 (desgasificador) se emplea también el calor del vapor de extracción para eliminar los gases de alimentación y en consecuencia, disminuir la corrosión del equipo.

El desgasificador recibe el vapor de extracción No. 5, la cual se encuentra ubicada en la Turbina de Presión Intermedia, recibiendo el drenaje normal del calentador No. 6 y descargando su drenaje al condensador.

El calentador de Alta Presión No. 6 recibe el vapor de extracción No. 6 ubicado en la Turbina de Presión Intermedia y el drenaje normal del Calentador No. 7. Este calentador descarga su drenaje normal al desgasificador y el de emergencia al condensador.

De la extracción No. 6 se envía vapor al Generador vapor/vapor, siendo el vapor controlado por una válvula motorizada y una válvula de corte de vapor.

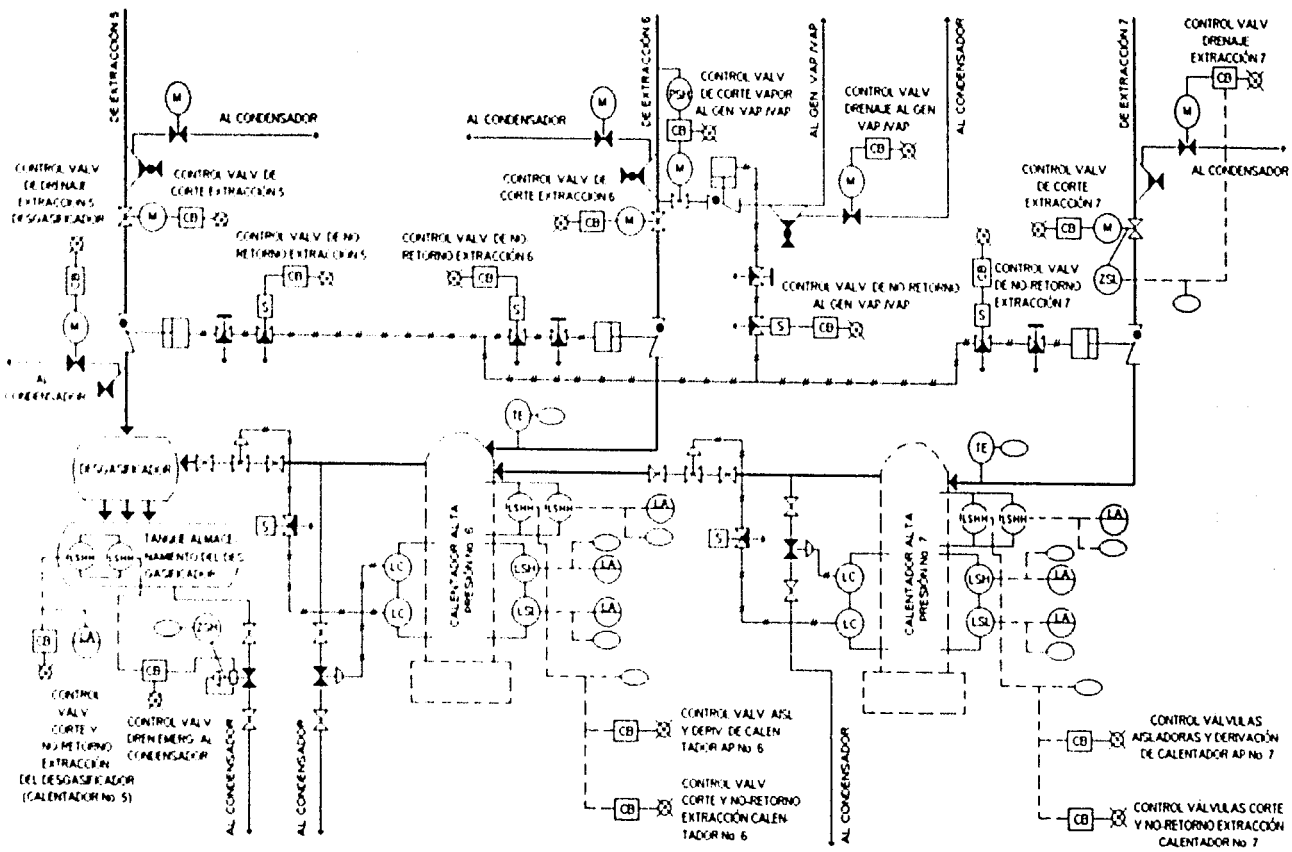
El calentador de Alta Presión No. 7 recibe el vapor de extracción No. 7 ubicado en las líneas de Vapor Recalentado Frío. Este calentador descarga su drenaje normal al calentador No. 6 y el de emergencia al condensador.

Cada extracción es controlada por una válvula motorizada y una válvula neumática de no retorno para evitar que el agua ingrese a la Turbina.

Los venteos sirven para eliminar los gases acumulados, contribuyendo así a mejorar la eficiencia de la transferencia de calor y a reducir problemas de conversión.

Los drenajes se descargan en cascada de un calentador hacia otro, hasta ser enviados al condensador como se muestra en la figura 2.16.

Todos los sistemas descritos son auto-controlados y serán automatizados con el Control de Grupo de Extracciones Drenajes y Venteos de Alta Presión.



Sistema de Extracciones, drenajes y venteos de alta presión(GE)
 Figura 2.16

Extracciones, drenajes y venteos de baja presión (GF)

Las Extracciones de Baja Presión son utilizadas para el calentamiento del agua de condensado en los calentadores No. 1, 2, 3 y 4, cumpliendo el mismo propósito que las Extracciones de Alta Presión, es decir, mejorar el aprovechamiento del Calor en el ciclo.

El calentador de BP No. 1 recibe las líneas de extracción de vapor del cuerpo de la turbina de Baja presión. Además recibe el drenaje normal del calentador No. 2 y del Regulador de Vapor de Sellos.

Sus drenajes normal y de emergencia (cuando existe ruptura de tubos) derivan al condensador.

El calentador de BP No. 2 recibe su línea de Extracción No. 2 de vapor del cuerpo de la turbina de BP y el drenaje normal del calentador No. 3. Sus drenajes normal y de emergencia descargan al calentador No. 1 y al condensador respectivamente.

El calentador de BP No. 3 toma vapor de Extracción No. 3 del cuerpo de la Turbina de BP y recibe el drenaje normal del Calentador No. 4. Sus drenajes normal y de emergencia descargan al Calentador No. 2 y al Condensador respectivamente.

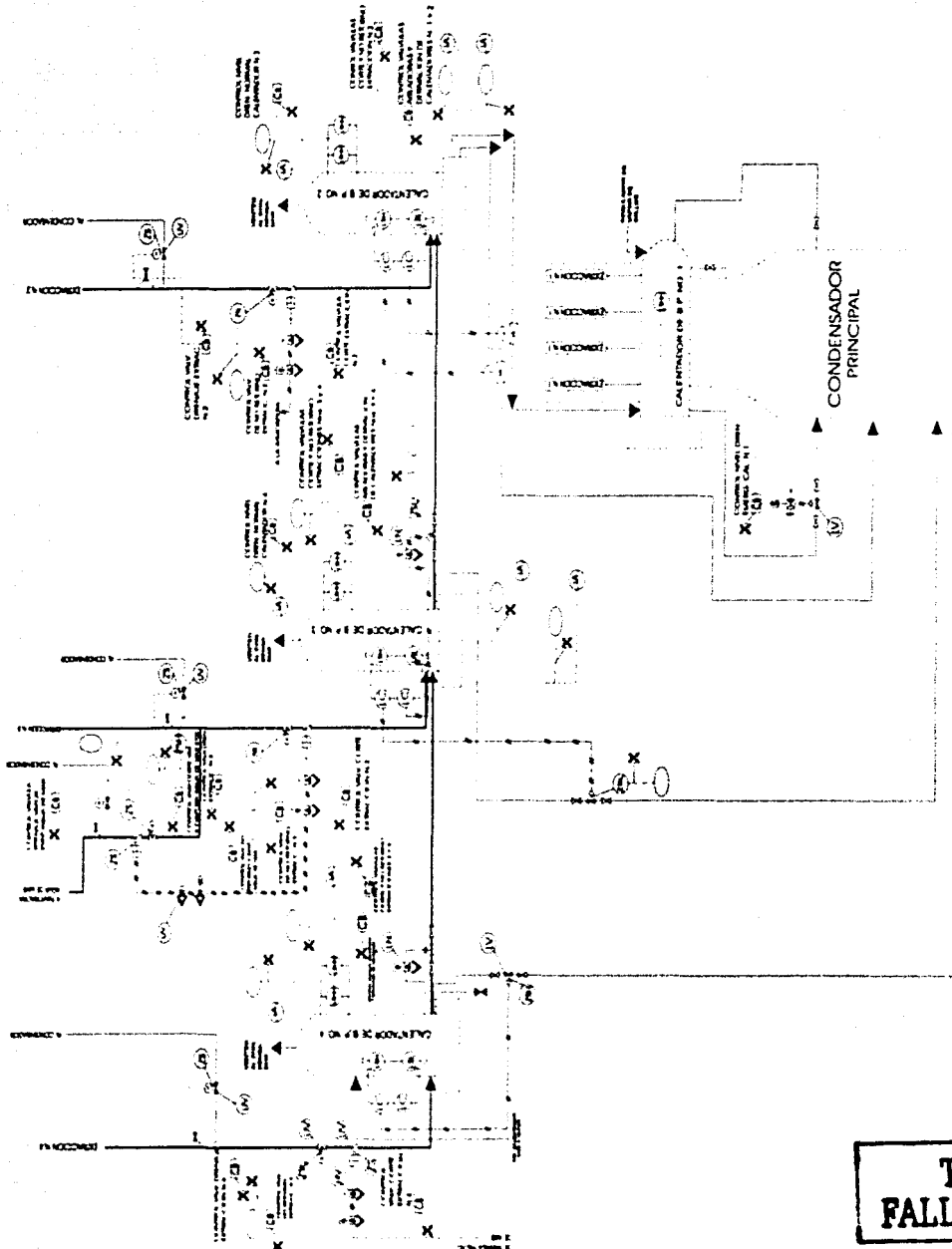
El Calentador de BP No. 4 toma vapor de la Extracción No. 4 de la Turbina de Baja Presión y recibe drenajes del calentador de Aire a Vapor. Sus drenajes normal y de emergencia descargan al calentador No. 3 y condensador respectivamente.

Cada extracción, excepto la No. 1, tiene una válvula motorizada de control de corte de extracción y una válvula hidráulica de control de no retorno que evita un flujo de agua de retorno de calentadores a la Turbina. Cada extracción, excepto la No. 1, posee una línea de drenaje de condensado al condensador controlada por una válvula motorizada.

Los venteos sirven para eliminar los gases acumulados, contribuyendo a mejorar la eficiencia de la transferencia de calor.

Cada calentador de BP tiene un venteo al condensador. En el caso de que la unidad Termoeléctrica trabajase con una evaporadora para agua de servicio, en la extracción No. 3 se tomaría vapor para uso de dicha evaporadora. Los drenajes se descargan en cascada de un calentador hacia otro, hasta ser enviados al condensador como se muestra en la figura 2.17.

Los sistemas existentes de control que regulan los procesos que se acaban de referir son auto-controlados, y su modernización automática se efectuará con el Control de Grupo de Extracciones Drenajes y Venteos de Baja Presión.



**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

Sistema de Extracciones, Drenajes y Venteos de Baja Presión (GF)
Figura 2.17

Generador de Vapor del Lado de Agua y Vapor (DA)

La finalidad de éste sistema es producir vapor sobrecalentado con las propiedades requeridas por la turbina.

En el cabezal de entrada del economizador entra el agua de alimentación conduciéndose por el interior de tubos, mientras por sus lados exteriores pasan los gases de combustión transmitiendo su calor al agua hasta llegar al cabezal de salida del economizador, de donde es enviado al Domo de Vapor con 2 líneas.

El agua desciende del Domo por tuberías de Bajada llegando al cabezal de succión de las Bombas de Recirculación de Caldera, con las cuales 2 operando y una en reserva envían el agua presurizada al cabezal de alimentación desde donde sube evaporándose por las paredes de tubos hasta llegar al cabezal superior y de ahí al domo como una mezcla de agua caliente y vapor. Este vapor pasa a los cabezales de entrada del sobrecalentador intermedio y superior, y entre sus tubos el vapor recibe calor que lo convierte en recalentado, recibiendo a la salida una atemperación por medio de 4 atemperadores los cuales controlan la temperatura del vapor en el ingreso al cabezal de entrada del sobrecalentador secundario. Luego pasa el vapor al cabezal de salida y atemperadores, continua por el cabezal de entrada del sobrecalentador terciario, saliendo por el cabezal de salida. Entre cada uno de estos cabezales existen tubos por donde pasa vapor que aumenta su grado de sobrecalentamiento hasta llegar al cabezal de salida del sobrecalentador terciario, desde por medio de 2 líneas es enviado el vapor listo para su control a la entrada de la turbina de alta presión

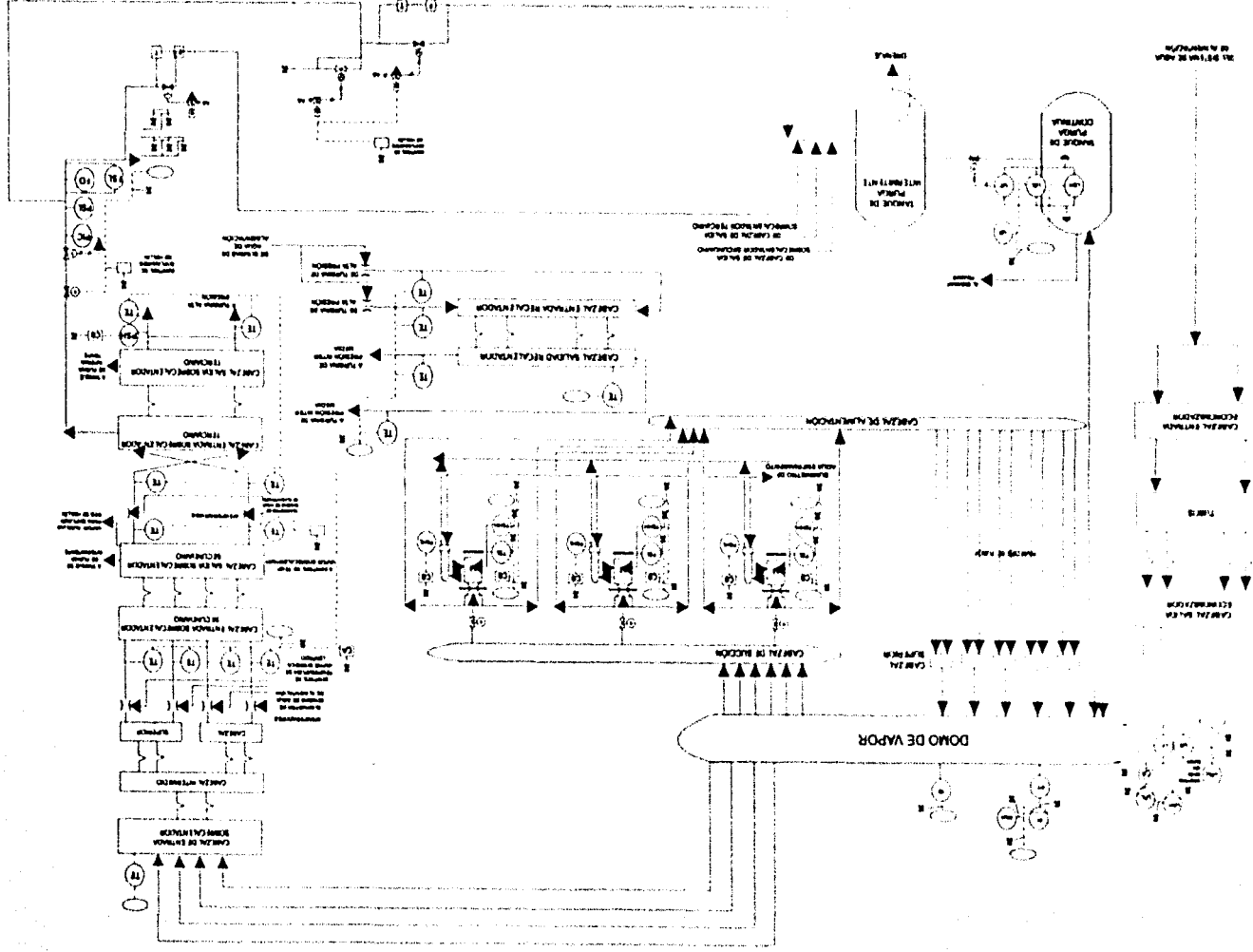
El vapor recalentado frío procedente de la descarga de la Turbina de Alta Presión es conducido mediante 2 líneas de vapor recalentado frío, que es atemperado para su control, e introducido al cabezal de entrada del recalentador del Generador de Vapor, y de ahí pasa el vapor por tubos donde toma calor y es colectado en el cabezal de salida del recalentador para ser enviado con 2 líneas como vapor recalentado caliente hasta la turbina de presión intermedia.

Desde el cabezal de salida del sobrecalentador secundario y de entrada del cabezal terciario se extrae vapor auxiliar para los soplores de Hollín del Generador de Vapor.

Del Cabezal de Salida del Sobrecalentador Terciario se extrae vapor al tanque de purga Intermitentes.

Desde el Domo de Vapor se extrae agua caliente que posee impurezas y es enviado al tanque de purga continua.

El control total del Generador de Vapor existente está compuesto de varios controles relacionados, que se enlazan en su modernización en el Control de Grupo del Generador de Vapor del lado de Agua y Vapor



Sistema Generador de Vapor del Lado de Agua y Vapor(DA)
 Figura 2.18

Generador de Vapor Lado Aire y Gases (DB)

Este Sistema tiene por objeto suministrar y controlar el aire para que al combinarse con el combustible se realice la combustión completa, así como facilitar la evacuación a la atmósfera de los gases de combustión producidos en el interior del Hogar del generador de Vapor.

Existen 2 ventiladores de Tiro Forzado con ductos independientes. Cada Ventilador de Tiro Forzado succiona aire de la atmósfera pasando primero de un silenciador a una compuerta de bloqueo, después descarga el ventilador a otra compuerta de bloqueo y ambas compuertas sirven para aislar al ventilador cuando se encuentra fuera de servicio. Inmediatamente se encuentran los calentadores de Aire a Vapor y los precalentadores regenerativos de Aire, utilizando éstos últimos el calor del gas de combustión que se dirige a la chimenea. Ambos tipos de calentadores sirven para darle aire de combustión y mayor temperatura, lográndose mejorar la eficiencia en la combustión. Antes del Calentador de Aire a Vapor y después del Precalentador Regenerativo de Aire, existe una compuerta de aire para aislamiento de los calentadores.

El aire siendo aún conducido por ductos es entregado a un anillo que cuenta con compuertas con las cuales se distribuye el aire en el Hogar.

Los gases de combustión del Hogar son evacuados mediante 2 líneas, y cada línea conduce a su correspondiente precalentador de aire regenerativo. Los ventiladores de tiro inducido extraen los gases, teniendo ambos equipos compuertas de aislamiento. Después de la descarga de los ventiladores de Tiro Inducido, los gases de combustión son llevados a la chimenea que los emite a la atmósfera, pasando antes por el equipo de análisis muestras de gases de combustión.

Existen 2 ventiladores de Recirculación de Gases, cada uno con sus compuertas de aislamiento, que mediante dos ductos independientes, succionan las líneas de Gases antes del Precalentador de Aire Regenerativo. La descarga de gases de estos ventiladores es nuevamente llevada al Hogar para mejorar la transferencia de calor del Generador de Vapor.

Para equilibrar, en las descargas de los ventiladores de Tiro Forzado existe una línea igualadora de Presión, a la cual se conectan con sus compuertas de aislamiento los ventiladores Reforzadores para los servicios auxiliares siguientes: Aire de Sellos a sopladores de Hollín y Cámaras de TV, Aire a Pilotos y Aire a Detectores de Flama.

La filosofía de control existente para los servicios antes mencionados se conservará y enlazará con la lógica de Control de Grupo del Generador de Vapor del lado Aire y Gases.

Lubricación Ventiladores de Tiro Inducido, Ventiladores de Tiro Forzado y Calentadores de Aire Regenerativo (DF)

Estos sistemas son independientes y proveen aceite de lubricación a los rodamientos de equipos pertenecientes al Generador de Vapor.

Por cada equipo, ventilador o calentador de aire regenerativo, existe un sistema de aceite de lubricación como se muestra en forma típica en la Figura 2.20.

El sistema de lubricación de los ventiladores de Tiro Inducido tiene una Bomba Principal de Aceite y otra Bomba Auxiliar de Aceite para cuando la primera falle. Ambas succionan de su Tanque de Aceite (estando el aceite caliente) y lo envían a un enfriador para dejarlo a la temperatura de entrada de las chumaceras de los ventiladores, para que por último el aceite caliente sea descargado en el tanque de aceite. Este sistema es similar al aplicado a un Ventilador Recirculador de gases cuando éste existe en un Generador de Vapor. El sistema de Lubricación de Ventiladores de Tiro Forzado tiene una bomba principal de Aceite de Control para chumacera del Ventilador de Tiro Forzado y otra Bomba Auxiliar de Aceite de Control, esta última se encuentra en reserva, y ambas sirven para operar el mecanismo de Control de Compuerta de Entrada de Aire al Ventilador de Tiro Forzado.

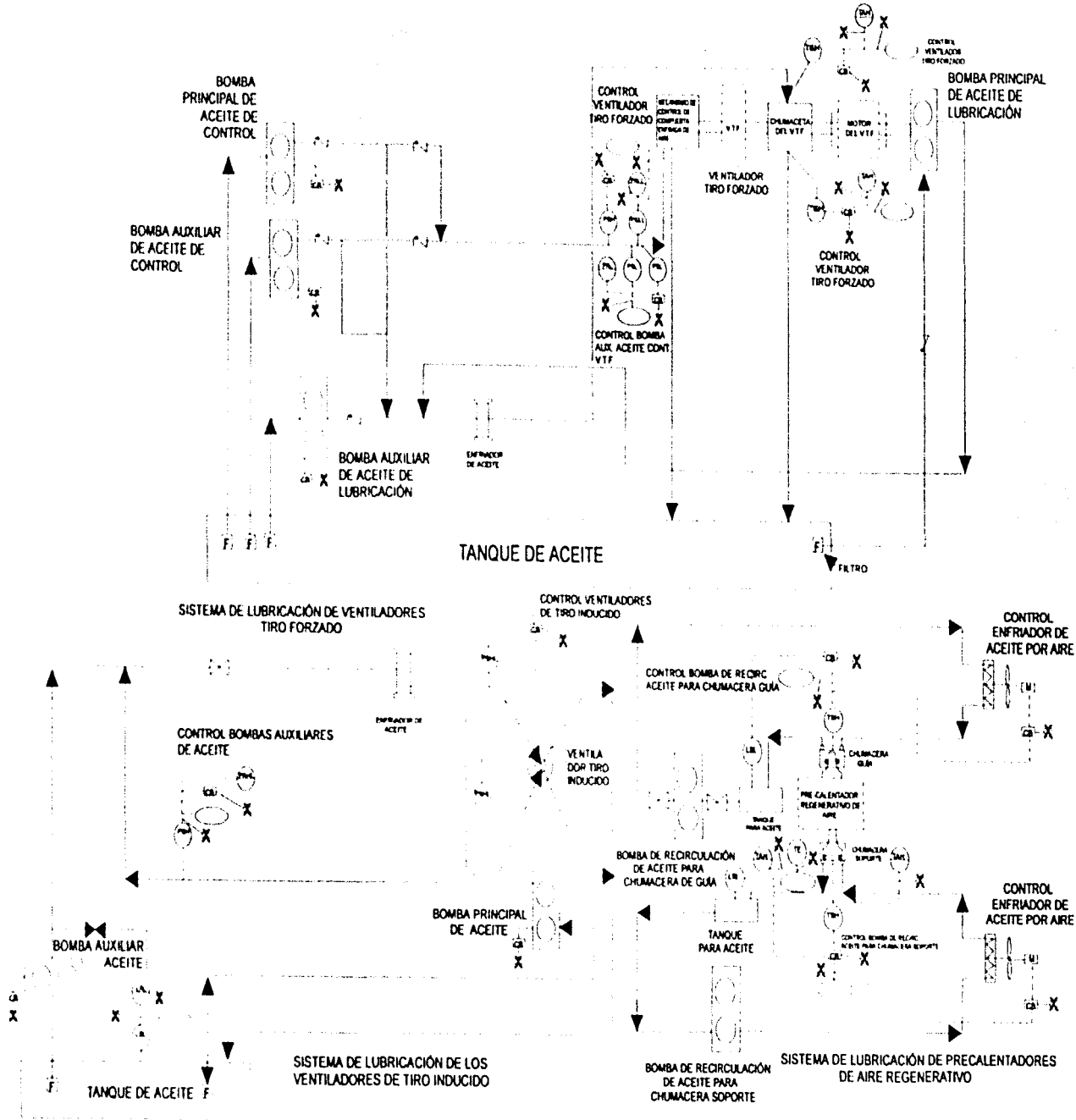
Existe también una bomba auxiliar de Aceite de Lubricación que lo succiona del Tanque de Aceite y lo envía a un Enfriador para introducirlo a la chumacera del VTF, y lo retorna al tanque de aceite en operaciones de arranque o anormales. En operación normal la Bomba Principal de Aceite de Lubricación se encuentra conectada a la flecha del VTF, succiona del tanque de Aceite y lo envía al enfriador de aceite para introducirlo a la chumacera del VTF y retornarlo caliente al tanque de Aceite.

El Sistema de Lubricación de Precalentadores de Aire Regenerativo consiste de 2 circuitos, uno con un tanque de almacenamiento de aceite caliente desde donde succiona una Bomba de Recirculación de Aceite, impulsando este aceite a un Enfriador de Aceite por Aire y de allí a la entrada de la chumacera Guía, desde donde se envía otra vez al tanque de almacenamiento caliente.

El otro sistema es semejante al primero, sólo que envía aceite para lubricar a la chumacera de soporte.

Similar al sistema antes descrito de Lubricación de Ventiladores de Tiro Inducido, es aplicable al Sistema de Lubricación de Ventiladores de Recirculación de Gases cuando éstos existen.

Los sistemas de control existentes para los equipos antes mencionados son auto-controlados y su control modernizado se operará con el Control de Grupo del Generador de Vapor lado de Aire y Gases.



Sistema de Lubricación Ventiladores de Tiro Inducido, Ventiladores de Tiro Forzado y Precalentadores de Aire Regenerativo (DF)
Figura 2.20

Sistema de Aceite Combustoleo (AB) y Gas (AD) a Pilotos y Quemadores

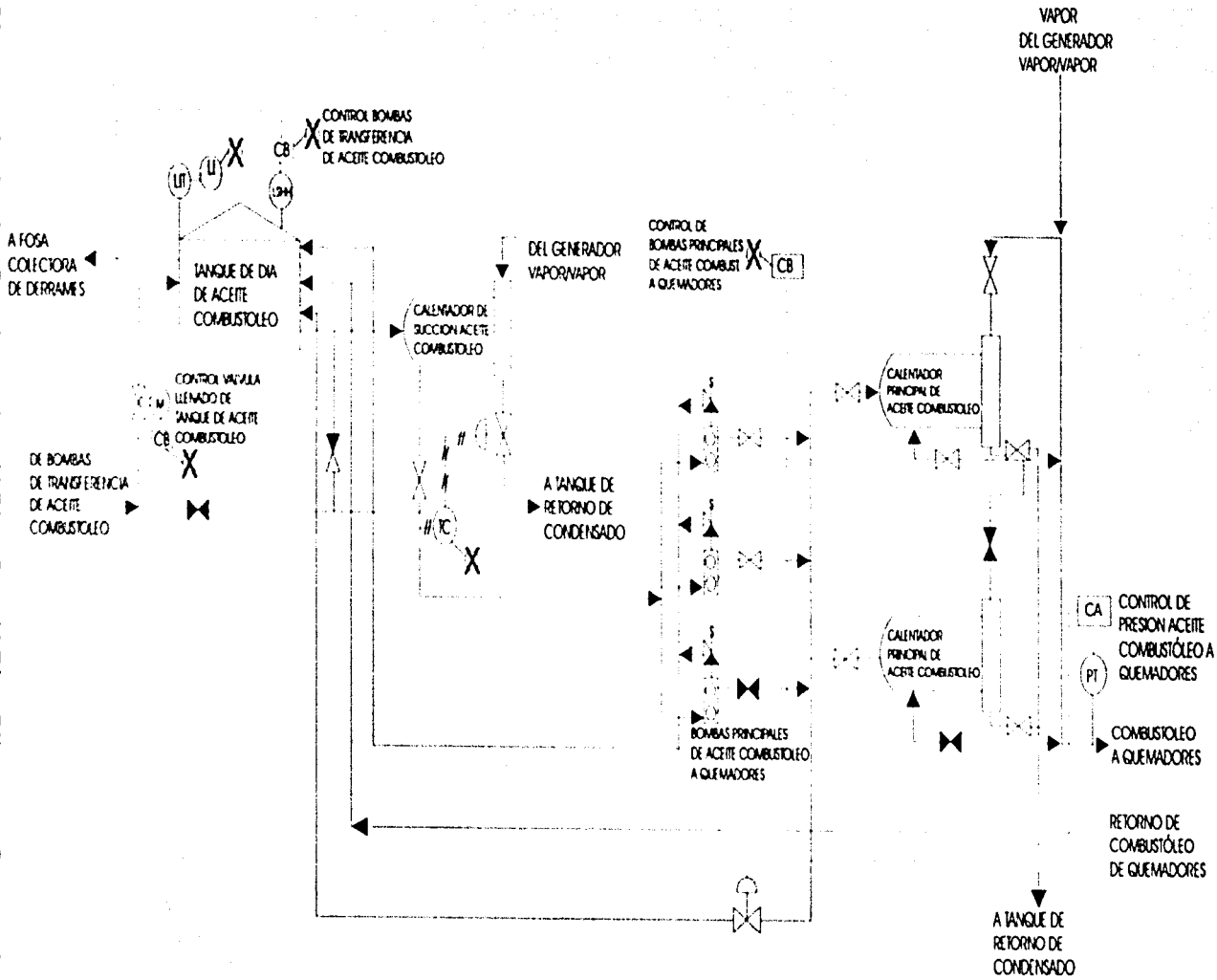
El combustoleo proveniente del Tanque de Almacenamiento, al almacenarse en el Tanque de Día de Aceite combustoleo logra cumplir con los servicios siguientes:

- 1) Contar con un recipiente cercano a la caldera donde se puede medir y conocer el estado del combustoleo que se consume diariamente en la caldera.
- 2) Utilizar un recipiente donde se pueden llevar las recirculaciones de las Bombas Principales de Aceite Combustoleo a Quemadores y también permiten almacenar el retorno de combustoleo de quemadores.

En la salida del Tanque de Día se encuentra un calentador de Succión de Aceite Combustoleo a base de vapor, el cual por calentamiento baja la viscosidad del combustoleo que es succionado por las Bombas Principales de Aceite Combustoleo a Quemadores, en cuyas descargas se conectan dos calentadores Principales de Aceite Combustoleo a base de Vapor, uno de los cuales está en reserva. Desde estos calentadores el combustoleo pasa a la línea de combustoleo a Quemadores.

Los suministros de Vapor a los Calentadores de Succión y Principales se hacen desde el sistema de Vapor-Auxiliar por el generador Vapor/Vapor.

Sistema de Aceite Combustóleo (AB) y Gas (AD) a Pilotos y Quemadores
 Figura 2.21a



Los Generadores de Vapor en una gran mayoría están provistos de quemadores independientes de combustóleo y de gas, para que de acuerdo a su suministro de combustibles puedan trabajar con facilidad.

Los quemadores son encendidos por su piloto, y éstos a su vez con un encendedor de chispa eléctrica.

Cada quemador y cada piloto posee su propio detector de flama con el que se conocen sus estados de encendido.

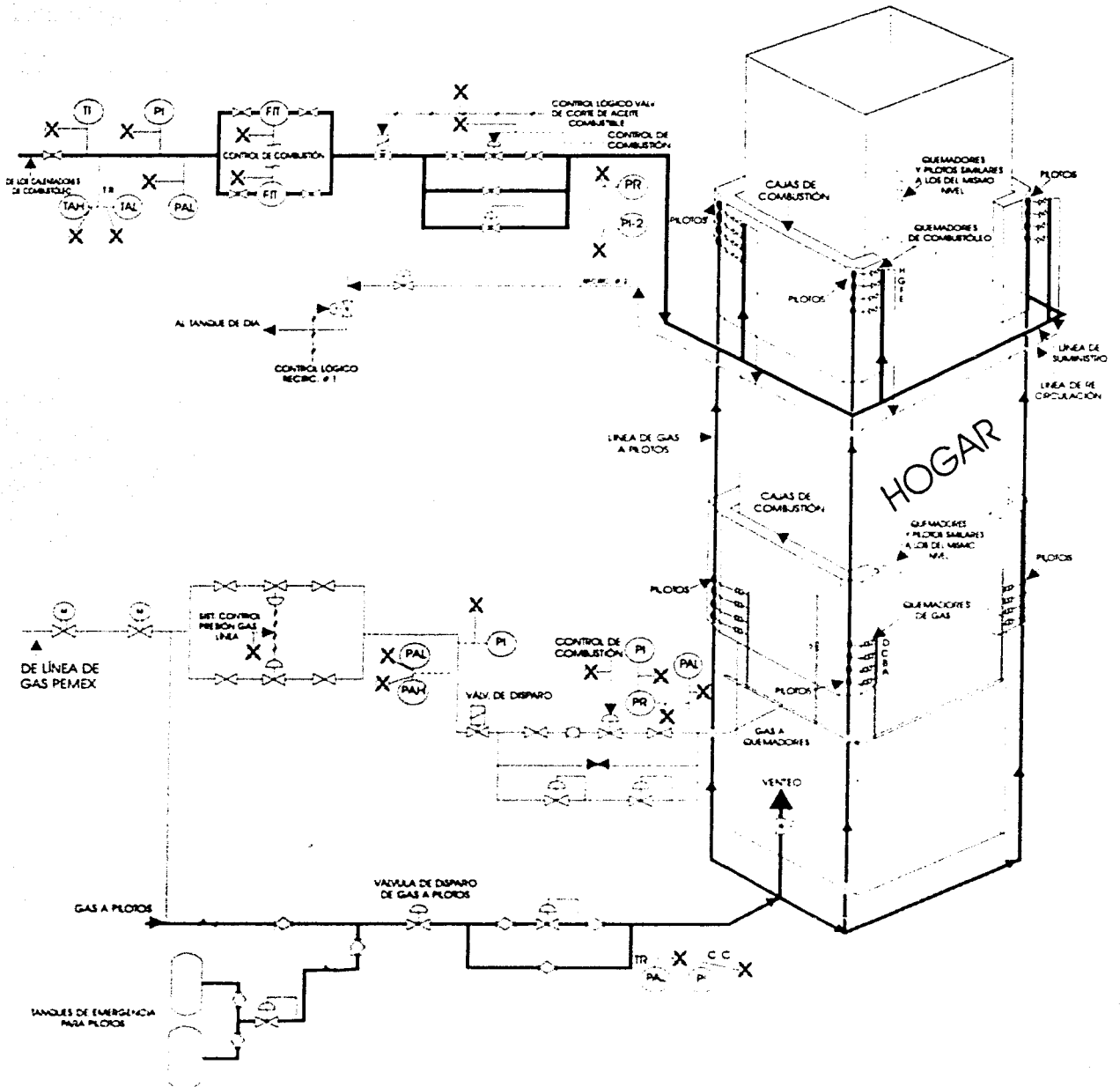
Por medio de una línea procedente de los calentadores de aceite combustóleo, se lleva éste a los quemadores de aceite combustóleo, los cuales están distribuidos en varias elevaciones (E, F, G y H). Véase la figura 2.21b.

Desde una línea de suministro de PEMEX se recibe el gas que se reparte a los quemadores de gas que se encuentran en otras elevaciones (A, B, C, D).

Con el suministro de Gas de PEMEX, respaldado con tanques de almacenamiento de gas, se provee a los pilotos para mantenerlos encendidos.

Además de los encendidos, disparos y la regulación de la combustión, el sistema de control de quemadores sirve para revisar las condiciones del proceso de combustión para prevenir explosiones en el Hogar del Generador de Vapor.

Los Sistemas de Control existentes para Aceite Combustóleo y gas a pilotos y quemadores actúan en forma auto-controlada, y operan en modos manual local, manual remota y automático, con los cuales se formará el Control de Grupo de Aceite Combustóleo y Gas a Pilotos y Quemadores que se enlazarán con los Controles de Grupo del Generador de Vapor, por los lados de Agua-Vapor y Aire Gases.



Sistema de Aceite Combustible (AB) y Gas a Pilotos y Quemadores (Continuación)
 Figura 2.21b

Sistema de Agua de Alimentación (GA)

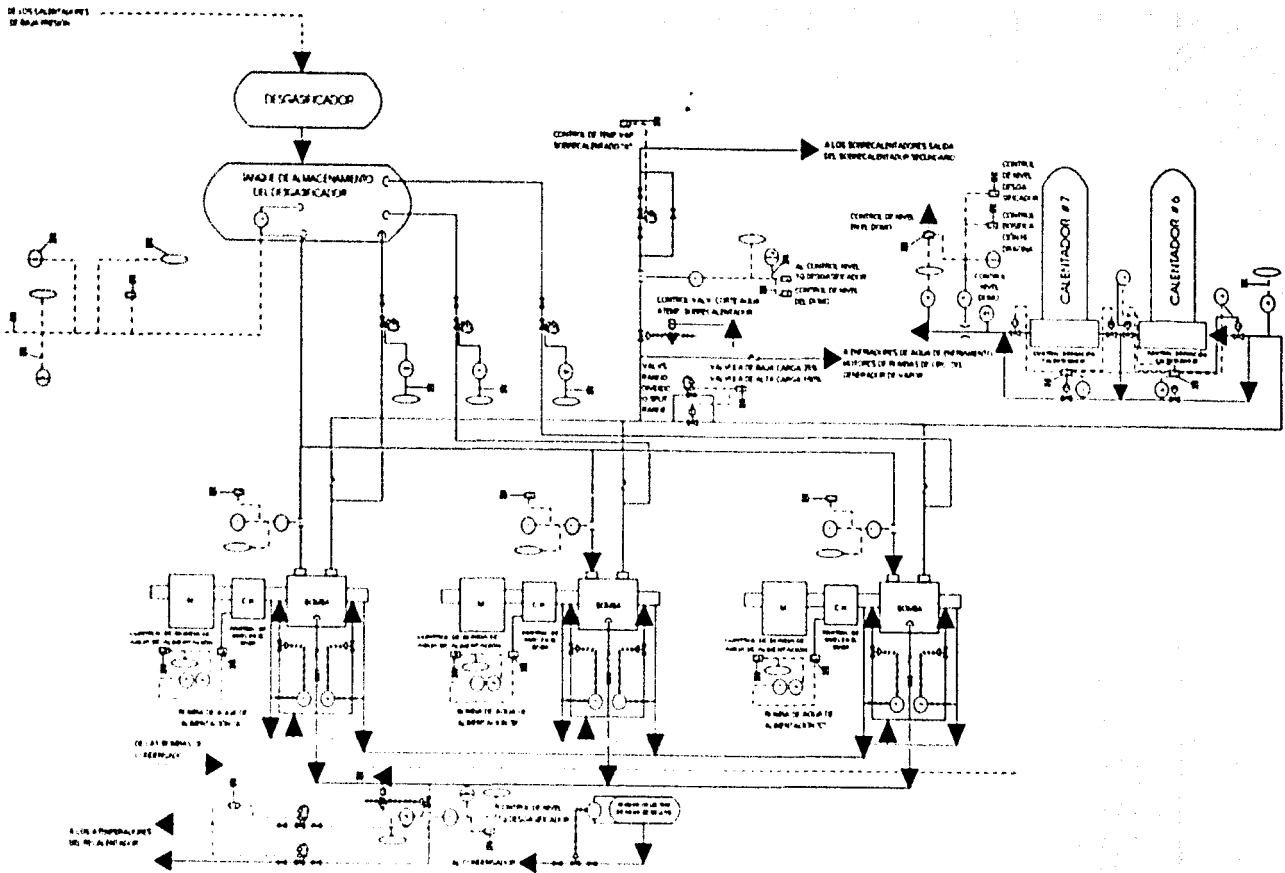
Este sistema es el encargado de proporcionar al agua de alimentación el caudal y la presión que requieren el Generador de Vapor y los Calentadores de Agua de Alimentación, en operación normal o durante el arranque de la Unidad.

El agua proveniente de bombas y calentadores de condensado, así como el vapor de extracción No. 5 entran al desgasificador y se almacena el condensado en su tanque de almacenamiento, comenzando prácticamente desde este sitio el Sistema de Agua de Alimentación.

Las 3 Bombas de Agua de Alimentación (BAA), dos operando y una en reserva, succionan agua del tanque de almacenamiento mencionado anteriormente y la impulsan a través de los Calentadores de Agua de Alimentación 6 y 7 hasta la entrada del economizador del Generador de Vapor, siendo regulados sus caudales y presiones por medio de Coples Hidráulicos conectados a sus flechas.

Se toma agua de las etapas intermedias de cada BAA para los atemperadores del Recalentador. De la línea de descarga de las bombas se toma agua para los atemperadores de entrada del Sobrecalentador Secundario y de otra toma de la misma línea se usa agua de enfriamiento para los motores de las bombas de circulación del Generador de Vapor.

Cada BAA cuenta con su propio Sistema de Agua de Sellos, el cual recibe el agua de la descarga de bombas de condensado, enviando las fugas de los sellos a un tanque colector. Ver la figura 2.22a.



Sistema de Agua de Alimentación (GA)
 Figura 2.22a

Cada Bomba de Agua de Alimentación (BAA) cuenta para su lubricación con dos bombas: la Bomba Auxiliar de Aceite Lubricante que es operada con un motor eléctrico para su funcionamiento durante los arranques y emergencias; y la Bomba Principal de Aceite Lubricante para operación normal, la cual se encuentra montada y es impulsada en la flecha de la BAA. Ambas succionan el aceite de un tanque Captador de Aceite Lubricante y de Trabajo y lo envían a un Enfriador de Aceite Lubricante, distribuyéndolo después a las chumaceras de la Bomba de Agua de Alimentación y a las del Cople Hidráulico.

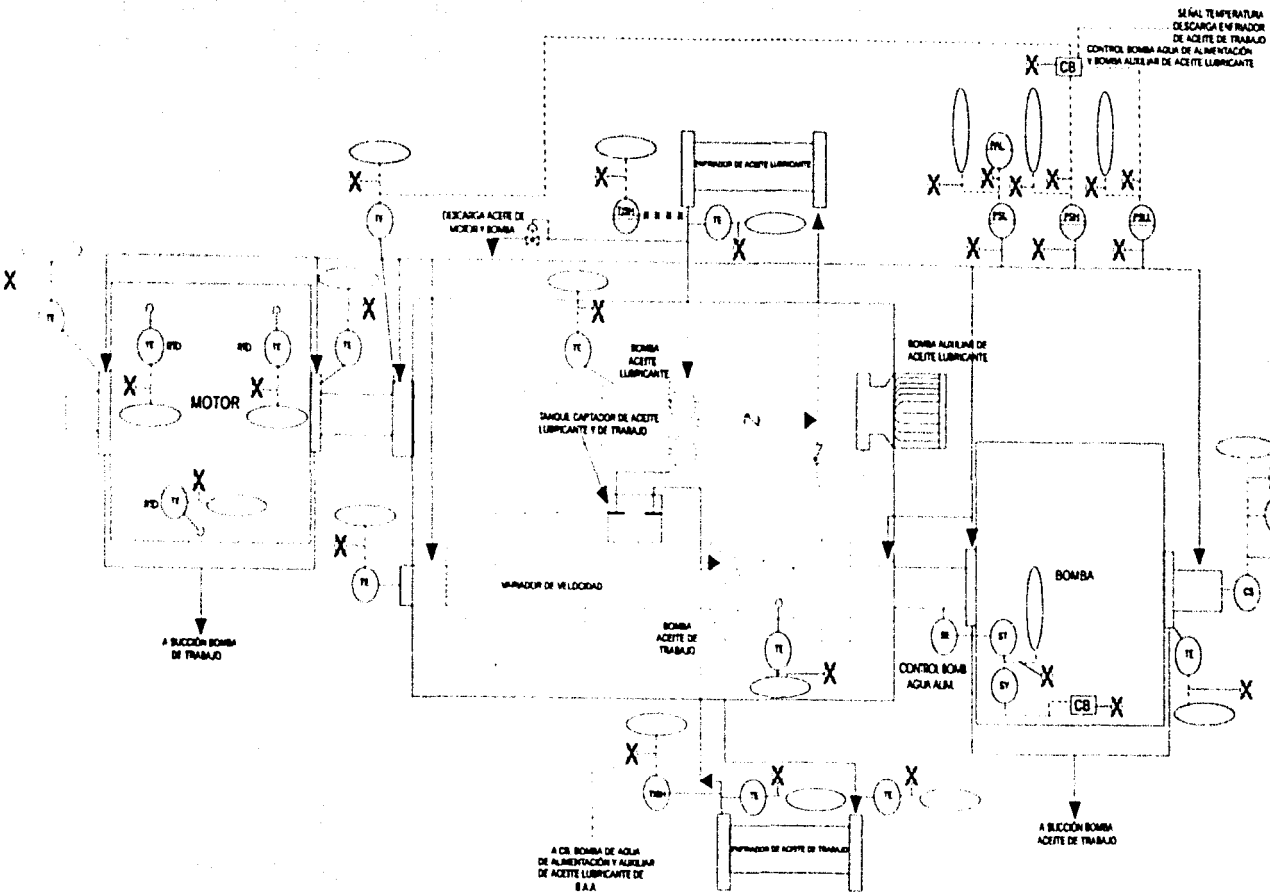
Este cople cuya función principal es variar la velocidad de la bomba y que cuenta con equipos compuestos por una Bomba de Aceite de Trabajo montada en la flecha del Variador de Velocidad. Dicha bomba succiona el aceite del Tanque Captador de Aceite Lubricante y de Trabajo y lo entrega al circuito de aceite de operación del cople, pasándolo posteriormente por un Enfriador de aceite de Trabajo y retornándolo al Tanque Captador de Aceite Lubricante y de Trabajo.

El control de Agua de Alimentación consta de controles auto-controlados como son el Control de Recirculación Mínima que protege a las BAA de sobrecalentamiento durante una interrupción de sus flujos principales y los Controles de Sellos así como el control de Lubricación de Bombas y Cople Hidráulico.

El control de Agua de Alimentación consta además del Control de las Válvulas de Paro y Estrangulamiento, localizado en la descarga de las Bombas de Agua de Alimentación.

En el Cople Hidráulico, mediante la regulación de flujo y presión del aceite, se controla la velocidad de las bombas y el flujo de agua de alimentación que está en función del calor y la carga eléctrica demandada por el Generador de Vapor y el Turbogenerador.

En su automatización moderna, todos los controles existentes se enlazarán al Control de Grupo de Agua de Alimentación.



Sistema de Agua de Alimentación (GA) Detalle de la bomba
 Figura 2.22b

Sistema de Condensado (GC)

El condensador es el lugar de descarga del vapor de la turbina de baja presión y de su cambio de la fase de vapor a fase líquida al cual se le añaden los drenajes provenientes de extracciones los calentadores de agua de Condensado y de alimentación mejorando así el ciclo termodinámico.

El vapor de la descarga de la turbina pasa por el lado de carcasa del condensador, enfriándose por el lado exterior de tubos del condensador, debido al agua fresca que circula en el interior de los mismos tubos.

El vapor se condensa en gotas de agua al pasar por el exterior de tubos del condensador, colectándose en la parte interior de éste en un depósito llamado pozo caliente. De aquí comienza propiamente el Sistema de Condensado y es de donde succionan las bombas de condensado impulsando su flujo de condensado, a través de los eyectores de aire del condensador principal, condensador de vapor de sellos y lado de tubos de calentadores de baja presión 1, 2, 3 y 4, hasta su entrega en las válvulas de control del nivel del desgasificador.

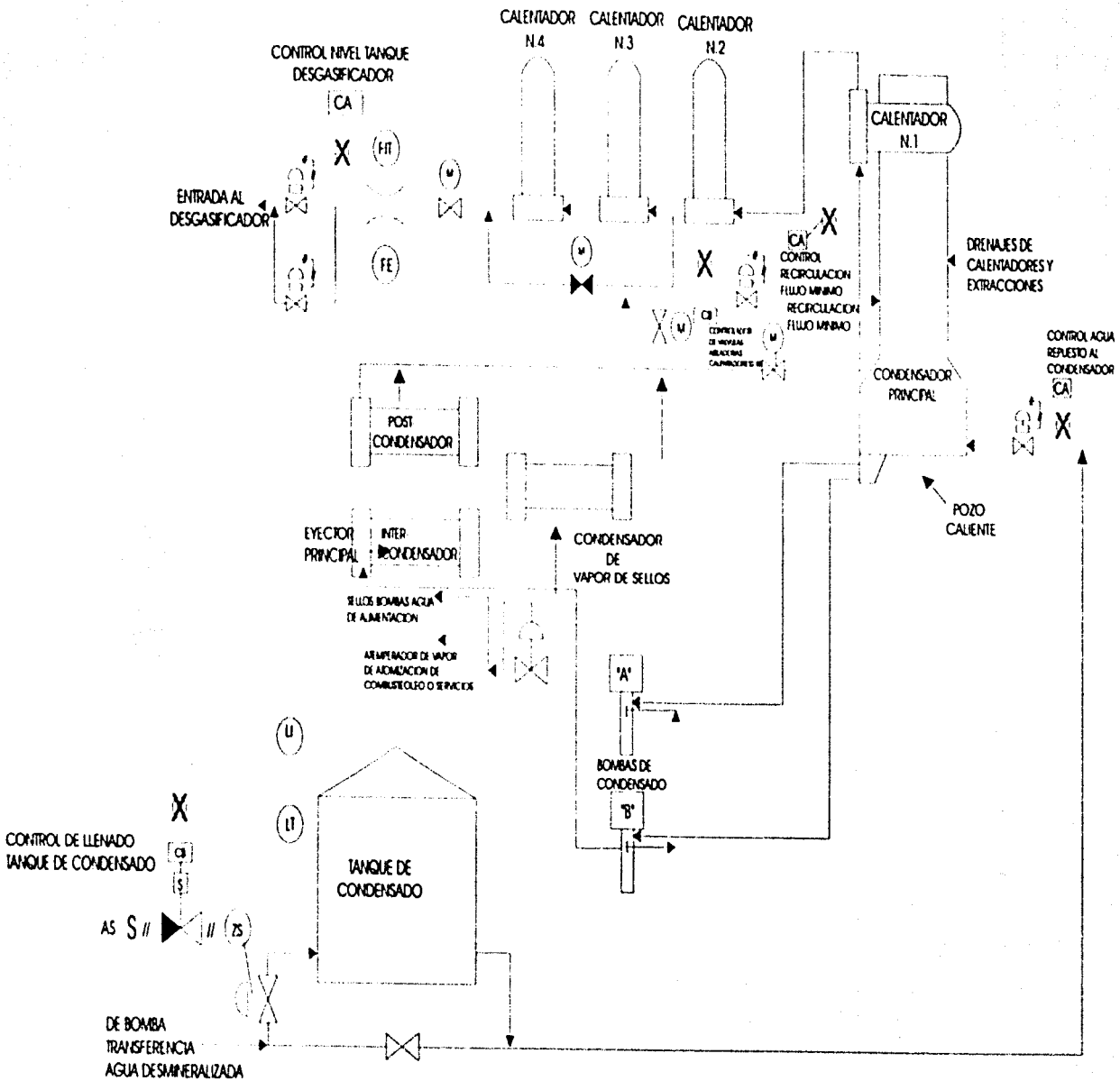
El condensador recibe agua de repuesto para compensar las pérdidas de fugas y purgas desde el tanque del condensado.

Existen líneas de derivación que utilizando válvulas motorizadas aíslan a los calentadores 2, 3 y 4 cuando existen fallas en los mismos.

De las descargas de las bombas de condensado se toman líneas para obtener agua destilada presurizada, que es requerida por varios equipos en la Unidad Termoeléctrica, como son los sellos de bombas y atemperación.

El sistema de control existente es auto-controlado mediante válvulas de control en la recirculación mínima de bombas de condensado, niveles de tanque de almacenamiento, desgasificador y pozo caliente. A estos controles se agregan los de arranque y paro de bombas de condensado.

El control existente se enlazará al control moderno en el Control de Grupo de Condensado.



Sistema de Condensado (GC)
 Figura 2.23

Sistema de Vapor Auxiliar (KA)

La utilización del vapor auxiliar es necesaria para servicios de calentamiento y limpieza.

El vapor auxiliar se toma de dos puntos del Ciclo Termodinámico de la Unidad:

1. El de Salida del Vapor Secundario del Sobrecalentador.
2. El de Extracción No. 6 de la Turbina.

En cualquiera de los dos casos anteriores, el vapor tiene que atemperarse con agua procedente de Bombas de Condensado para trabajar en las condiciones de sobrecalentamiento del vapor. También tienen que bajarse sus presiones para adecuarse a las de operación de los equipos que se abastecerán con vapor auxiliar, lo cual se hace mediante válvulas de control con reducción de presión.

El vapor auxiliar, una vez atemperado y reducido en presión, se manda directamente hacia los Precalentadores de Aire a Vapor, colectándose su condensado en los tanques de Drenaje de Precalentadores de Aire a Vapor, y de ahí se envía al condensador.

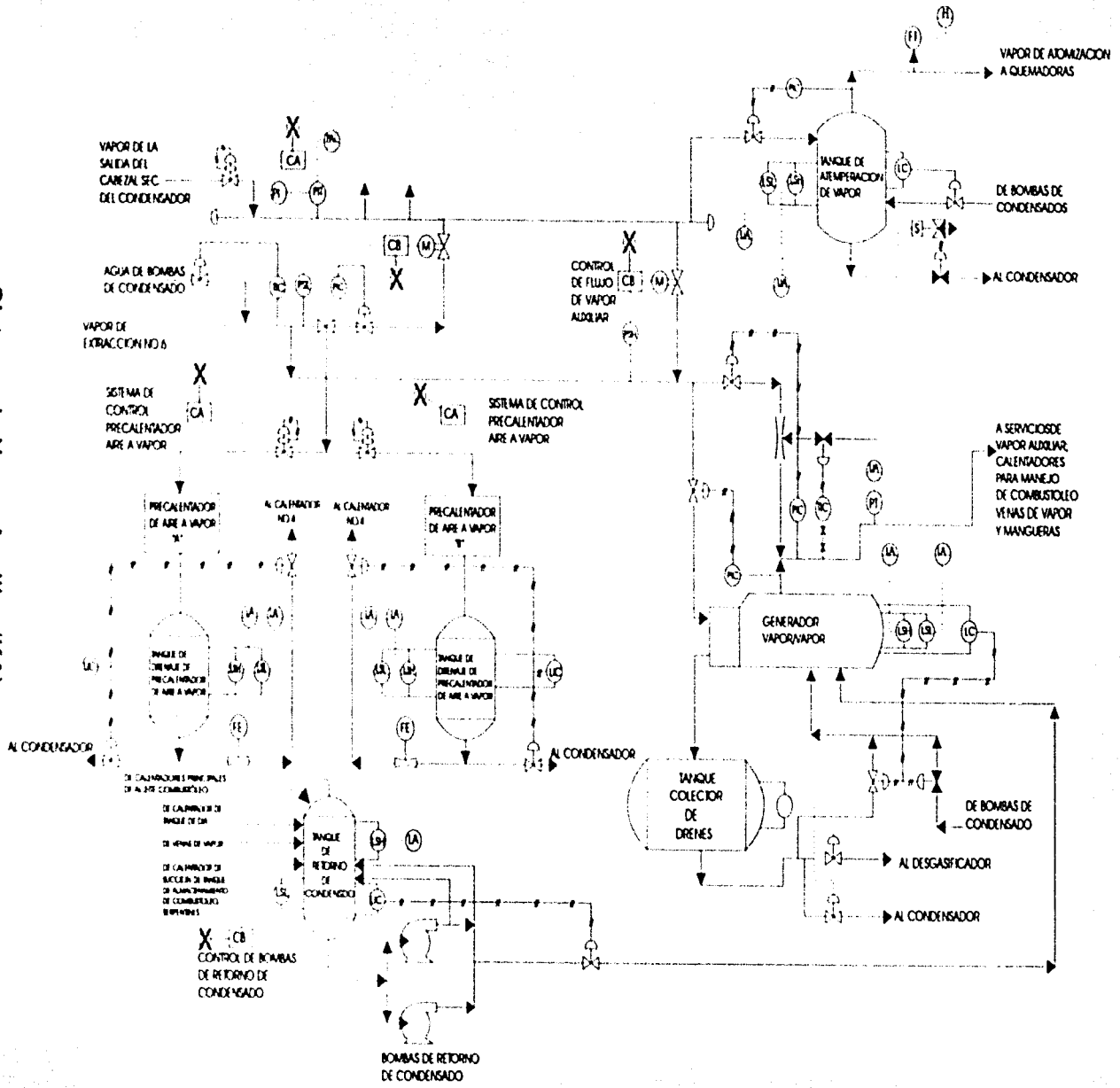
El mismo vapor auxiliar atemperado y reducido en presión se manda al circuito principal del Generador Vapor/Vapor para producir vapor en su circuito secundario, y el condensado del circuito primario se envía a un Tanque Colector de Drenes del Generador Vapor/Vapor para desde ahí ser introducido al desgasificador o al condensador.

Una característica del Generador Vapor/Vapor consiste en que el vapor que se genera en el circuito secundario puede llegar a contaminarse con aceite por estar dando servicio a los cambiadores de calor que calientan el combustóleo. Sin embargo, esta contaminación se confina en el circuito secundario y no invade el ciclo termodinámico de la Unidad, pues de otra manera pudiera ocasionar un disparo por problemas fuertes de limpieza. Si esto sucede se reinicia la operación con agua y vapor limpios de contaminación que pueden circular por la caldera y la turbina.

El vapor producido en el circuito secundario después de calentar al Calentador de Tanque de Día, a las Venas de Vapor y al Calentador de Succión de Tanque de Almacenamiento Combustóleo y Serpientes, regresa en forma de condensado al Tanque de Retorno de Condensado, de donde es succionado por las Bombas de Retorno de Condensado. Estas bombas lo impulsan de nuevo al Generador Vapor/Vapor para ser convertido en vapor por el lado de carcasa en su circuito secundario.

El vapor que normalmente se requiere para la atomización del combustoleo en los quemadores tiene que ser acondicionado en el tanque de Atemperación de Vapor, utilizando agua para atemperación desde la descarga de Agua de Bomba de Condensado, obteniéndose el vapor en la línea de salida del tanque de vapor de atomización a quemadores.

Todos los controles existentes en este sistema son auto-controlados por nivel, por presión o por temperatura. Su modernización se aplicará dentro del Control de Grupo de Vapor Auxiliar.



Sistema de Vapor Auxiliar (KA)
Figura 2.24

Sistema de Agua de Repuesto al Ciclo (CT)

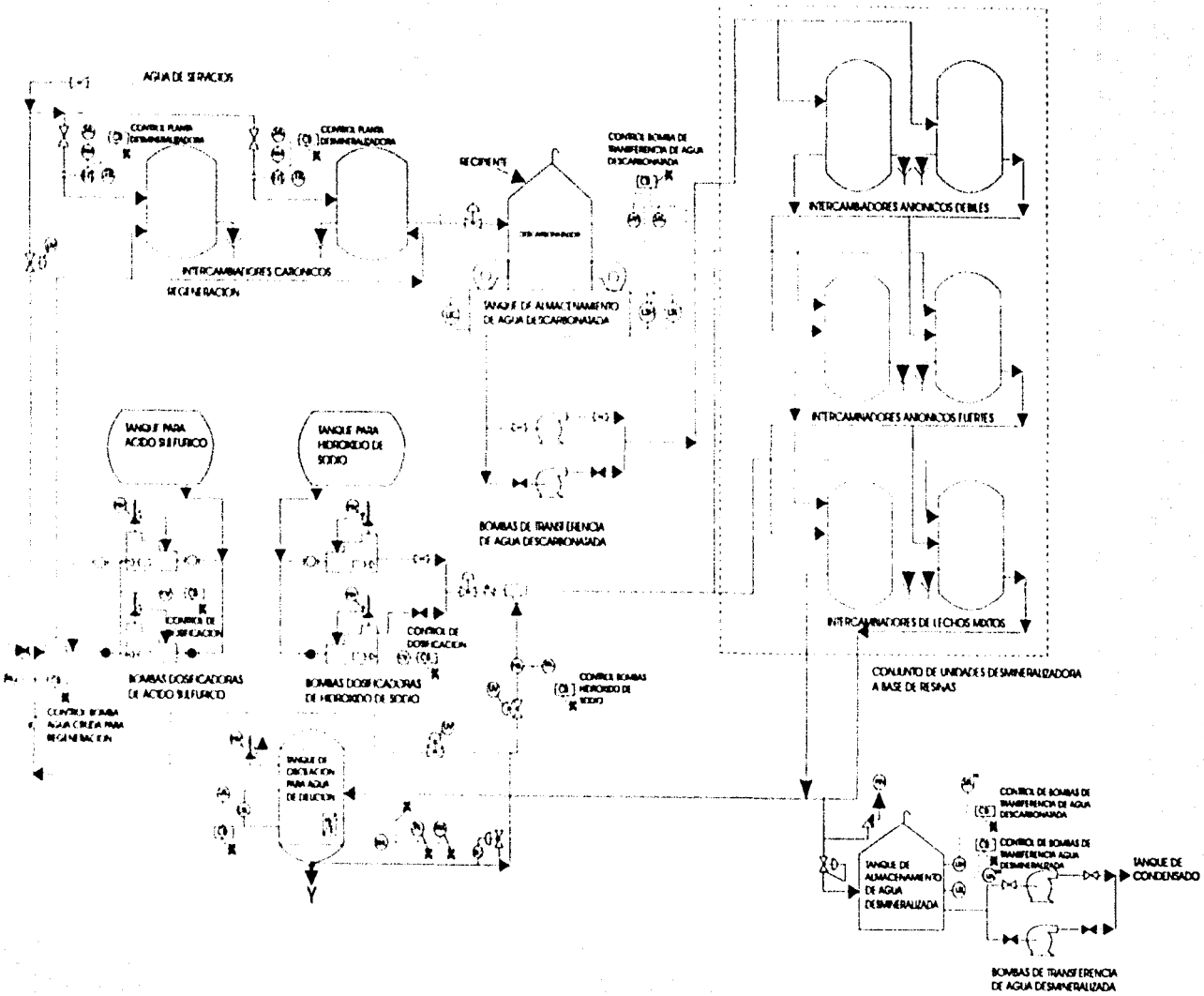
En este sistema se recibe el agua cruda (con minerales) del Sistema de Agua de Servicios y a través de un tratamiento se desmineraliza.

El primer paso de desmineralización se realiza en el Tanque Intercambiador Catiónico, donde por medio de reacciones químicas generadas en las zeolitas se logra transformar las sales del agua cruda. Inmediatamente pasa el agua dentro del recipiente del Descarbonatador y se le elimina el bióxido de carbono por medio de ventiladores, quedando el agua producto en el Tanque de Almacenamiento de Agua Descarbonatada, desde donde la succiona la Bomba de Transferencia de Agua Descarbonatada para enviarla a los Intercambiadores Aniónicos Débiles y luego a los Intercambiadores Aniónicos Fuertes. En esta etapa se remueven los ácidos presentes en el agua en tratamiento y posteriormente, se lleva a los Intercambiadores de Lecho Mixto, donde con resinas catiónicas y aniónicas combinadas se logra obtener el agua desmineralizada, la cual se concentra en el Tanque de Almacenamiento de Agua Desmineralizada y de ahí se envía al Tanque de Condensado por medio de la Bomba de Transferencia de Agua Desmineralizada.

La Bomba Dosificadora de H_2SO_4 succiona la cantidad necesaria de ácido sulfúrico del Tanque de Almacenamiento de Ácido Sulfúrico para el lavado de resinas durante el ciclo de regeneración. En forma similar, desde el Tanque para Hidróxido de Sodio (sosa cáustica), se succiona el mismo con la Bomba Dosificadora de Hidróxido de Sodio, descargándose a una conexión de dilución, donde se mezcla con agua desmineralizada que proviene de un tanque donde es calentada por medio de un calentador eléctrico. Esta solución se inyecta a los Intercambiadores de Lecho Mixto para el lavado de sus resinas.

Los equipos de bombeo y los tanques de almacenamiento de resinas se encuentran duplicados, los primeros para mantener una bomba en reserva para su uso en casos de falla; y los segundos para utilizar un tren en operación mientras el otro está en regeneración.

El control existente de estos equipos es localmente auto-controlado y en la modernización será conectado al Control de Grupo de Agua de Repuesto al Ciclo.



Sistema de Agua de Repuesto al Ciclo (CT)
 Figura 2.25

Sistema de Agua de Servicios (CG)

Con este sistema se obtiene el agua que sirve como agua de repuesto al ciclo, como agua potable de la Central Termoeléctrica y para fines de limpieza.

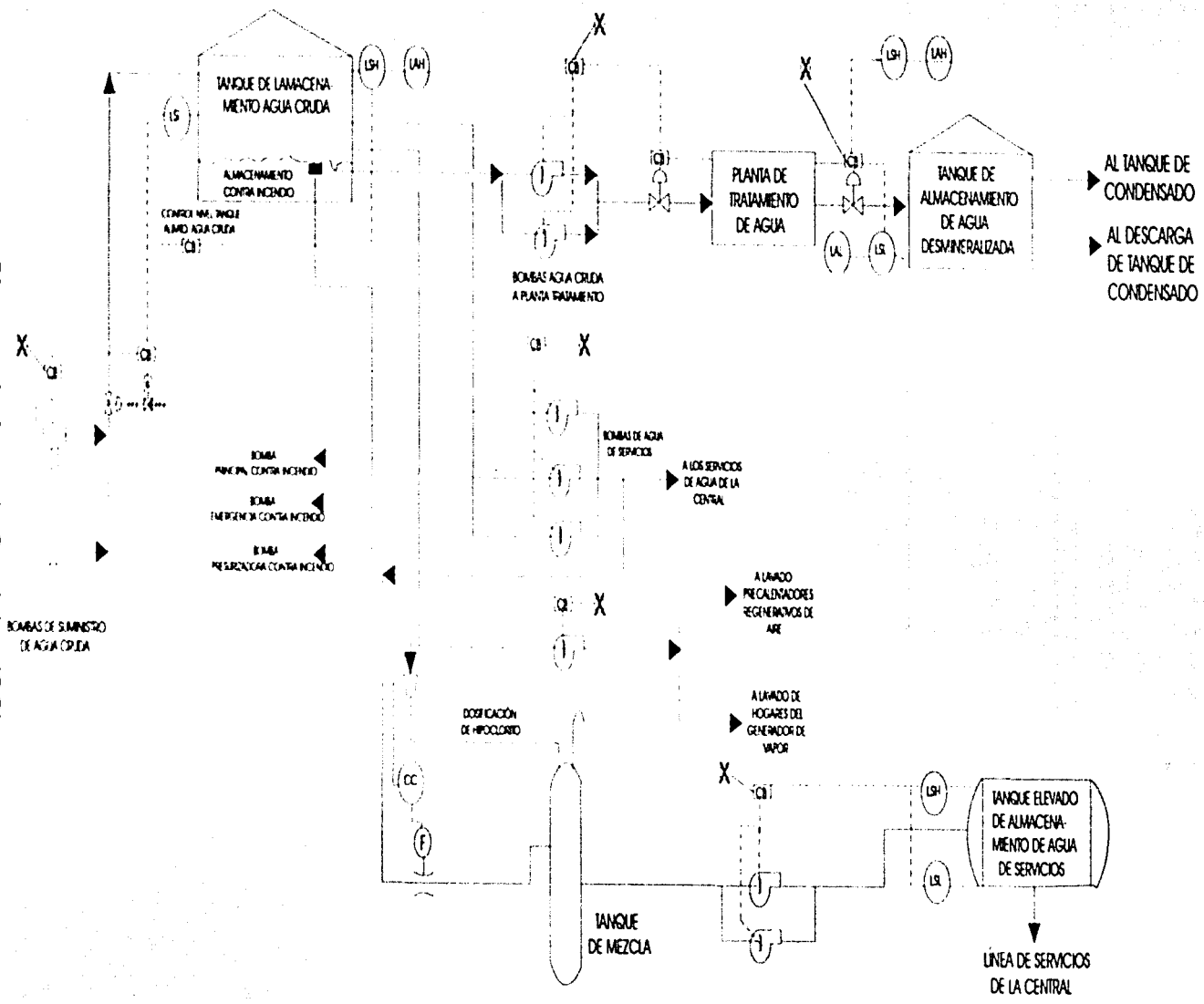
Las Bombas de Suministro de Agua Cruda succionan agua de pozos o ríos y la descargan en un Tanque de Almacenamiento de Agua Cruda (TAAC), utilizando un control de nivel que opera sobre una válvula automática y los motores de las bombas.

El Tanque de Almacenamiento de Agua Cruda, además de emplearse para los servicios normales de la Central, tiene un almacenamiento de agua exclusivo para utilizarse por las bombas contra incendio en caso de emergencia.

Las Bombas de Agua de Servicios succionan agua del TAAC para utilizarse en la Central con fines principalmente de limpieza. De las descargas de estas bombas se toma agua para potabilizarse con hipoclorito en un Tanque de Mezcla. El agua potable se succiona de dicho tanque por medio de la Bomba de Agua Potable y se envía al Tanque Elevado de Almacenamiento de Agua de Servicios (TEAS), desde donde, por gravedad, se efectúa la distribución de servicios de agua potable para toda la Central.

Las Bombas de Agua Cruda succionan agua del TAAC para descargarla a la Planta de Tratamiento de Agua. Aquí es destilada y posteriormente entregada al Tanque de Almacenamiento de Agua Desmineralizada, desde donde, por gravedad, se distribuye hacia el Tanque de Condensado y de este por su línea de descarga al Condensador. El control de estos equipos se regula respondiendo todo a la demanda de nivel del Tanque de Almacenamiento de Agua Desmineralizada y del Pozo Caliente del Condensador. Esto se traduce en la puesta en operación de la Planta de Tratamiento de Agua por medio de la apertura o cierre de válvulas que se encuentran antes o después de ella y por medio del arranque o paro de las Bombas de Agua Cruda.

También se cuenta con una Bomba de Lavado de Precalentadores Regenerativos de Aire, la cual succiona agua del TAAC y la descarga a las líneas de lavado del hogar del Generador de Vapor. El control de los equipos es manual a través de los motores de las válvulas y el enlace con su Sistema de Control a modernizar se efectúa en el Control de Grupo de Agua de Servicios.



Sistema de Agua de Servicios (CG)
Figura 2.26

Sistema de análisis y muestreo (KD)

En este sistema se controlan las muestras de agua y vapor del ciclo que se necesitan acondicionar y analizar para mantener la pureza del agua que, como sustancia de trabajo, se convierte en vapor.

El sistema está compuesto de las partes siguientes:

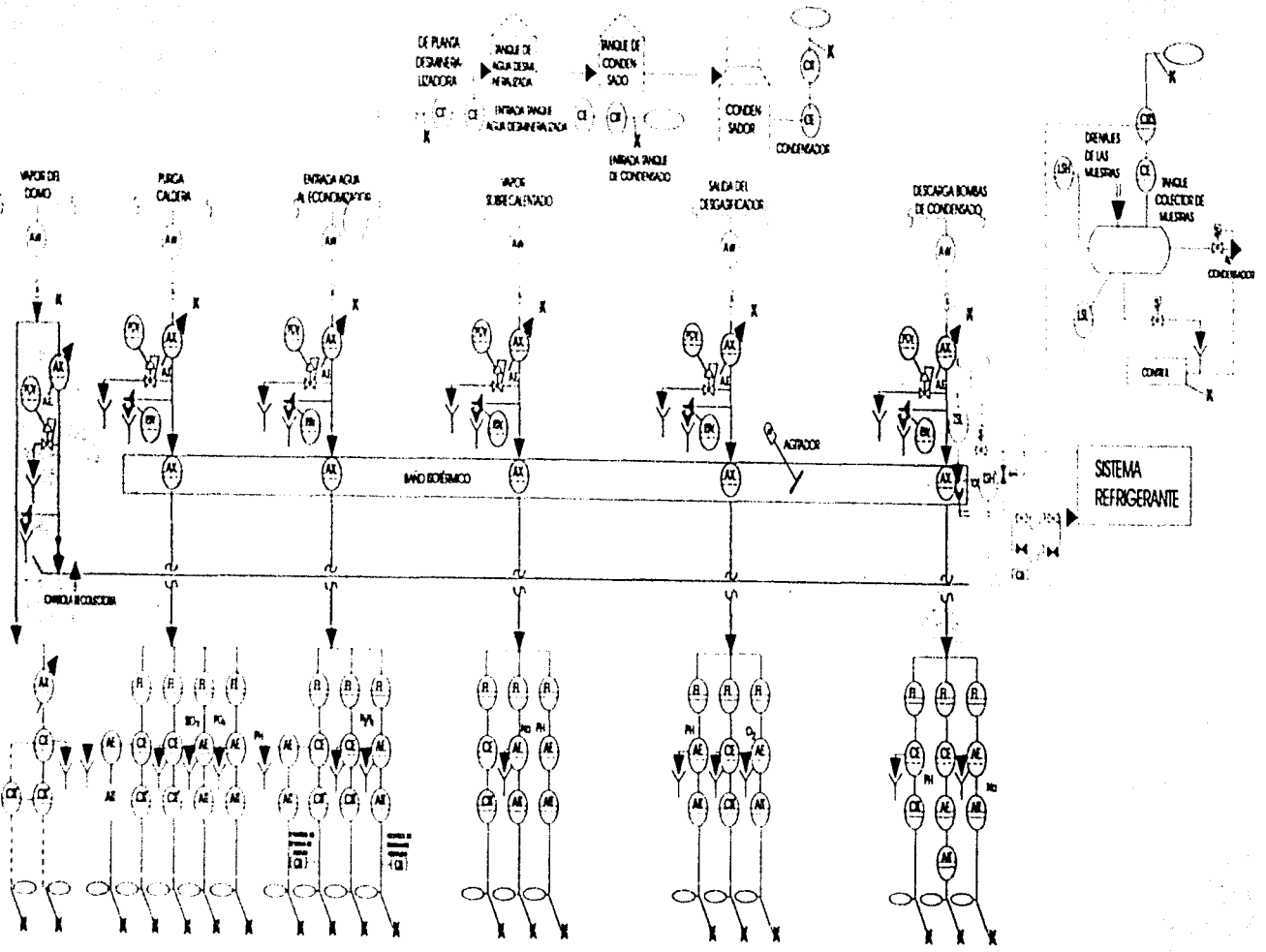
1. La toma o Puntos de Prueba AW, donde se toman las muestras.
2. El Tablero de Acondicionamiento de Muestras, donde éstas reciben un primer enfriamiento AX y se controlan sus presiones, pasando a un segundo baño isotérmico con agua que es enfriada desde un sistema refrigerante que produce agua helada.
3. El Tablero de Celdas de Medición de Muestreo, donde se encuentran los instrumentos que miden, analizan y transmiten los resultados de los análisis.
4. La Consola Laboratorio Químico, donde se exhiben en pantalla los resultados de los análisis.

Los puntos de análisis son los siguientes:

1. Vapor del Domo.
2. Purga de la Caldera.
3. Entrada de agua al Economizador.
4. Vapor sobrecalentado.
5. Salida del Desgasificador.
6. Descarga de Bombas de Condensado.
7. Entrada del Tanque de Agua Desmineralizada.
8. Entrada del Tanque de Condensado.
9. Condensador.

Los análisis que se hacen son de conductividad, acidez (PH), sodio (Na) y oxígeno (O₂).

Todo este sistema quedará modernizado por el Control de Grupo de Análisis y Muestreo.



Sistema de Análisis y Muestreo (KD)
 Figura 2.27

Sistema de Dosificación de Químicos al Ciclo (CG) y a Torre de Enfriamiento (JF)

Este sistema se utiliza para suministrar, en forma dosificada y a intervalos de tiempos requeridos, las sustancias que sirven para mantener en buenas condiciones el agua del ciclo y de enfriamiento, así como para limpiar los equipos.

El Sistema de Dosificación de Químicos al Ciclo actúa con mezcladores que dosifican fosfato de sodio, hidracina, aminas y solución cáustica dentro de los tanques de dilución, desde donde succionan sus bombas dosificadoras para inyectar a sus respectivos servicios.

El Sistema de Dosificación de Químicos a Torre de Enfriamiento comprende los Tanques de Almacenamiento de Ácido Sulfúrico (H_2SO_4) y de Cloro (Cl), cuyo contenido se succiona e inyecta por medio de sus respectivas bombas dosificadoras. El Sistema de Cloración toma cloro de su tanque de almacenamiento, lo lleva a un Evaporador y posteriormente a un Clorador para que se mezcle con agua del Sistema de Agua de Circulación proporcionada por bombas de refuerzo y, en solución, se inyecte a la torre de enfriamiento.

Todas las bombas dosificadoras que componen este sistema se encuentran duplicadas (excepto la de solución cáustica por su corta operación) con el objeto de que una funcione una en operación normal y la otra esté de reserva para que funcione cuando la primera falle.

Las Bombas Dosificadoras de Fosfato de Sodio lo inyectan en el Domo del Generador de Vapor en casos de contaminación del agua del ciclo por fugas del agua de enfriamiento procedentes del Condensador.

Las Bombas Dosificadoras de Hidracina la introducen en la succión de las Bombas de Agua de Alimentación o en la salida de los Pulidores de Condensado para que actúe sobre el oxígeno disuelto en el agua del ciclo.

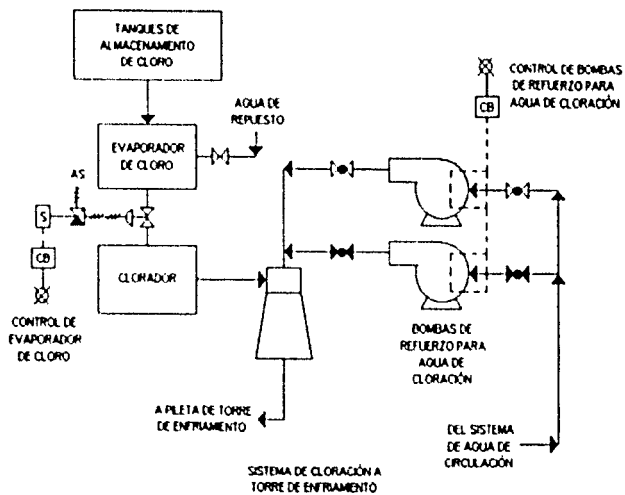
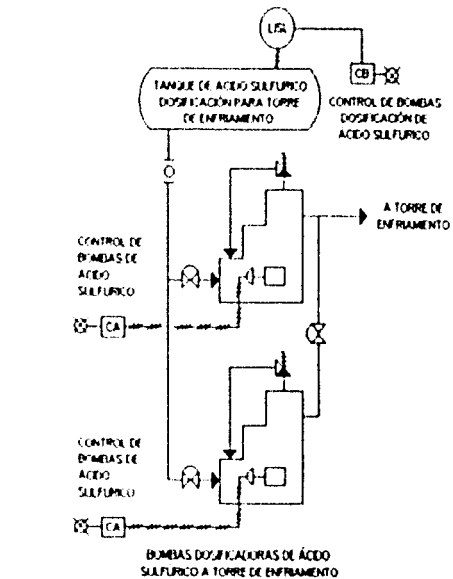
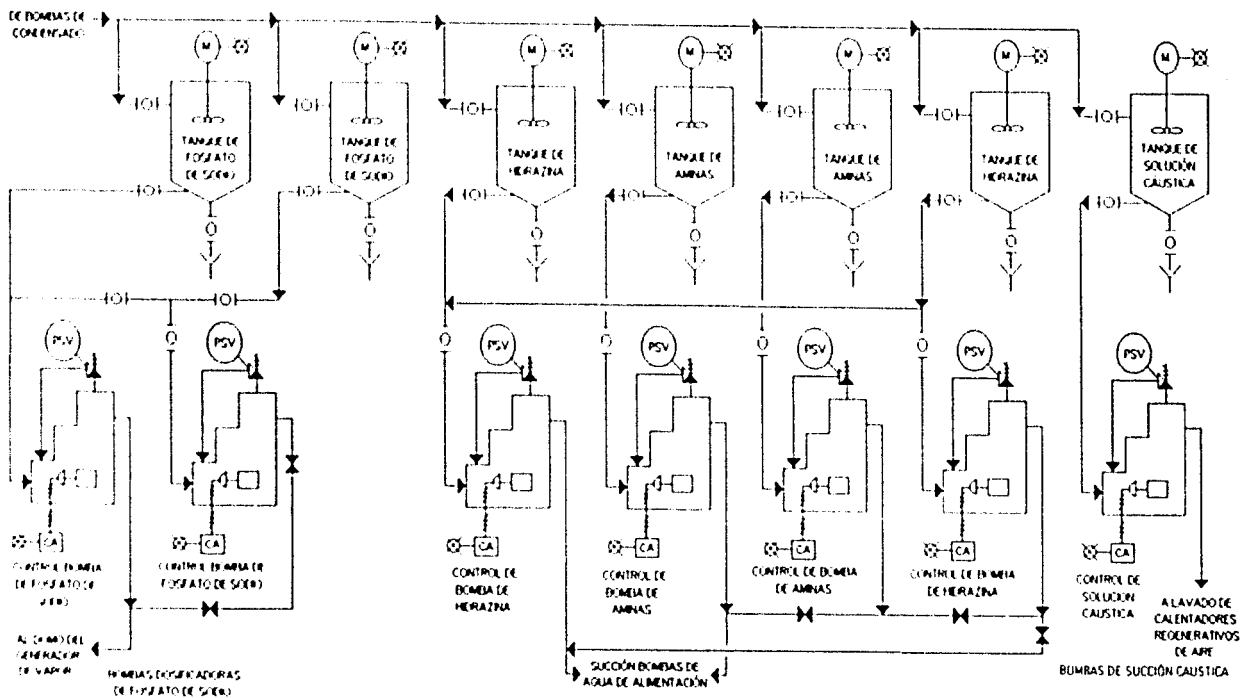
Las Bombas Dosificadoras de Aminas las inyectan en la succión de las Bombas de Agua de Alimentación para que controlen el grado de acidez (PH) en el agua del ciclo.

Las Bombas Dosificadoras de Sosa Cáustica la inyectan para los servicios de lavado en los Calentadores Regenerativos de Aire.

Las Bombas Dosificadoras de Ácido Sulfúrico a Torre de Enfriamiento lo inyectan a la Torre de Enfriamiento para que al mezclarse con el agua de circulación regule su grado de acidez (PH).

Los Cloradores proporcionan el cloro para que, diluido con el agua del sistema de circulación, sea inyectado a la pileta de la Torre de Enfriamiento y así eliminar los organismos biológicos que la atacan.

La operación de todos los sistemas mencionados se efectúa de forma manual y en la modernización se buscará su automatización con el Grupo de Dosificación de Químicos al Ciclo y con el Grupo de Dosificación de Químicos a Torre de Enfriamiento.



Sistema de Dosificación de Químicos al Ciclo (GG) y a Torre de Enfriamiento (JF)
 Figura 2.28

Sistema de aire comprimido (KB)(KC)

Este sistema suministra aire comprimido tanto para instrumentos como para servicios.

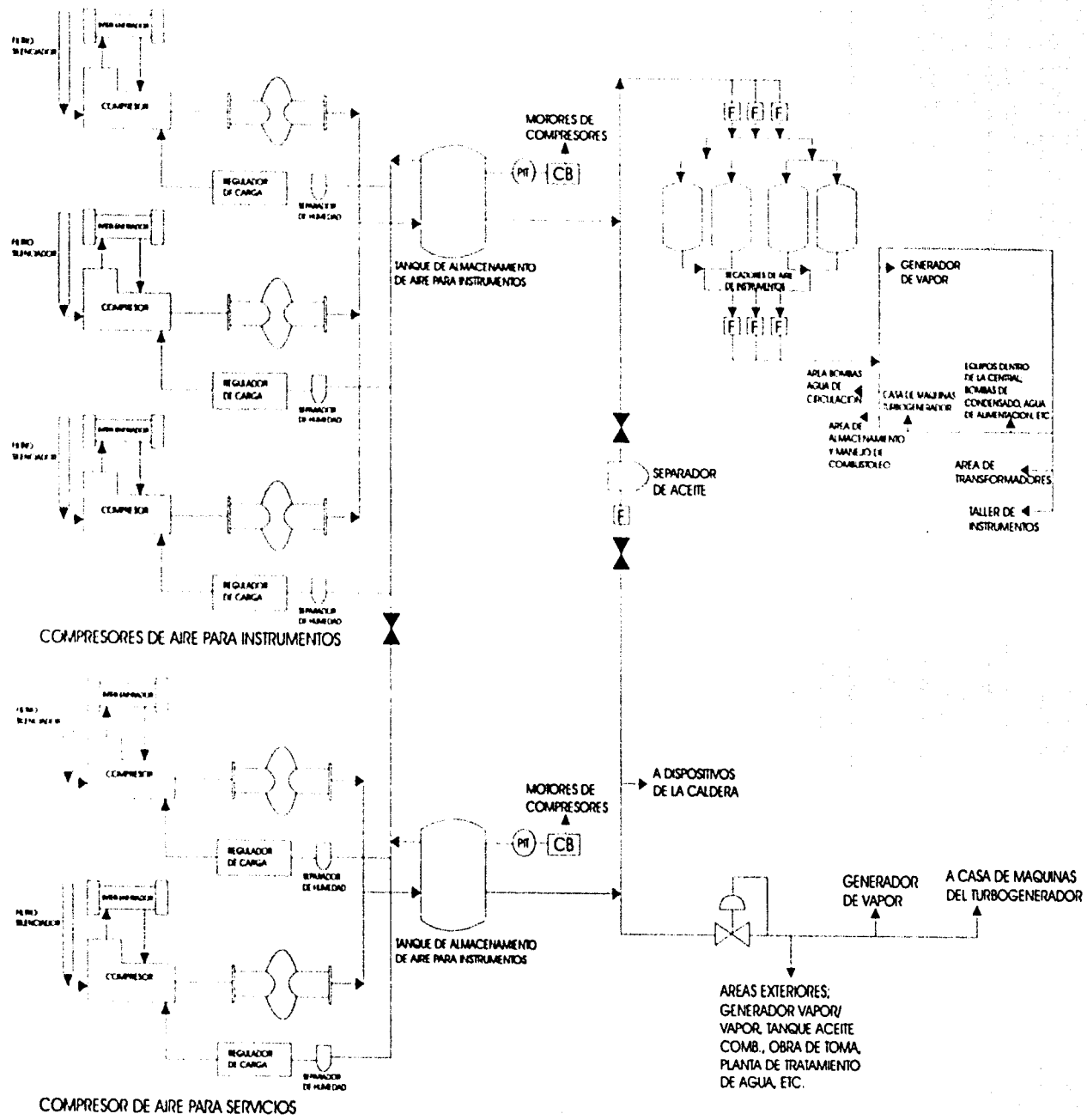
Los tres compresores de aire para instrumentos con sus inter y post enfriadores y separadores de humedad, aspiran el aire de la atmósfera por un filtro silenciador y lo comprimen, entregándolo a un cabezal que lo descarga a un Tanque de Almacenamiento de Aire para Instrumentos. Posteriormente éste pasa por filtros, secadores y a una red de suministro de aire exclusiva para instrumentos. Estos compresores se encuentran distribuidos en dos grupos de 3 y 2 compresores de aire para instrumentos.

Los dos compresores de aire, para servicios tienen configuraciones similares a los de aire para instrumentos.

Para dar soporte entre los dos sistemas de aire comprimido, en caso de insuficiencia o falla de alguno de ellos, sus cabezales se encuentran interconectados.

La secuencia de arranque y paro de cada compresor se hace dependiendo de la carga demandada y operan con sus reguladores de carga.

Este sistema es independiente y se considera como auto-controlado y su modernización se realizará dentro del Control de Grupo de Aire Comprimido.



Sistema de Aire Comprimido (KB)(KC)
Figura 2.29

Sistema de almacenamiento y manejo de combustoleo suministro por carros de ferrocarril (AA)

Las Centrales Termoeléctricas que consumen combustoleo pueden recibirlo por diferentes medios como los oleoductos o los carros de ferrocarril.

En el caso de los oleoductos, se conduce el combustoleo desde las refinerías. En el caso de los carros de ferrocarril, éstos transportan el combustoleo desde las refinerías y lo descargan en fosas dentro de la central para su manejo.

Cuando el combustoleo se recibe por oleoducto, éste ya ha sido bombeado remotamente hasta llegar a su entrega en el Tanque de Almacenamiento de Combustoleo.

El combustoleo transportado en carros tanque de ferrocarril, se entrega dentro de la planta en las fosas de descarga por medio de inyección de vapor, usando mangueras dentro de los carros tanque de ferrocarril. El vapor que se utiliza para esta operación procede del Generador de Vapor/Vapor.

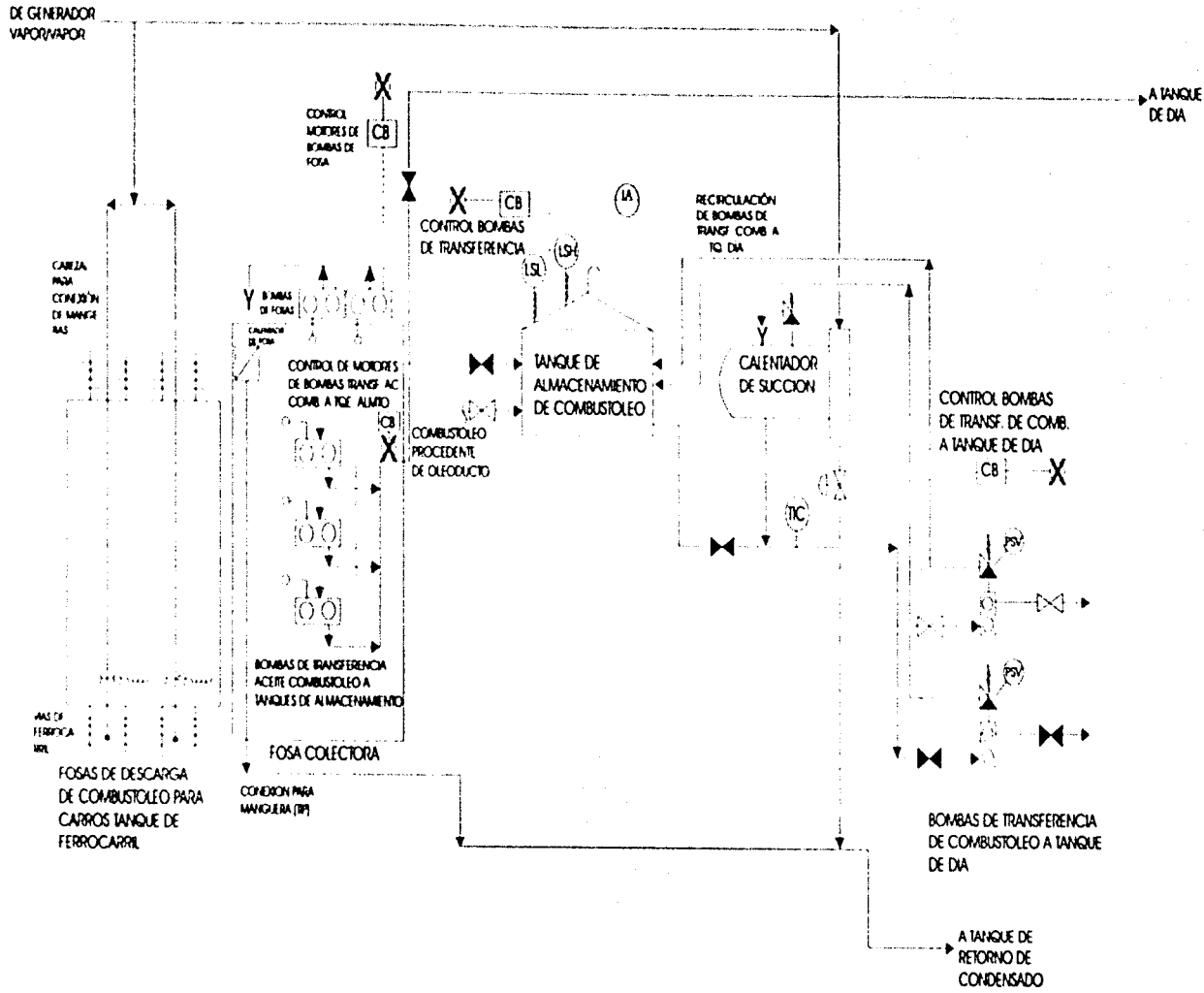
Dentro de la fosa, el agua condensada del vapor se sedimenta y el combustoleo queda en la superficie. Éste se extrae con tres bombas de transferencia de aceite combustoleo al Tanque de Almacenamiento de combustoleo, y en éste último se deposita el aceite para su utilización durante varios días. Dentro de la fosa se encuentra el calentador de fosa que al aumentar la temperatura del combustoleo, disminuye su viscosidad para facilitar su bombeo con las Bombas de Transferencia Aceite Combustoleo al Tanque de Almacenamiento. En este tanque se vuelve a calentar el combustoleo con un calentador de succión, recibéndolo las Bombas de Transferencia de Combustoleo e impulsándolo hasta los Tanques de Día, que almacenan y condicionan al aceite por un día de servicio en la Unidad Termoeléctrica.

Todo el vapor requerido para el calentamiento de esta etapa de conducción del combustoleo procede del generador de vapor/vapor, el cual se encuentra en el sistema de vapor auxiliar.

Por la indole de las maniobras de descarga de los carros de ferrocarril, éstas se hacen en forma manual y su manejo automático se encuentra en el arranque y paro de bombas, la manutención de niveles en tanques el control de los flujos de combustoleo, de vapor en calentadores y tanques.

La modernización consistirá en que estas operaciones de control serán dirigidas por el control de Grupo y de Almacenamiento y Manejo de Combustoleo.

ESTA TESIS NO SALI
DE LA BIBLIOTECA



Sistema de almacenamiento y manejo de combustible (AA)
 Figura 2.30

Sistema de agua de circulación (JB)

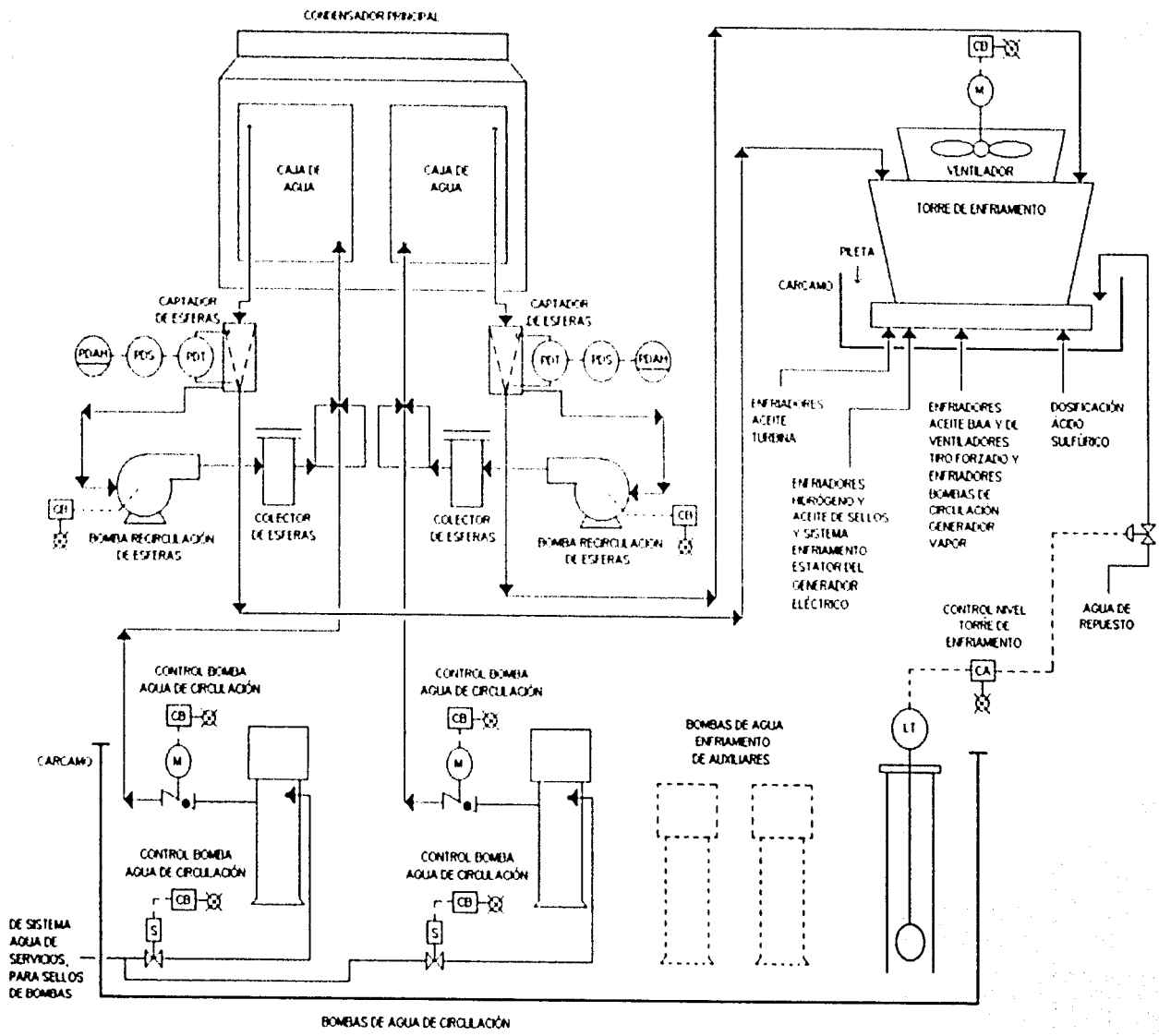
Este sistema consiste de un circuito cerrado cuya función primordial es quitarle el calor al vapor de descarga de la Turbina. Este proceso se lleva a cabo en el condensador con el agua de circulación.

Dos bombas de agua de circulación succionan el agua de un cárcamo que se comunica con la pileta de la torre de enfriamiento. Cada una de las bombas descarga el agua de circulación en forma independiente hasta la entrada de cada una de las cajas de agua del condensador, donde el agua circula por el lado interno de tubos enfriando y condensando el vapor por la superficie exterior a los mismos tubos. El agua de circulación sale caliente del condensador y entra a la Torre de Enfriamiento al caer en cascada transmite su calor a la madera y al aire, el cual es extraído por los ventiladores montados a lo largo de la Torre. El agua cae sobre la pileta y de allí se mueve al cárcamo de bombeo, de donde nuevamente succionan las bombas de agua de circulación. Comunicada a la misma pileta se encuentran montadas las bombas de enfriamiento de auxiliares, utilizando de esta forma, la misma agua de circulación para enfriamiento que regresa a la pileta en cada servicio.

En las líneas de entrada y salida de cada caja del condensador se encuentra instalado un sistema de limpieza de tubos a base de esferas de hule. Estas esferas se introducen a los tubos con unas bombas de circulación de esferas, para ser recuperados mediante captadores de esferas almacenados y distribuidos en colectores de esferas.

Este sistema es completamente controlado por si mismo, llevándose el repuesto de agua de circulación de la torre desde la línea de agua de servicio.

En la modernización moderna se arrancará y parará el sistema desde el control de Grupo del Agua de Circulación.



Sistema de Agua de Circulación (TD)
 Figura 2.31

Sistema cerrado de agua de enfriamiento (JD)

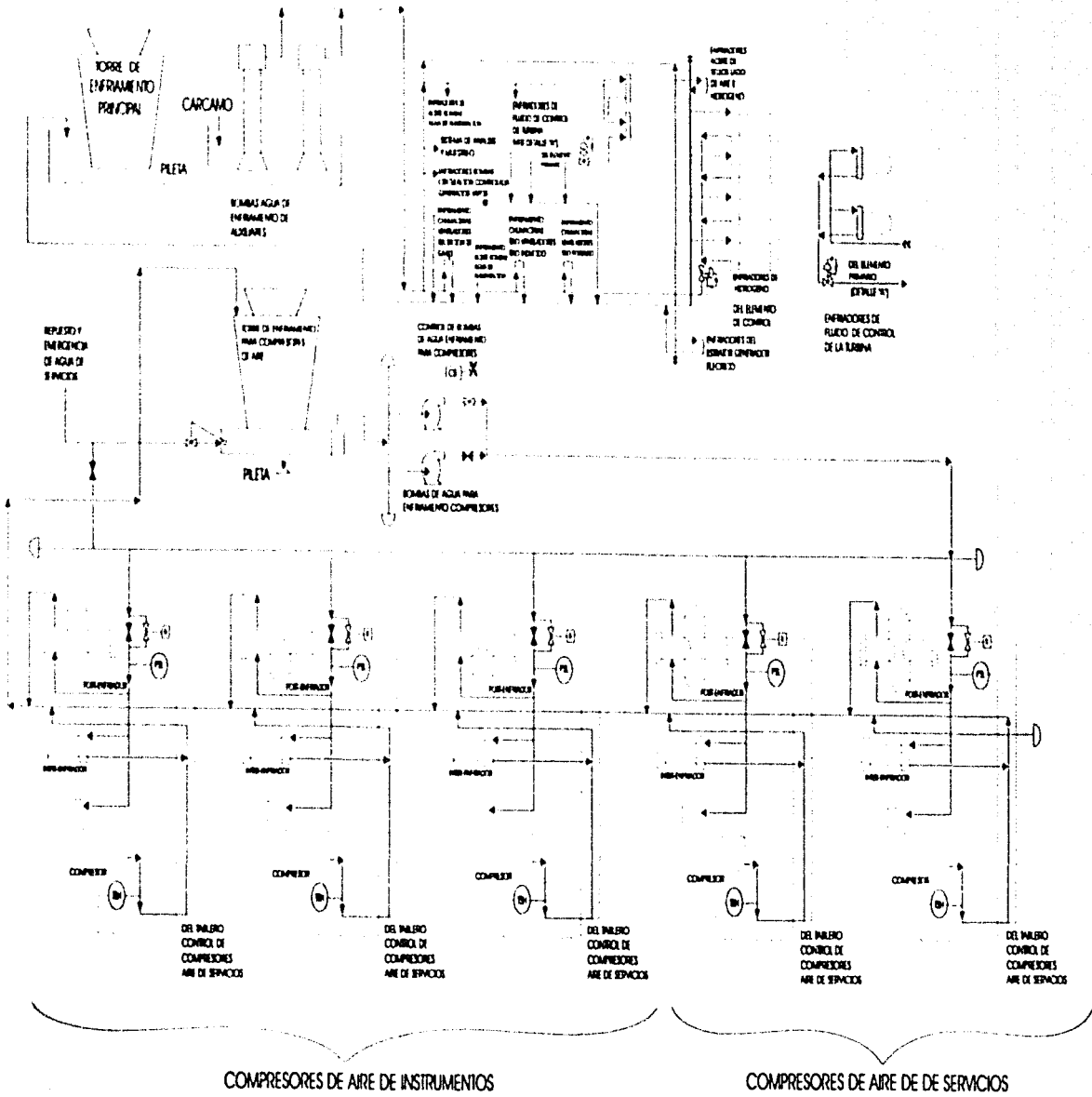
Este sistema consta de 2 circuitos de Bombeo, uno es el de Bombas de Agua de Enfriamiento de Auxiliares y el otro es el de Bombas de Agua de Enfriamiento de Compresores. El primero succiona agua de un cárcamo comunicado con la pileta de la torre de enfriamiento principal. Esta agua después de pasar por los enfriadores retornando caliente a la pileta de la torre.

El circuito de enfriamiento formado por las Bombas de Agua de Enfriamiento de Auxiliares, alimenta con agua fría a los enfriadores de: Aceite Bombas Agua de Alimentación, Sistemas de Análisis y Muestreo, Bombas Circulación controlada, Generador Vapor, Chumaceras Ventiladores Recirculación de Gases, Aceite Bombas Agua de Alimentación, Chumaceras Ventiladores Tiro Inducido, Chumaceras Ventiladores Tiro Forzado, Fluido de Control de turbina Aceite Lubricante de la Turbina, Aceite de Sellos Lado Aire e Hidrógeno, Hidrógeno del Estator del Generador Eléctrico.

El circuito cerrado, formado por dos bombas de agua de enfriamiento para compresores, provee de agua fría a los inter y post enfriadores de los 5 compresores de aire de Servicios e Instrumentos. Estas dos bombas succionan del cárcamo perteneciente a su propia Torre de Enfriamiento para compresores de aire, retornando el agua caliente a la misma Torre.

Todas las bombas de los dos sistemas descritos anteriormente, operan de tal modo que una funciona y otra se encuentra en reserva para cuando falla la primera.

El Sistema de Control existente es auto-controlado y su modernización entrará dentro del Control de Grupo del Sistema Cerrado de Agua de Enfriamiento.



Sistema Cerrado de Agua de Enfriamiento (JD)
Figura 2.32

Sistema de gases H_2 , CO_2 (HD) Y N_2 (CE)

El suministro de gases sirve para varios propósitos. En todos los casos estos gases quedan encerrados dentro de algún recipiente para cumplir sus funciones y se suministran por medio de botellas.

El Sistema de Hidrógeno (H_2), lo provee como refrigerante del Generador Eléctrico. Consiste de un cabezal al cual se conectan botellas llenas con este gas, que por su peligrosidad explosiva se maneja con cuidado y se conduce entubado hasta el Generador Eléctrico, donde queda encerrado dentro de su carcasa y controlará su presión con supervisión de su temperatura.

El sistema de CO_2 se usa para limpiar los equipos que se llenan de H_2 y asegurarse de que no queden residuos del mismo.

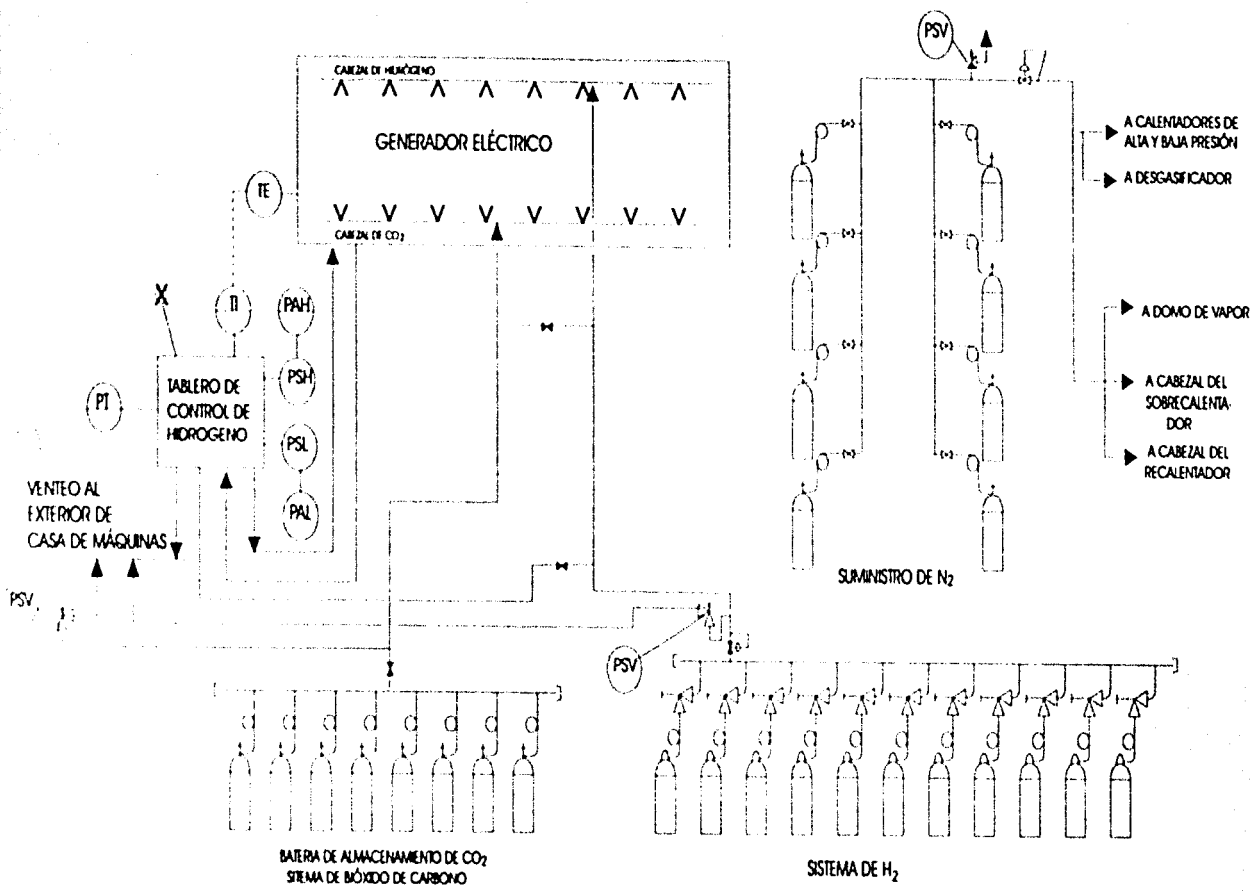
Consiste de un cabezal con botellas de CO_2 que se conectan a una tubería y de ahí al Generador eléctrico en su lado de carcasa.

El sistema de Nitrógeno (N_2) es empleado para evitar la corrosión de equipos tales como Calentadores de Alta y Baja Presión, Domo de Vapor y cabezal del sobrecalentador y del recalentador cuando están fuera de servicio. Está formado por botellas de N_2 que se conectan en dos cabezales paralelos, los cuales aseguran una presión estable a los servicios que sustentan.

Cada uno de los tres sistemas (H_2 , CO_2 y N_2) cuenta con sus válvulas de seguridad, ya que se considera que estas botellas son recipientes a presión que las requieren.

Los sistemas de H_2 y N_2 están provistos de válvulas controladas, ya que tienen que mantener presiones estables en los equipos que están prácticamente embotellados con sus gases.

Estos sistemas (H_2 , CO_2 y N_2) son controlados manualmente. La modernización se coordinará en el control de grupo de Gases H_2 , CO_2 y N_2 .



Sistema de Gases H₂, CO₂ (HD) y N₂ (LE)
 Figura 2.33

Sistema de Desechos Aceitosos (AG) y Sistema de Desechos Ácidos Alcalinos (CH)

Estos sistemas se encargan de evacuar los desechos aceitosos y los desechos ácidos.

El sistema de desechos aceitosos cuenta con una fosa reguladora, en la cual descargan los derrames que caen en la fosa de contención procedentes del Tanque de Almacenamiento de combustoleo por medio de una línea de drenaje. De la fosa succionan las Bombas de Transferencia de Agua Aceitosa, la descarga de estas bombas es hecha por una línea que las conecta con la fosa separadora de grasas y aceites, en donde el agua se sedimenta en el fondo de la fosa y es evacuada por las bombas de agua hasta el drenaje.

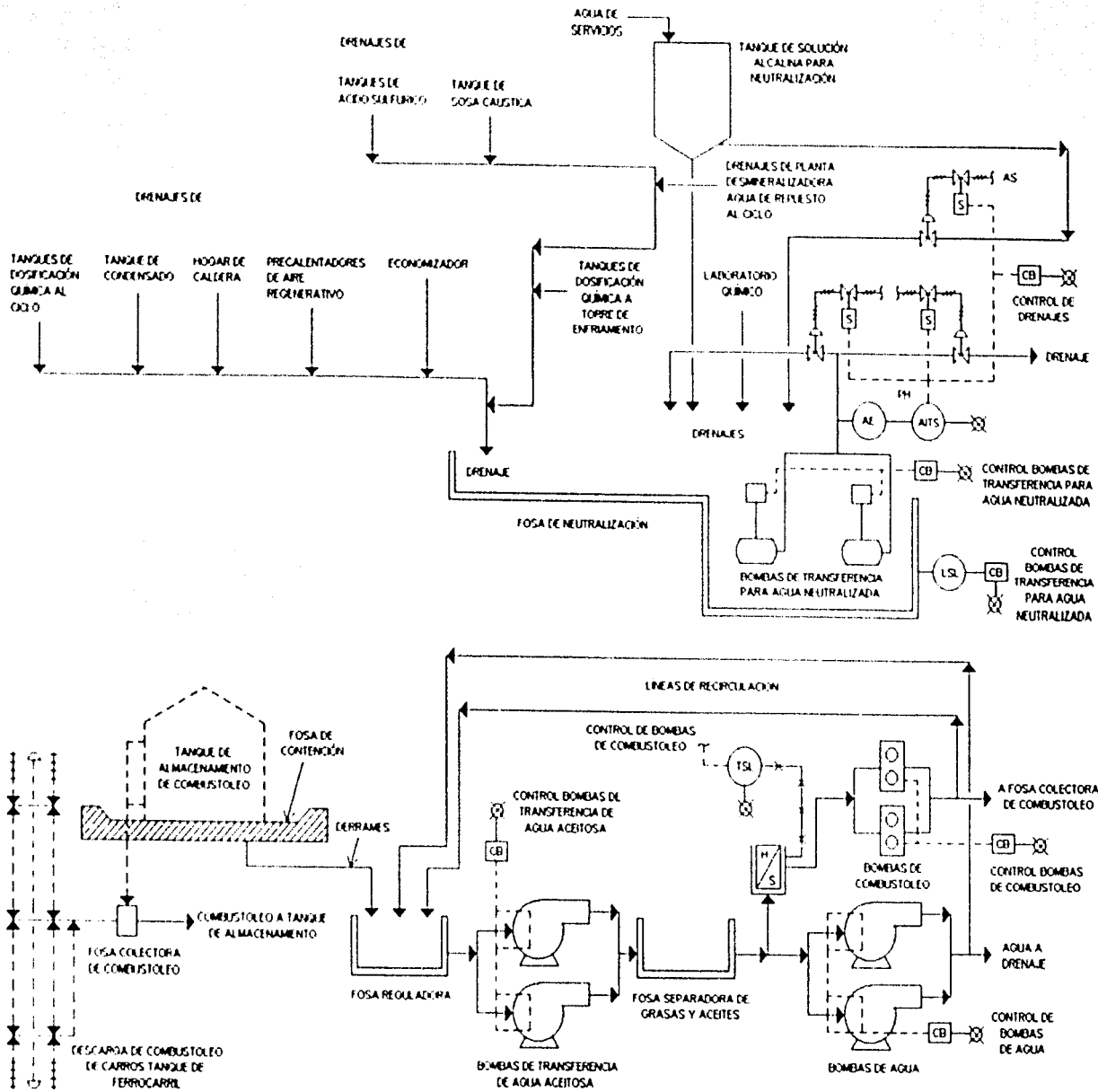
Las bombas de combustoleo succionan las grasas y aceites de la fosa separadora y los envían a la fosa colectora de combustoleo. Existe un calentador a base de vapor que permite bajar la viscosidad del combustoleo para poder ser impulsado por las bombas de combustoleo.

La recirculación de las Bombas de Agua y de las Bombas de Combustoleo se hace desde sus descargas hasta la fosa reguladora.

Todos los drenajes que contienen sustancias ácidas o agresivas son enviados a la fosa de neutralización, en donde se les inyecta una solución preparada en un tanque de solución alcalina para hacerlas decaer su grado de acidez (PH). Una vez logrado esto, se extrae esta agua con las bombas de transferencia para agua neutralizada, siendo enviadas al drenaje o retornadas a la fosa si aún no tienen las condiciones necesarias.

Existen dos de cada una de las bombas descritas anteriormente, permaneciendo una de ellas en estado de reserva para emplearse en caso de que la otra falle.

Los controles existentes son de operación manual y auto-controlados. En la modernización jerárquica estos controles serán manejados por el control de grupo de Desechos Aceitosos y Desechos Alcalinos.



Sistema de Desechos Aceitosos(AG) y sistema de Desechos Alcalinos(CH)
 Figura 2.34

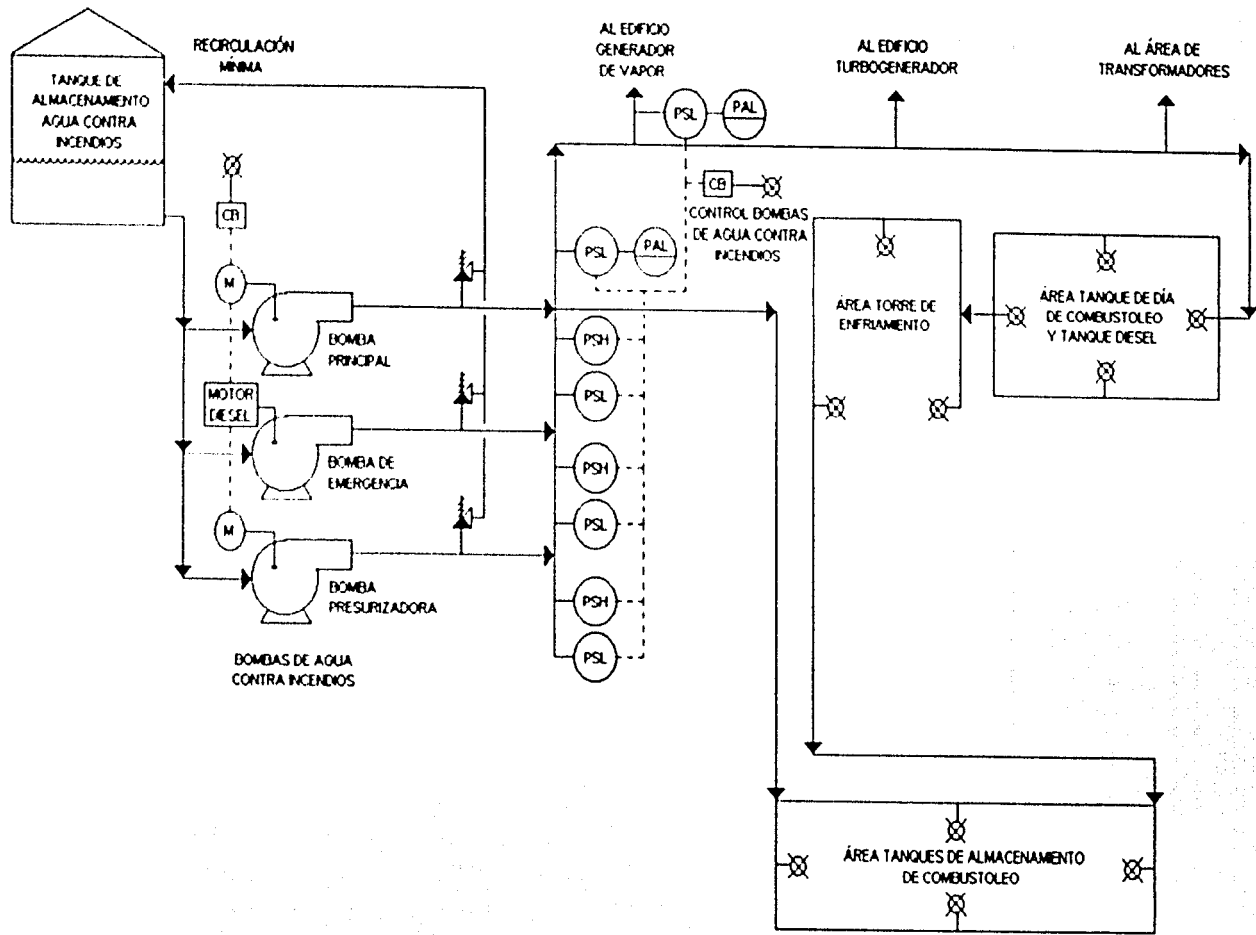
Sistema de protección de agua contra incendios (LA)

Este sistema es utilizado para dar seguridad frente a un incendio en la Central Termoeléctrica y consiste en suministrar agua previamente almacenada.

El Tanque de Agua de servicios se mantiene hasta un nivel determinado y una cantidad de agua almacenada será utilizada exclusivamente en caso de incendio. El nivel inferior del mismo tanque se conecta a las secciones de 3 bombas de agua contra incendio. Una de ellas impulsada con motor eléctrico, otra de emergencia (similar a la anterior) impulsada con un motor de combustión interna y la última bomba presurizadora de líneas contra incendio, sirve para mantener en todo momento las líneas llenas de agua y así evitar pérdidas de tiempo.

De la descarga de las bombas se alimenta a los diferentes anillos de las tuberías contra incendio, las cuales están repartidos en toda la central y en los que se conectan los equipos contra incendio, como son: hidrantes, mangueras, etc.

Este sistema por sus requerimientos trabaja en forma auto-controlada y en la modernización tendrán que ser arrancados y supervisados desde el mando de Control de la Central y del Control de grupo de Protección contra Incendio.



Sistema de Protección de Agua Contra Incendios(LA)
 Figura 2.35

2.2. IDENTIFICACIÓN DEL GRADO DE AUTOMATIZACIÓN

Básicamente, la modernización del Control de una Central Termoeléctrica significa modificar convenientemente su grado de automatización, es decir un número de operaciones que se efectúan en forma manual y lentamente, se cambian para su automatización, obteniéndose mayor confiabilidad y rapidez.

Un grado de automatización elevado es cuando se han logrado un número de operaciones automáticas suficientes para mantener la funcionalidad de una Central Termoeléctrica dentro de los aspectos de seguridad y eficiencia.

Las sustituciones de las operaciones manuales por automáticas en los sistemas de proceso han resultado exitosas en la práctica, aunque ello no significa que estén eliminadas las operaciones manuales ya que éstas existen como apoyo en situaciones anormales o especiales.

Se requiere conocer primero las características de los arranques y paros de Unidades Termoeléctricas y después efectuar una revisión del funcionamiento en conjunto de las operaciones automáticas como se desarrolla a continuación.

2.2.1. CARACTERÍSTICAS DE LA AUTOMATIZACIÓN PARA APLICARSE

La automatización en la Unidad Termoeléctrica cubre las operaciones de Arranques en Frío o en Caliente y de Paro Normal o de Emergencia.

Se entiende por Arranque Inicial de la Unidad cuando inmediatamente después de haberse construido, se lleva a cabo su arranque. Generalmente esta operación se lleva a cabo a manera de prueba y se realiza en forma no totalmente automática, sino accionamiento por accionamiento o Subgrupo por Subgrupo, de acuerdo a las necesidades.

El Arranque en Frío es cuando una vez que la unidad ha pasado por su arranque inicial, e incluso se encuentra en operación comercial, pero por alguna circunstancia se ha mantenido apagado su generador de vapor por varios días, de repente se arranca estando sus equipos fríos.

El Arranque en caliente es cuando estando operando la unidad termoeléctrica tiene que pararse unos minutos o escasas horas y se vuelve arrancar, pero con los Tubos del Generador de Vapor Calientes siguiendo el mismo orden de aparición en todos los demás equipos en reserva listos para entrar en funcionamiento.

En la automatización la función de un control de grupo será decidir en forma automática el arranque y paro de los accionamientos principales del sistema, determinando cuáles y cuándo operan de acuerdo con las señales de demanda de la unidad y con los programas de operación preestablecidos. El control de grupo generará las señales de inicio de secuencia de arranque o paro de los equipos involucrados, a través de los controles de subgrupo llevándose a todos los accionamientos al estado deseado en forma ordenada.

El control de grupo se encargará también de efectuar la transferencia automática de los subgrupos Auxiliares, en caso de falla de la secuencia de arranque de los subgrupos o de sus equipos en operación. Cuando se requiera, el control de grupo podrá enviar señales al control analógico para habilitar, modificar o suspender su acción de acuerdo al estado que guarden los equipos del sistema asociado.

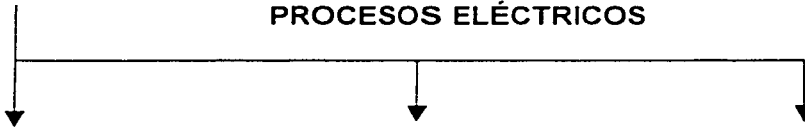
Los controles de subgrupo, subordinados a un control de grupo, recibirán de estos las señales de inicio de secuencia y se encargarán de realizar los pasos necesarios para llevar al equipo asociado al estado deseado. Cada paso de un subgrupo implicará un comando a uno o varios accionamientos, a controles analógicos o a controles individuales. Los pasos se deberán realizar en forma secuencial, es decir, que para generar un comando hacia un accionamiento, todos los pasos anteriores debieron haber sido efectuados. El subgrupo deberá verificar que las condiciones permisivas (criterios) se hayan cumplido y sólo cuando esto ocurra, podrá enviar el comando al accionamiento asociado con dicho paso.

El control de subgrupo deberá mantener informado al operador de la evolución de los pasos y del cumplimiento de los permisivos mediante señales en las estaciones de control.

Siguiendo el mismo orden de aparición en la identificación llevada a cabo anteriormente (2.1.1 y 2.1.2) referente a las Características del Control Eléctrico y Mecánico, se puede ordenar la intervención de los sistemas y equipos en un arranque automático de la Unidad Termoeléctrica en Frío o en Caliente de la manera que se indica a continuación:

MANDO

PROCESOS ELÉCTRICOS



Controles de Grupo de Procesos Eléctricos:	Controles de Subgrupo de Procesos Eléctricos:	Accionamientos:
<p>1. Grupos de Servicios Eléctricos de la Generación:</p> <p>- Transformador de Arranque, Transformador Principal, Transformador Auxiliar.</p>	<p>Equipos y dispositivos eléctricos respectivos.</p> <p>"</p>	<p>Cuchillas y/o Interruptores respectivos.</p> <p>"</p>
<p>2. Grupos de Generación</p> <p>- Transformador de Excitación.</p> <p>- Rectificador de Tiristores y Regulador Automático de Voltaje.</p> <p>- Limitador de Excitación mínima. Limitador de sobre-excitación, limitador V/Hz.</p> <p>- Control Automático de Sincronización.</p> <p>- Compensador de Corrientes Circulantes.</p> <p>- Estabilizador de Potencia.</p> <p>- Compensador de Caída de Línea.</p>	<p>Equipos y dispositivos eléctricos respectivos.</p> <p>"</p> <p>"</p> <p>"</p> <p>"</p> <p>"</p> <p>"</p> <p>"</p> <p>"</p>	<p>Cuchillas y/o Interruptores respectivos.</p> <p>"</p> <p>"</p> <p>"</p> <p>"</p> <p>"</p> <p>"</p> <p>"</p> <p>"</p>

MANDO

PROCESOS MECÁNICOS

Controles de Grupo	Controles de Subgrupo	Accionamientos
1. Grupos de Auxiliares	Bombas y equipos respectivos.	Válvulas de Control, motores eléctricos y accionamientos respectivos.
-Agua de Servicios(CG)	"	"
-Protección de agua Contra Incendios (LA)	"	"
-Cerrado de Agua de Enfriamiento(JD)	"	"
-Aire Comprimido(KB)(KC)	"	"
-Agua de Repuesto al Ciclo (CC)	"	"
-Análisis y Muestreo(KD)	"	"
-Dosificación de Químicos al ciclo(GG) y a Torre de Enfriamiento(JF).	"	"
-Vapor Auxiliar(KA)	"	"
-Almacenamiento y manejo de combustoleo(AA)	"	"
-Aceite combustoleo (AB) y Gas (AD) a Pilotos y Quemadores	"	"
-Aceite de Sellos del generador Eléctrico (HE)	"	"
-Gases H ₂ , CO ₂ (HD), N ₂ (CE)	"	"
		"

2.2.1. Características de la automatización para aplicarse

-Enfriamiento del Estator del Turbogenerador (HF)	"	
-Desechos Aceitosos (AG)	"	"
-Desechos Acidos Alcalinos(CH)	"	"

2. Grupos del ciclo Termodinámico:	Bombas y equipos respectivos.	Válvulas de Control, motores eléctricos y accionamientos respectivos.
-Condensado(GC)	"	"
-Agua de Alimentación(GA)	"	"
-Dosificación de Químicos al Ciclo(GG)	"	"
-Generador de Vapor lado de Aire y Gases (DB)	"	"
-Lubricación Ventiladores de Tiro inducido, Ventiladores Tiro forzado y Precalentadores de Aire regenerativo(DF)	"	"
-Generador de Vapor lado de Agua y vapor (DA)	"	"
-Vapor de Sellos de Turbina(HB)	"	"
-Agua de Circulación(JB)	"	"
-Dosificación Químicos Torre de Enfriamiento (JF)	"	"
-Aceite de Control Electrohidráulico (CH)	"	"
-Aceite de Lubricación(HA) de Turbina	"	"
-Extracciones Drenajes y Venteos de Alta Presión(GE)	"	"

2.2.1. Características de la automatización para aplicarse

-Extracciones Drenajes y Venteos de Baja Presión(GF)	"	"
-Vapor Principal(AB)	"	"
-Turbina (GB)	"	"

2.2.2. REVISIÓN CONCEPTUAL DE LA AUTOMATIZACIÓN

En una operación totalmente automática de la unidad termoeléctrica tanto el mando como los grupos de control Eléctricos y Mecánicos, quedan encendidos dando respuesta al tipo de Funcionamiento requerido.

La lógica de funcionamiento de la automatización se basa para cada unidad en los requerimientos de sus procesos, tanto Eléctricos como Mecánicos y cada operación automática necesita dar cumplimiento con estados y parámetros de estos procesos y/o de información, que una vez que se cumplen dan avance a la operación del control automático.

Los Controles Eléctricos de Grupos de Servicios de la Generación con su transformador de arranque son los primeros en operar para energizar la unidad termoeléctrica.

Los Controles mecánicos de los Grupo de Auxiliares deben estar operando por adelantado en cualquier tipo de Operación de arranque de la unidad y continuar su funcionamiento en forma simultánea con los controles del Ciclo Termodinámico.

El mando y los Controles de Grupo de Auxiliares y de Ciclo Termodinámico son dirigidos por el software de la lógica en el funcionamiento automático de la planta en cualquiera de sus condiciones (p.e. Arranque Frio o Caliente), ya que la función básica de la lógica es la de definir acciones de conexión o desconexión de equipos e instrumentos.

En un arranque de la unidad termoeléctrica la secuencia de las operaciones automáticas de los grupos de control se ordenan como se indica a continuación:

- Grupos de Servicios Eléctricos de la Generación
- Grupos de Auxiliares (Mecánicos)
- Grupos del Ciclo Termodinámico (Mecánicos)
- Grupos de Generación (Eléctricos)

La secuencia anterior funciona de la siguiente manera:

- Grupos de Servicios Eléctricos de la Generación, inicia la puesta en operación de la unidad Termoeléctrica, actuando para proveer energía eléctrica necesaria para mover e iluminar la unidad, efectuando lo siguiente:
 - Cerrando cuchillas e interruptores del Transformador de Arranque, Transformador Principal y Transformador Auxiliar.

- Grupos de Auxiliares (Mecánicos), controlan los sistemas auxiliares de Procesos mecánicos, que producen, almacenan y proveen de sustancias que requiere el Ciclo Termodinámico, realizando la normalización (entendiéndose por normalización las acciones de encendido y conexión hasta llevar a su operación normal) de los sistemas siguientes:
 - Aire Comprimido.
 - Agua de Servicios.
 - Protección de Agua contra incendios.
 - Agua de Circulación (Torre de Enfriamiento) y de limpieza con esferas.
 - Dosificación de Químicos a Torre de Enfriamiento.
 - Cerrado de Agua de Enfriamiento.
 - Agua de Repuesto al Ciclo.
 - Vapor Auxiliar.
 - Almacenamiento y manejo de Combustible.
 - Gases H₂, CO₂, y N₂.
 - Desechos Aceitosos y Alcalinos.
 - Análisis y Muestreo.
 - Dosificación de Químicos al Ciclo y a Torre de Enfriamiento.
- Grupos del Ciclo Termodinámico (Mecánico), controlan directa e indirectamente los sistemas que manejan el agua destilada y el vapor en su transformación en energía mecánica y posteriormente eléctrica, realizando la normalización de los sistemas siguientes:
 - Condensado.
 - Agua de alimentación.
 - Generador de Vapor lado de Agua y Vapor.
 - Lubricación Ventiladores de Tiro Inducido, Tiro Forzado y Calentadores de Aire Regenerativo.

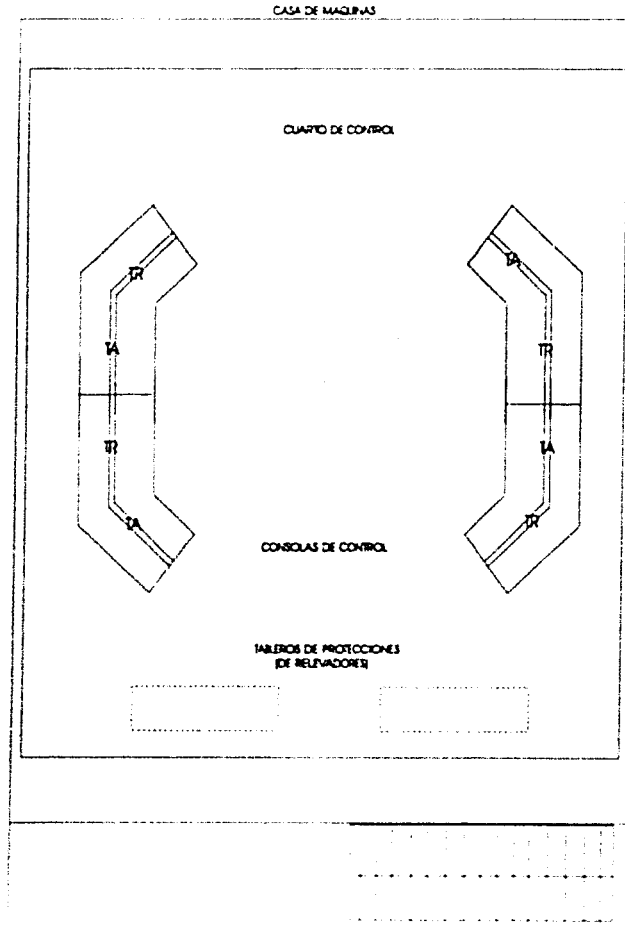
- Generador de Vapor lado de Aire y Gases.
- Aceite Combustoleo y Gas a Pilotos y Quemadores.
- Aceite de Control Electrohidráulico y Lubricación de Turbina.
- Vapor de Sellos de Turbina.
- Aceite de Sellos del Generador Eléctrico.
- Vapor Principal y Turbina.
- Extracciones Drenajes y Venteos de Alta Presión.
- Extracciones Drenajes y Venteos de Baja Presión.
- Grupos de Generación (Eléctrico). Después de entrar en funcionamiento el control de Grupo Mecánico del Ciclo Termodinámico de Vapor Principal y Turbina, interviene el normalizado de los siguientes Grupos de Generación Eléctrica:
 - Transformador de Excitación.
 - Regulador Automático de Voltaje.
 - Rectificador de Tiristores .
 - Limitador de Sobre-excitación.
 - Limitador V/Hz.
 - Limitador de Excitación Mínima.
 - Control Automático de Sincronización.
 - Compensador de Corrientes Circulantes
 - Estabilizador de Potencia.
 - Compensador de Caída de Línea.

2.3. ESTABLECIMIENTO DE ARREGLOS ERGONÓMICOS A OPERADORES Y MÁQUINAS

Los aspectos que se tratan en este punto conciernen a la Ergonomía en su etapa de adaptación de "la máquina" (tableros, pantallas, equipos) al hombre (operador). Por tanto, a continuación se muestran los tipos de arreglos de consola y la arquitectura de control a usar en las Centrales Termoeléctricas de CFE.

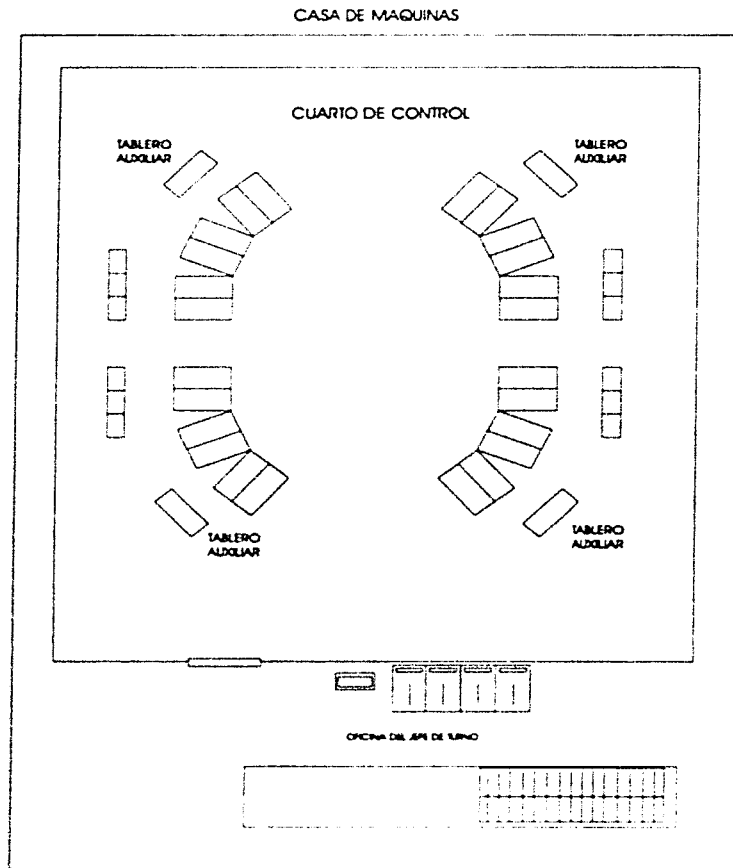
2.3.1. ARREGLOS DE CONSOLA

Los arreglos obsoletos de consolas de control cuentan con perillas, controles y pistolas para una central con cuatro unidades. Estos arreglos de consolas se encuentran divididos en tres partes: B(Boiler) para la Caldera, T(Turbine) para la Turbina y G(Generator) para el Generador Eléctrico y cuentan con tres tipos de tableros verticales: los auxiliares, los registradores y los de protecciones (de relevadores fuera del cuarto de control).



Arreglos de Consolas de Control Obsoletos para 4 Unidades de una Central
Figura 2.36

Estos arreglos obsoletos serán sustituidos por arreglos nuevos como el mostrado en la figura 2.37, utilizando disposiciones ergonómicas con estaciones de control enlazadas a computadoras modernas con software abierto para empleo universal a través de sistemas operativos conocidos (como Windows®, Lynux, Unix, etc). La filosofía de control, correspondiente al arreglo nuevo, se llama Control Distribuido Funcionalmente y centralizado geográficamente en un cuarto de control que permite acondicionamiento común a operadores y equipos.



Arreglos Nuevos de Consolas de Control
Figura 2.37

2.3.2. ARQUITECTURA DE CONTROL

El cuarto de control central moderno está formado por estaciones de control (pantallas y teclados) desde donde se opera el funcionamiento de toda la central. Además cuenta con impresoras, una estación de supervisión que es operada por el jefe de turno de la central y un tablero auxiliar para el caso de fallas en las estaciones de control.

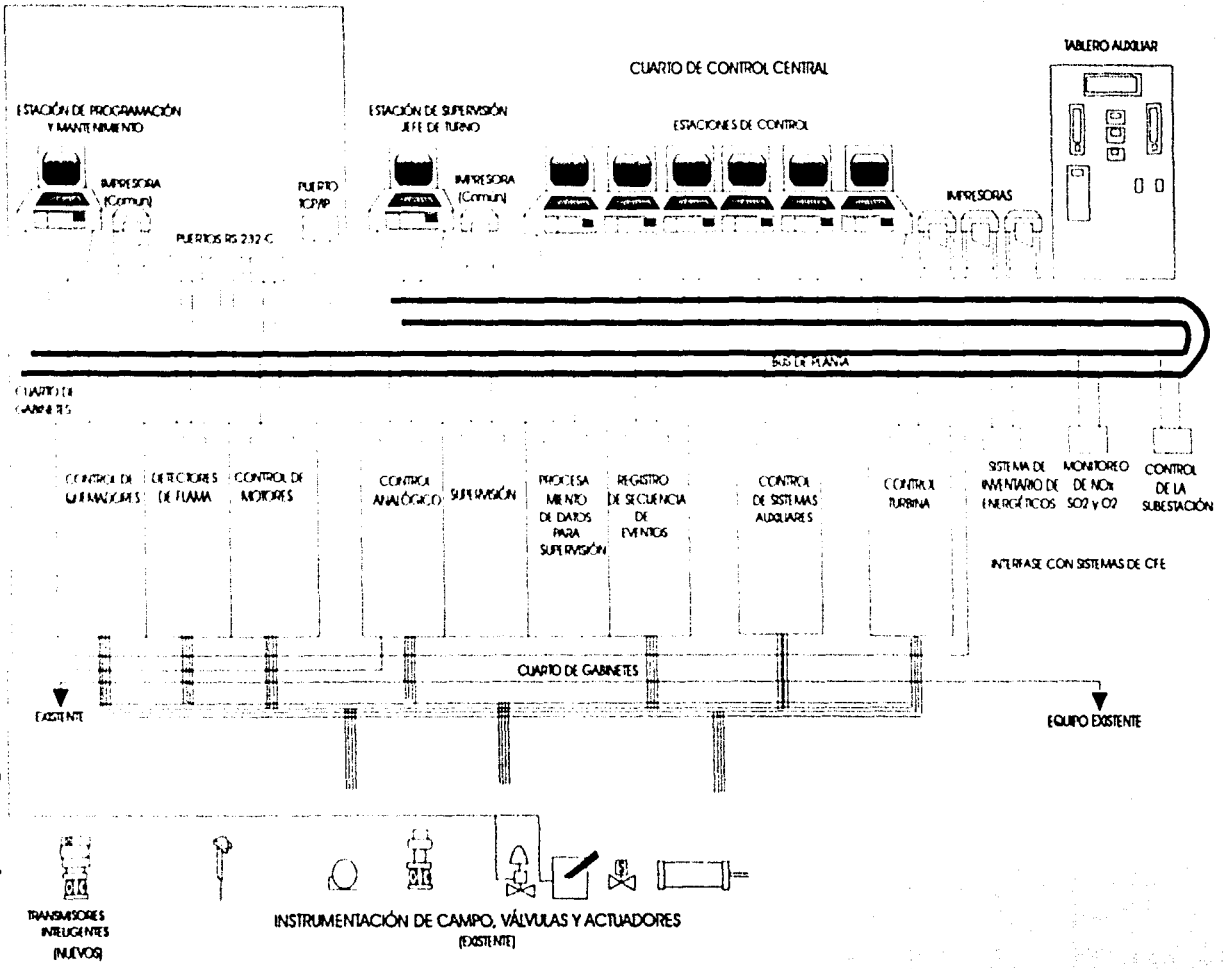
Abajo del cuarto de control se encuentra el cuarto de gabinetes, donde se hallan los distintos gabinetes con los componentes electrónicos principales de los sistemas de control. También se cuenta con una estación de programación y mantenimiento para el desarrollo de nuevos programas empleados en el funcionamiento de la planta. La comunicación entre las estaciones de control y los gabinetes se realiza a través de los protocolos RS-232-C y TCP/IP y toda la información fluye a través del bus de planta, el cual puede ser un conductor tipo fibra óptica o par trenzado.

También se encuentra una interfase donde llegan las señales provenientes de sistemas de CFE asociados a los procesos de la planta, como son el control de la subestación, monitoreo de NO_x , SO_2 y O_2 y el sistema de inventario de energéticos.

La instrumentación de campo, válvulas, actuadores y motores, constituyen el equipo distribuido existente en toda la planta y se encuentran conectados al gabinete de control analógico.

El arreglo típico de esta arquitectura de control modernizada se muestra en la Fig. 2.38.

Arreglo Típico de la Arquitectura de Sistemas de Control para su modernización
 Figura 2.38



2.4. CREACIÓN DE LA ESPECIFICACIÓN TÉCNICA

Como ya se mencionó en el prólogo de esta tesis, el objetivo de la misma es desarrollar una metodología para la modernización de los Sistemas de Control en Centrales Termoeléctricas de CFE, desarrollando para este propósito finalmente una Especificación Técnica que sirva como modelo para solicitar a los proveedores los equipos necesarios.

2.4.1. INTEGRACIÓN DE LA ESPECIFICACIÓN TÉCNICA

Una vez cubiertos todos los análisis marcados en el punto 2 de la Metodología de la Modernización, aplicables en lo que es procedente a cualquier proyecto de modernización del Control de Centrales Termoeléctricas de CFE, se pueden determinar los sistemas tanto de proceso como de control que intervienen, y a los que se les relacionarán sus características requeridas.

La Especificación Técnica queda integrada con las secciones siguientes:

- Características Funcionales, que son seleccionadas y han sido extraídas de las prácticas deseables de Control Automático de las Unidades Termoeléctricas, y que son aplicables en cada uno de los controles tanto eléctricos como mecánicos.
- Características Detalladas, que incluyen los modos y tipos de Control, que se aplicarán y los existentes que se modernizarán.
- Documentos y Esquematización, que comprende los que CFE debe integrar y recibir en el desarrollo de un proyecto de modernización del Control de una Central Termoeléctrica.
- Descripción de Normas y Estándares que deberán regir o seguirse en cualquier práctica de ingeniería dentro de un proyecto de modernización.

2.4.2. CARACTERÍSTICAS FUNCIONALES

- Se contará con un control automático de la unidad termoeléctrica que cumpla con las operaciones de: puesta en operación, arranques, paros en condiciones normales y de emergencia, prevaleciendo la lógica de protección con independencia y prioridad ante cualquier funcionamiento de la unidad.
- El grado de automatización será tal que permita operar el generador de vapor de manera automática durante la operación normal y durante una emergencia. De manera semiautomática en los arranques y paros, buscando con ello reducir los errores humanos y de control automático por acciones preestablecidas inapropiadas.
- Las funciones automáticas podrán transferirse parcial o totalmente a manual y el operador podrá conducir el equipo a cualquier condición.
- En operación manual o automática, el control se ajustará a la nueva condición, optimizando los consumos o la producción y en caso de exceder los límites de seguridad operarán las protecciones correspondientes, las cuales no podrán ser modificadas por el operador.
- El modo automático se aplicará para la operación de cada conjunto funcional. Este modo efectuará funciones específicas que son independientes de otras, como son el sistema de agua de alimentación, generador lado de agua y vapor, etc.
- Con el modo manual, el operador hará los arranques o paros paso por paso, orientado por el sistema de operación y la guía dinámica del operador.
- Los sistemas de control de quemadores operarán automáticamente en cuanto a arranques y paros por solicitud del operador. La regulación de las variables de proceso así como las protecciones serán completamente automáticas en todos los sistemas. Cada uno de los equipos podrá operarse individualmente desde las consolas de control.
- La arquitectura de Control que se entiende como la organización estructurada o configuración del Hardware, se establece como base para el diseño al aplicarse al control dedicado, es decir una unidad de procesamiento y control por cada sistema proceso. Este control es funcionalmente distribuido, o sea que las funciones de control y supervisión se distribuyen entre diversos controladores. Los controles se encuentran geográficamente centralizados e instalados en el cuarto de gabinetes con el fin de mantenerlos debidamente protegidos y en las condiciones requeridas de temperatura, humedad y limpieza.

- La modernización del control de la unidad se hará desmantelando solamente el equipo obsoleto que no tenga partes de repuesto en el mercado y que no tenga relación necesaria en la conexión del equipo moderno que se instalará, efectuando un enlace con buses de comunicación electrónica con los equipos existentes que permanecen sin modernizar y los modernizados.
- En todos los componentes, sistemas y equipos electrónicos identificados como críticos por efectos de fallas en sus funcionamientos habrá de aplicarse las redundancias convenientes para mejorar la seguridad e integridad tanto del personal como de la unidad en caso de fallas.
- La información completa para el control y supervisión debe presentarse en el cuarto de control de forma oportuna, práctica y precisa cuando sucedan los disparos de equipos, permitiendo localizar las rutas de fallas a través de los diversos niveles jerárquicos de control
- Las unidades de control serán autosuficientes (sin el apoyo de otras unidades de control) e independientes entre sí, en las operaciones con sus correspondientes sistemas funcionales del proceso. Cada unidad de control se conectará con otras, mediante el bus de comunicación para la transmisión e intercambio de datos.
- La adquisición de las señales de las variables para control, protección y supervisión, se logrará desde los transmisores e interruptores de campo existentes que están cableados individualmente hasta los gabinetes actuales. Este cableado será operado para llevar las señales hasta el cuarto de gabinetes.
- En el control analógico que será completamente modernizado, por carecer de partes de reemplazo, se instalarán transmisores y electroposicionadores nuevos del tipo Inteligente, transmitiendo sus señales por medio de un bus de campo del tipo par trenzado o fibra óptica. Los transmisores se instalarán en la posición del transmisor existente.
- El control secuencial de motores con sus dispositivos asociados como son actuadores y arrancadores, se definirá dentro de la lógica (estableciendo orden, prioridades y secuencias) de operación de sus subsistemas funcionales, elementos subordinados o redundantes del proceso, permitiéndose la ejecución de acciones después de verificar los permisos que correspondan.
- Las funciones de control se estructurarán en niveles jerárquicos y se subdividirán en subsistemas modulares de forma que una falla afecte a una parte del equipo o porción limitada de un sistema, pudiendo los niveles inferiores de control operar independientemente en caso de falla o salida de servicio de cualquier nivel superior.

- En la operación automática los niveles de lógica más altos coordinarán las funciones de los niveles siguientes y así sucesivamente hasta el control individual por equipo.
- Mientras que en operación manual cualquier equipo podrá ser operado por elección del operador, prevaleciendo la operación automática en cualquier condición.
- El sistema de control presentará automáticamente alarmas de proceso y del propio sistema de control se operarán en las estaciones de control, al exhibirse las imágenes del sistema del proceso que mostrarán donde se generan las condiciones de alerta, pudiéndose así reconocer e identificar las alarmas desde cualquiera de los teclados de las estaciones de control.
- Se efectuarán funciones de autodiagnóstico de fallas para el equipo electrónico que se encuentra en gabinetes de control y para los transmisores en interruptores, bobinas y conductores en campo, así como para la programación del sistema.
- El sistema de control automático se diseñará considerando las provisiones necesarias referentes a la capacidad de comunicación en el bus de planta y tamaño de memorias en estaciones de control, conservando las redundancias para prevenir la situación de que se agregue en el futuro algunos otros controles deseados.

2.4.3. CARACTERÍSTICAS DETALLADAS

- El sistema de control en modo automático se diseñará de tal forma que no requiera de la participación del operador, activando solamente el botón de arranque de mando, el cual mantendrá los equipos de los procesos operando automáticamente.
- Encontrándose el sistema en modo automático, al presentarse una falla o desaparecer la energía debe cambiar a manual. El sistema incluirá técnicas avanzadas para que la transferencia entre los modos automático y manual se realice sin transiciones abruptas.
- En los grupos y subgrupos de control asociados a sus sistemas correspondientes para iniciar sus arranques o paros se accionará el botón de arranque o paro del equipo y la lógica automáticamente procesará el comando y activará los subgrupos de acuerdo con la secuencia preestablecida, así el subgrupo arrancará o parará los acondicionamientos asociados.
- En el modo de operación semiautomático la lógica de grupo queda fuera, decidiendo el operador cuáles de los subgrupos entrarán en funcionamiento. El sistema se pondrá en este modo de operación activando el comando del grupo en posición "auto-fuera" y el del modelo de subgrupo "auto-dentro", permitiendo así que el operador realice secuencia de arranque o paro con el comando manual de cada subgrupo.
- Para activar el modo de operación manual los modelos de grupos y subgrupos se colocarán en posiciones "auto-fuera" y el operador podrá mantener directamente cada uno de los accionamientos.
- La lógica de protección actuará enviando señales de disparo o inhibición directamente a los accionamientos, donde se tendrá prioridad sobre las señales manuales o automáticas.
- El Sistema de Control será del Tipo Electrónico a base de microprocesadores, con lógica funcional programable y comunicación en lenguaje digital.
- El Sistema de Supervisión mediante procesamiento de Información efectuará: cálculos, almacenamiento de datos, generación e impresión de reportes horarios, incluyendo secuencia de eventos.
- Cada controlador que ejecute funciones de medición, control o protección será redundante en línea, es decir, estará listo par funcionar automáticamente cuando su compañero homólogo falle.
- Uniformidad en el intervalo de señales analógicas y binarias de entrada/salida de 4-20 mA, 24 VCD aplicables en termopares y módulos electrónicos.

- El Sistema de Transmisión de Datos Digitales entre transmisores y posicionadores "Inteligentes" se hará mediante buses del Tipo Par Trenzado o Fibra Óptica redundantes.
- Los transmisores y los posicionadores serán del tipo Inteligente para el control analógico y se enlazarán mediante un bus de comunicación tipo digital serie bidireccional operando en un par trenzado bajo el protocolo de comunicación establecido por la "Fieldbus Foundation".
- El Sistema de Control ya integrado contará con un método de Sincronización o Reloj Maestro, que restablezca cíclicamente la referencia de Tiempo en todos los controladores.
- El control lógico se diseñará con las funciones lógicas tradicionales y el control analógico básicamente mediante algoritmos de Control del tipo proporcional, intergral y derivativo.
- Una Interface para el intercambio de información con el Centro de Control de Energía por medio de señales de estado y comportamiento será el puerto de comunicación tipo RS-232C.
- Las alarmas se presentarán en forma visual en las pantallas mediante imágenes parpadeantes, cambios de color y listas descriptivas, de manera impresa por una impresora dedicada a alarmas y de manera audible mediante un zumbador colocado en el área de la consola de control.

Nota: Generalmente la Especificación Técnica debe incluir información de los siguientes sistemas y características:

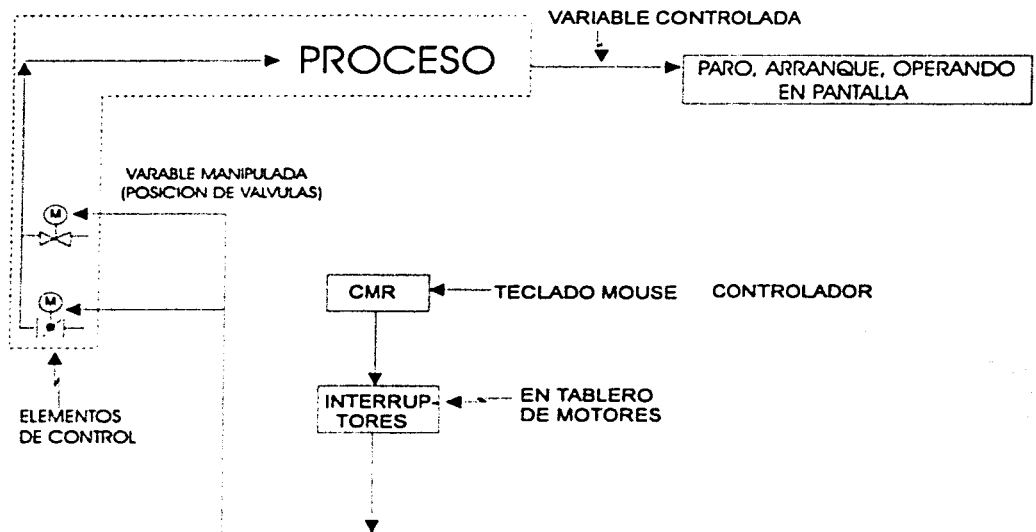
- Sistema de Control Analógico.
- Sistema de Control de motores e Interruptores, para lograr la automatización por Jerarquías de Control.
- Sistema de Adquisición de Datos.
- Pantallas, Teclados e Impresoras del Centro de Control.
- Gabinetes para alojar módulos electrónicos (localizados en el cuarto de Gabinetes).
- Interfaces con Sistemas y Equipos existentes.
- Desmontaje del Equipo Existente.

TIPOS DE CONTROL

La descripción clasificada de cada uno de los tipos de circuitos de control analógico existentes que intervienen en la modernización es la siguiente:

Tipo C01 Control manual remoto con un elemento de medición (De Lazo Abierto).
Aplicable en: Operaciones Manuales Remotas

Para el posicionamiento manual en forma remota de una válvula, compuerta o actuador, el circuito contará con un comando manual en la estación de control, mostrando en pantalla la posición deseada así como la del elemento final de control.



**Diagrama Funcional de Control Manual Remoto
Tipo C01 (De lazo Abierto)**

Figura 2.39

Tipo C02 Control por comparación de valor límite (De lazo cerrado).
Aplicable en: Recirculación de Flujo Mínimo al Condensador

La señal de flujo se compara en un generador de valor límite. Cuando aumenta el flujo y se alcanza el valor límite prescrito se genera una señal que activa la solenoide piloto de la válvula de recirculación y ésta se cierra. Al descender el flujo y alcanzar el valor límite la válvula abre. La señal de "bomba operando" actuará como permisivo para activar la lógica de control. Desde la pantalla de la estación de control será posible activar manualmente la apertura o el cierre de la válvula.

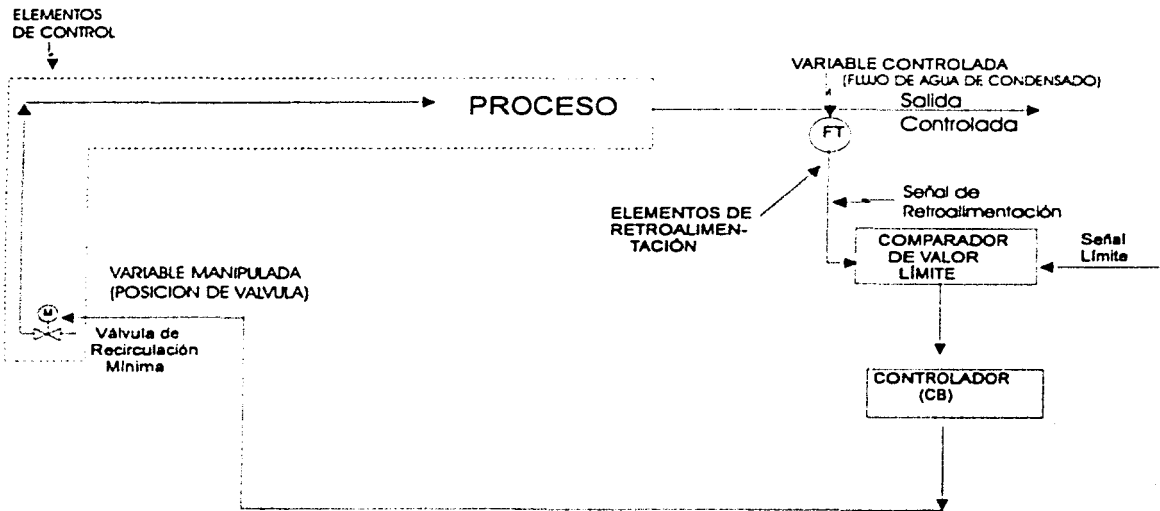


Diagrama de control por comparación de valor límite Tipo C02(De lazo Cerrado)

Figura 2.40

Tipo C03 Control de presión, flujo, nivel o temperatura con un elemento de medición (De lazo cerrado).

Aplicable en: Presiones de Combustoleo a Quemadores, Vapor Auxiliar, Vapor de Atomización, Nivel de Pozo Caliente del Condensador.

La señal de salida de un transmisor de presión, nivel, temperatura o flujo se compara en un elemento diferencial con un punto de ajuste prescrito. La señal de error del elemento diferencial se aplica a un controlador de acción proporcional + integral, cuya acción correctiva se transmite al (a los) elemento(s) final(es) de control, como accionamientos y válvulas (cuando opera en rango dividido) a través de una estación selectora manual/auto en la pantalla de la estación de control, mediante la cual se podrá ejercer acción remota cuando la operación sea manual.

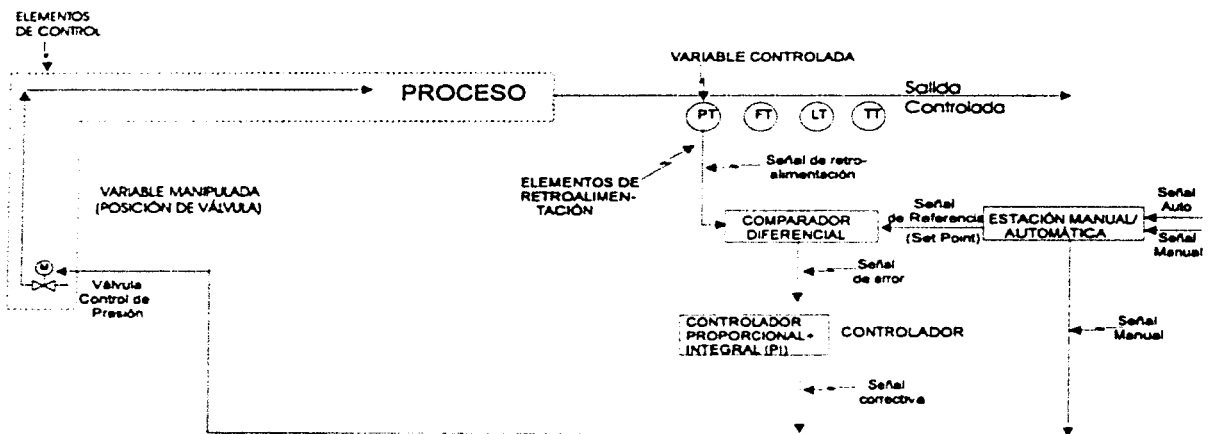


Diagrama Funcional de Control de Presión, Flujo Nivel o Temperatura con un elemento de medición

Tipo C03 (De lazo Cerrado)

Figura 2.41

Tipo C04 Control de señal promedio de temperatura de lazo cerrado.

Aplicable en: Calentador de Aire a Vapor

La señal promedio de temperatura de aire a la entrada y gases a la salida del precalentador de aire se compara con un valor prescrito en un elemento diferencial. La señal de error pasa a un controlador de acción proporcional + integral y de allí a una estación selectora auto/manual, la cual actuará sobre la válvula de control de vapor del calentador de aire a vapor, regulando así la temperatura del lado frío del precalentador de aire regenerativo.

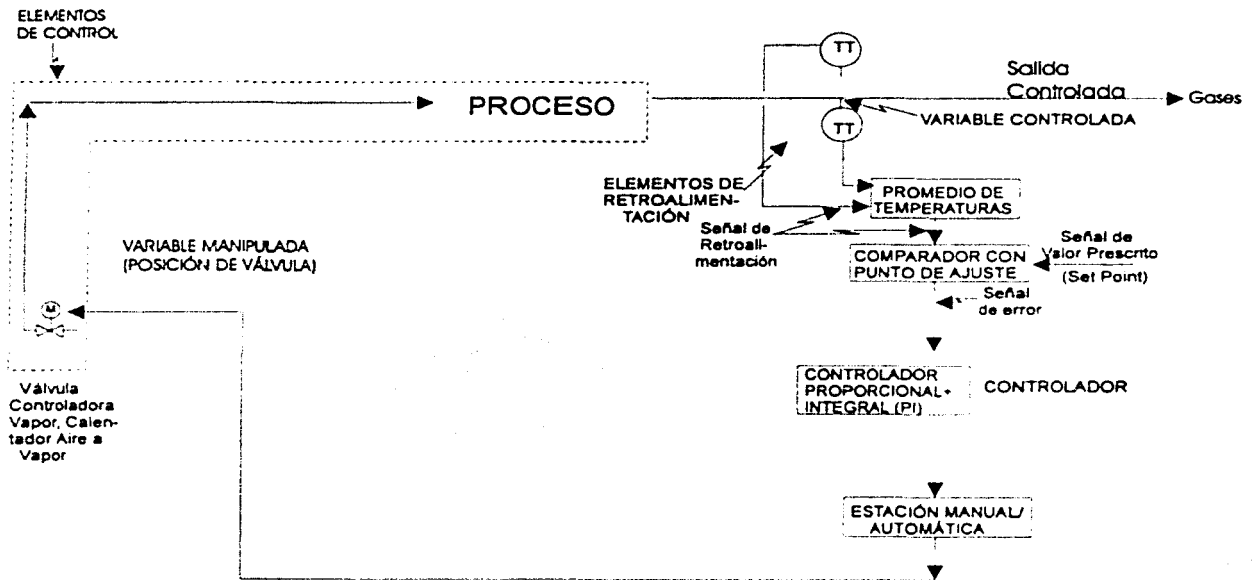


Diagrama Funcional de Control de Señal Promedio de Temperatura Tipo C04 (De lazo Cerrado)

Figura 2.42

Tipo C05 Control de nivel rango dividido con tres elementos de medición (De lazo cerrado).

Aplicable en: Nivel del Desgasificador. (Tres elementos)

Este sistema de control de nivel se realiza empleando el sistema de un elemento de medición (nivel) durante el arranque y baja carga y de tres elementos a cargas altas (nivel del tanque, flujo de condensado y flujo de agua de alimentación que incluye el flujo a atemperadores para el vapor sobrecalentado).

Durante la operación a carga baja, el nivel del tanque del desgasificador se compara con un punto de ajuste o valor prescrito y la señal de error se alimenta a un controlador de acción proporcional + integral.

Cuando la carga es superior al valor considerado de baja carga se transfiere el control de 1 a 3 elementos y la señal del controlador del nivel se aplica como punto de ajuste a la medición del flujo de condensado sumada con la señal de flujo total de agua de alimentación y en un modo de control en cascada. La diferencia se conduce a otro controlador de acción proporcional + integral.

La señal en el arreglo de control de uno o tres elementos va a las válvulas de control a través de la estación selectora auto/manual en el modo de rango dividido.

Para el control del drenaje del desgasificador al condensador se aplica el circuito C02 ya descrito con el punto de ajuste de nivel superior al normal.

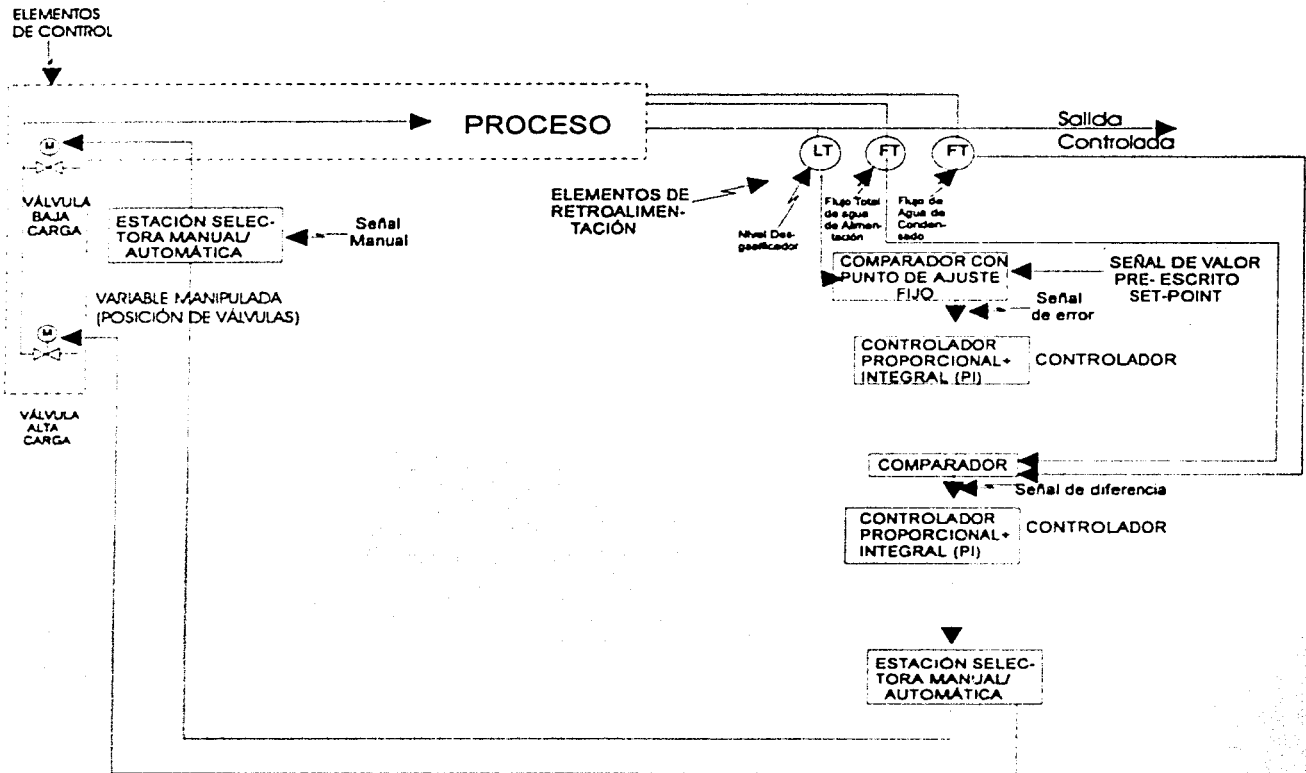


Diagrama Funcional de Control de Nivel de rango dividido con tres elementos medición Tipo C05(De lazo Cerrado)

Figura 2.43

Tipo C06 Control de rango dividido con tres elementos de medición (De lazo cerrado).

Aplicable en Nivel del Domo (tres elementos)

El sistema de control de nivel del domo se efectúa con dos elementos en cargas bajas y tres en cargas altas.

En bajas cargas, la señal de nivel del domo se corrige por presión y se introduce a un controlador proporcional + integral donde es comparada con un punto de ajuste predefinido, al error o diferencia resultante se le aplica la acción proporcional + integral y la señal obtenida se suma en un sumador con la señal de flujo de vapor de salida del domo, obteniéndose a la salida del sumador una señal de error que es conducida a la estación selectora manual/automática para actuar sobre la válvula de baja carga de agua de alimentación.

En el modo de control de bajas cargas, la velocidad de la bomba en operación debe ajustarse automáticamente al mínimo necesario, para satisfacer los requerimientos de presión diferencial de la válvula de bajas cargas.

Cuando se alcanza el valor prescrito de carga alta, se efectúa la transferencia de 2 a 3 elementos que son: flujo de vapor salida del domo, flujo de agua de alimentación totalizado y nivel del domo compensado por presión. La señal resultante del primer controlador proporcional + integral (que opera también con la señal del nivel del domo) se suma con la señal de flujo de vapor de salida del domo, y la señal que resulta se introduce en un segundo controlador, el cual también recibe la señal corregida por temperatura y totalizada del flujo de agua de alimentación, al error resultante se le aplica la acción proporcional + integral + derivativa, obteniéndose una señal de error que es llevada a través de 3 estaciones selectoras auto/manual, a cada uno de los actuadores de los coples variadores de velocidad de las bombas de agua de alimentación.

Siempre que se transfiere el control de 2 a 3 elementos, la válvula de corte de agua de alimentación deberá iniciar su apertura, acoplado adecuadamente la velocidad de las bombas con el cierre o inhibición del control a la válvula de bajas cargas, y con la apertura secuenciada de la válvula de corte principal.

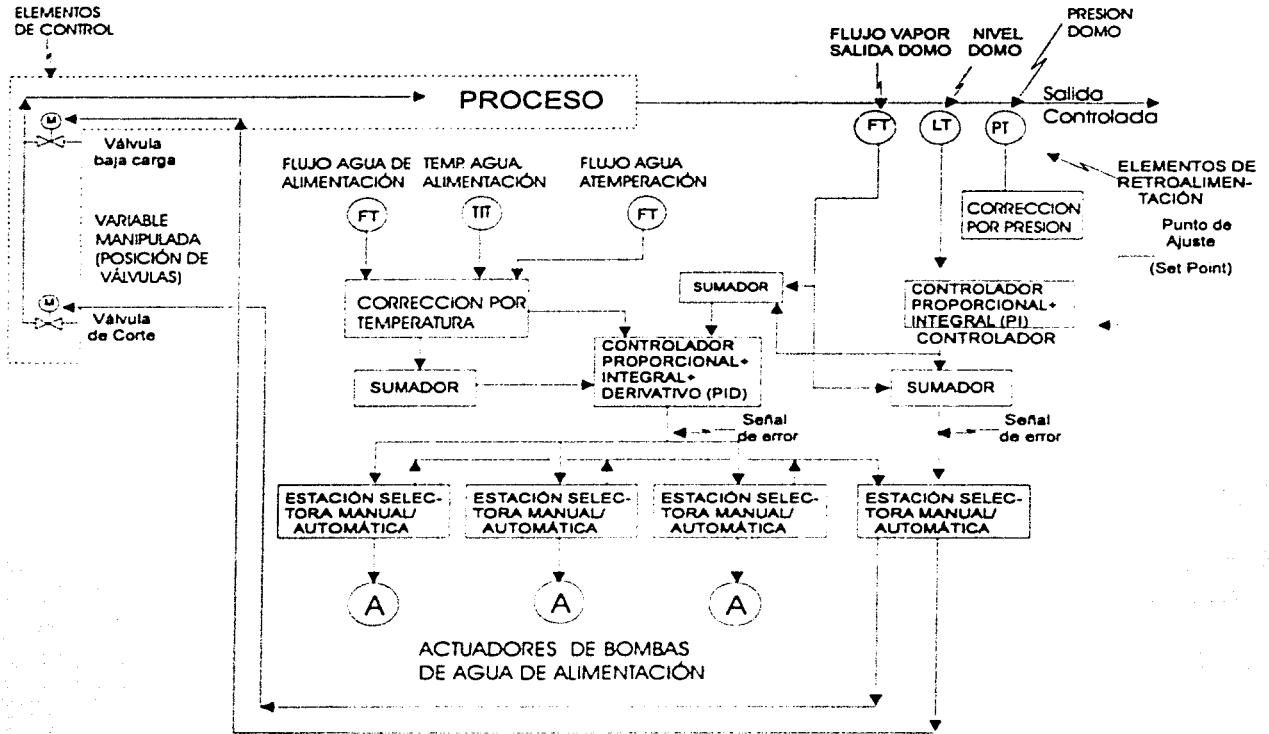


Diagrama Funcional de Control de Rango Dividido de lazo cerrado con tres elementos de medición Tipo C06(De lazo Cerrado)
Figura 2.44

Tipo C07 Control de temperatura con tres elementos de medición y punto de ajuste fijo (De lazo cerrado).

Aplicable en: Temperatura de vapor sobrecalentado

La temperatura de vapor sobrecalentado (vapor principal) se mide con 3 elementos en cada salida de vapor sobrecalentado hacia la turbina. Con la selección 2 de 3 se obtienen 2 señales únicas, una de cada lado, las cuales se promedian en un sumador y el resultado se compara con un punto de ajuste fijo. Esta señal de error se envía a un controlador proporcional + integral y a su salida se le suma la señal pre-alimentada de demanda de agua de atemperación, la cual se obtiene caracterizando en un generador de función el flujo de vapor principal (obtenido previamente de la presión del primer paso de la turbina) con la curva de demanda de agua de atemperación de diseño según la carga. La resultante de la suma entra como punto de ajuste a un diferenciador controlador que recibe la señal promedio proveniente de la medición de temperatura a la salida de los atemperadores para formar un control en cascada.

Un sumador recibe la señal de error de presión de vapor principal que es un índice de exceso o deficiencia de calor, y las señales de la posición de la inclinación de los quemadores y de la posición de las compuertas de recirculación de gases, que son como señales pre-alimentadas correctivas. Estas dos últimas señales deben previamente filtrarse a través de limitadores para controlar su efecto. El resultado de la suma se agrega al diferenciador controlador anteriormente citado.

En el diferenciador controlador se le aplica acción proporcional + integral. La señal final pasa a través de la estación selectora manual/automática a las válvulas de agua de atemperación.

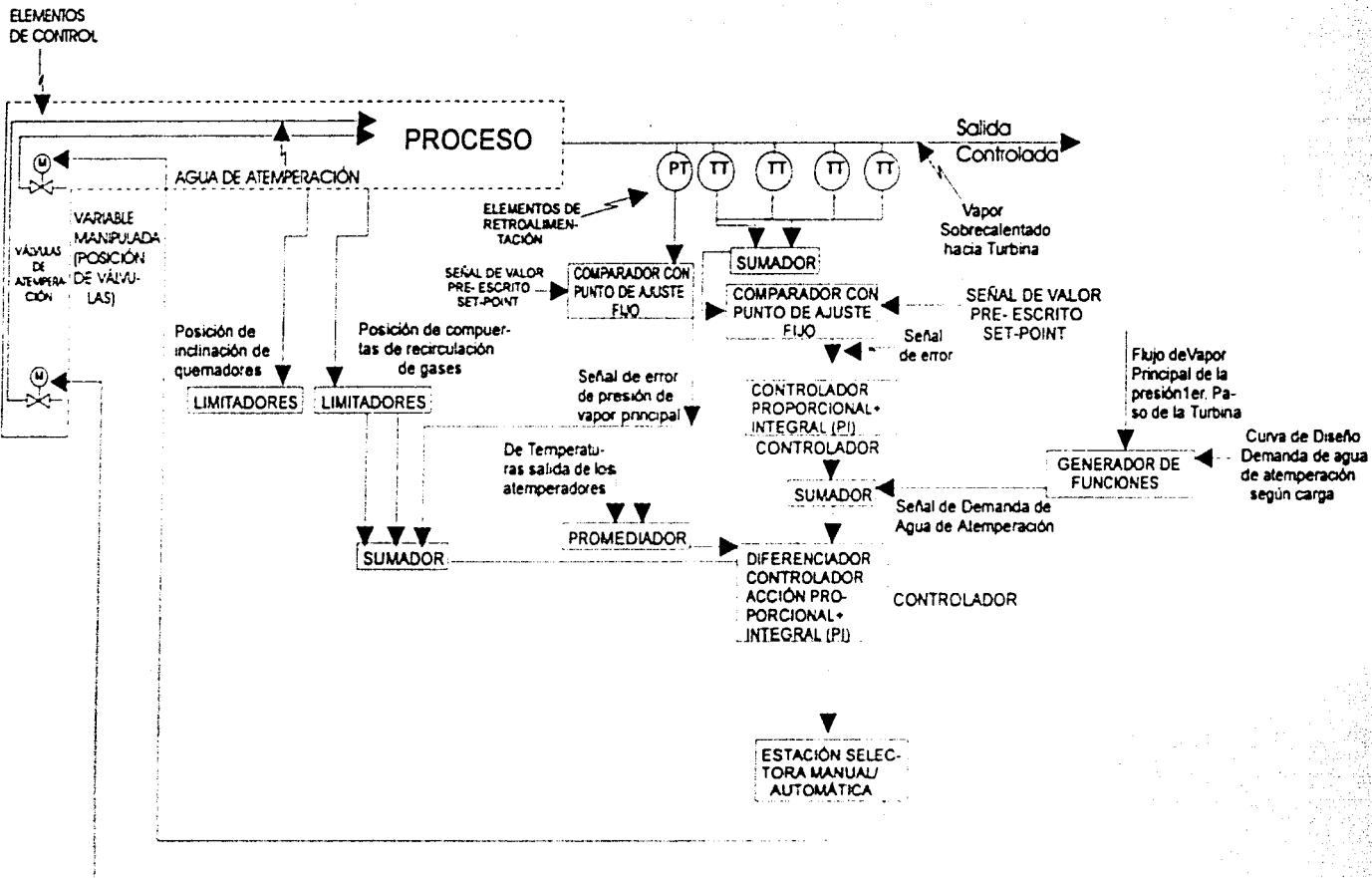


Diagrama Funcional de Control de Temperatura con tres elementos de medición y punto de ajuste fijo Tipo C07(De lazo Cerrado)

Figura 2.45

Tipo C08 Control de Temperatura con tres elementos de medición y punto de ajuste variable (De lazo cerrado).

Aplicable en: Temperatura de vapor recalentado caliente

El sistema se divide en dos lazos; uno para modificar el flujo de agua de atemperación del vapor recalentado, el otro modifica la inclinación de quemadores, pero ambos controlan la temperatura de vapor recalentado caliente.

La temperatura de vapor recalentado caliente se mide con 3 elementos de medición en cada lado de tubería, y con la selección 2 de 3, las dos señales resultantes se promedian en un sumador, y el resultado se compara con un punto de ajuste variable, proveniente de la señal de flujo de vapor principal, caracterizada en base a la curva de diseño. La diferencia produce una señal primaria de error.

Esta señal de error se envía a un controlador proporcional + integral que recibe señal de punto de ajuste, y de ahí a una estación selectora auto/manual, para regular las válvulas de atemperación del recalentador, y abrir o cerrar la válvula de corte de atemperación.

La señal de error también se envía a un segundo controlador proporcional + integral, cuyo punto de ajuste depende de la inclinación de quemadores, determinada para bajas y altas cargas caracterizadas en base a las curvas de diseño, y obtenidas mediante el flujo de vapor con dos generadores de función; uno para baja y otro para alta carga, los cuales suman uno u otro sus señales a la señal a la salida del segundo controlador y la aplican al mismo como su señal de ajuste.

La señal de error final llega a un selector de señal menor, que permite dejar pasar la señal de más bajo valor de carga, para controlar y proteger al equipo recalentador por altas temperaturas, hacia las estaciones selectoras auto/manual, para según la carga posicionar la inclinación de los quemadores colocados en las cuatro esquinas del generador de vapor.

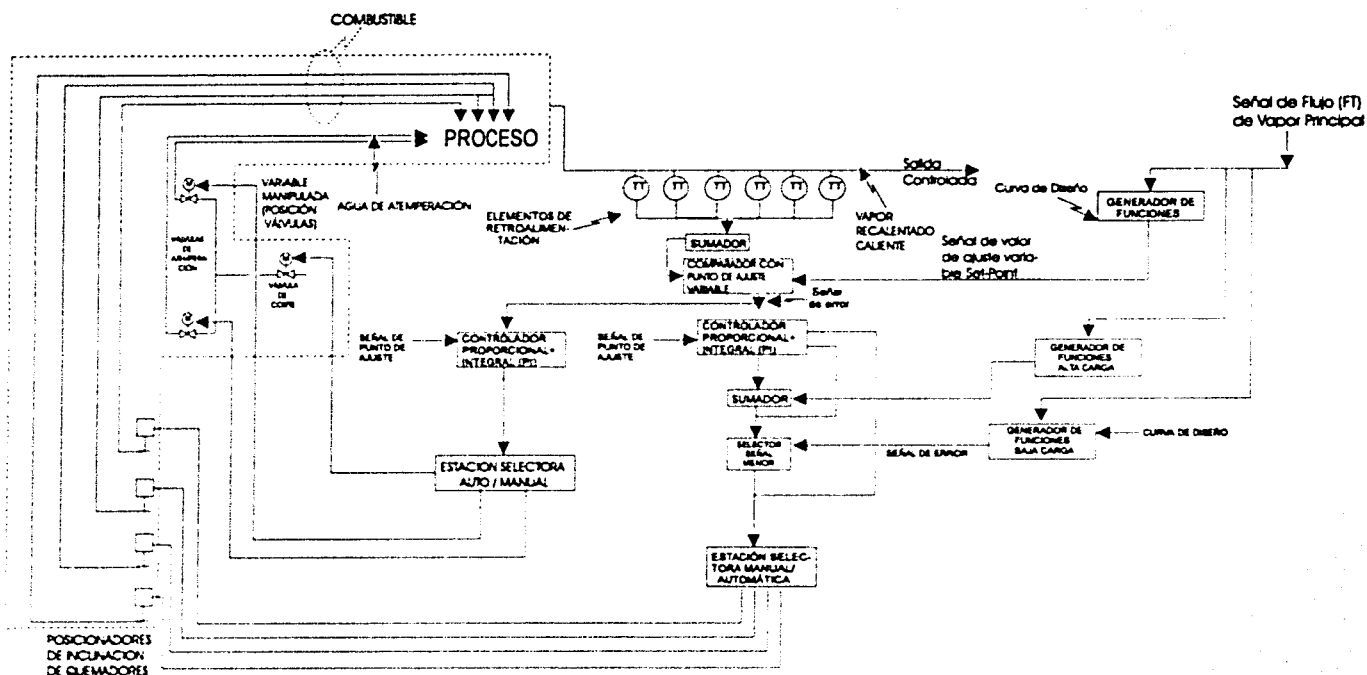


Diagrama Funcional de Control de Temperatura con tres elementos de medición y punto de ajuste variable Tipo C08 (De lazo cerrado).

Figura 2.46

Tipo C09 Control con totalización (De lazo Cerrado)
Aplicable en: Combustión con aire y combustoleo

El control de combustión obtiene primeramente la totalización de calor que ingresa al hogar. Para ello suma los flujos de alimentación de combustoleo, restándoles el retorno de combustoleo no quemado, para ésto usa las señales de los medidores y transmisores de flujo FT llevadas a un sumador.

Obtiene también el flujo de gas combustible corrigiéndolo por temperatura, usando las señales de los medidores y transmisores de flujo FT y TT correspondientes, llevadas a un multiplicador cuya señal resultado es conducida posteriormente al sumador antes mencionado, de este sumador salen las señales de flujo y gas corregidas que son mandadas a un multiplicador, el cual recibe las señales de poder calorífico del combustoleo y del gas, que al multiplicarse por sus flujos correspondientes dan como producto señales proporcionales al calor que aporta cada combustible en el hogar, estas señale se envían al selector de Quemadores Combustoleo/Gas, donde seleccionadas dependiendo el tipo de combustoleo que se queme, y la señal seleccionada pasará a un controlador proporcional + integral, se procesan junto con la señal de demanda del Turbogenerador.

La señal de presión del vapor principal, así como la de presión del primer paso de Turbina, son transmitidas por medio de 2 transmisores de presión independientes, recibándose la señal de presión del vapor principal en un controlador proporcional + integral (PI), donde se procesa con una señal que determina su punto de ajuste por presión, su resultado es una señal que es enviada a un sumador. La señal de presión del primer paso de Turbina, es enviada a un generador de funciones para su caracterización, y de aquí la señal es enviada al sumador antes mencionado. Este sumador envía su señal que es de demanda de carga, a una estación selectora manual/automática, y de ahí al controlador proporcional + integral (PI) en que se suma con la señal seleccionada, de acuerdo al tipo de combustoleo que se queme, las señales de salida de este controlador pasarán después a las estaciones de control manual/automática, correspondientes a cada válvula de control de Gas o Combustoleo.

El porcentaje de Oxígeno ($\%O_2$) en los gases de combustión es necesario medirlo con un analizador para asegurar el exceso de aire en el hogar de la caldera. La señal de $\% O_2$ es enviada por un transmisor AT y recibida en un controlador proporcional + integral, que recibe una señal de punto de ajuste, y la señal proveniente de un generador de funciones que toma la señal procesada, desde la presión del primer paso de la turbina, la señal de salida del controlador PI se entrega a un multiplicador, que también recibe la señal total de flujo de aire procedente del sumador que suma las 2 señales (una por cada ducto), de entrada de aire a la caldera. Del multiplicador sale una señal a otro controlador proporcional + integral (PI) el cual recibe también una señal de ajuste, de este

controlador salen las señales a las compuertas "A" y "B" que regulan el flujo de aire en ductos de entrada a la caldera.

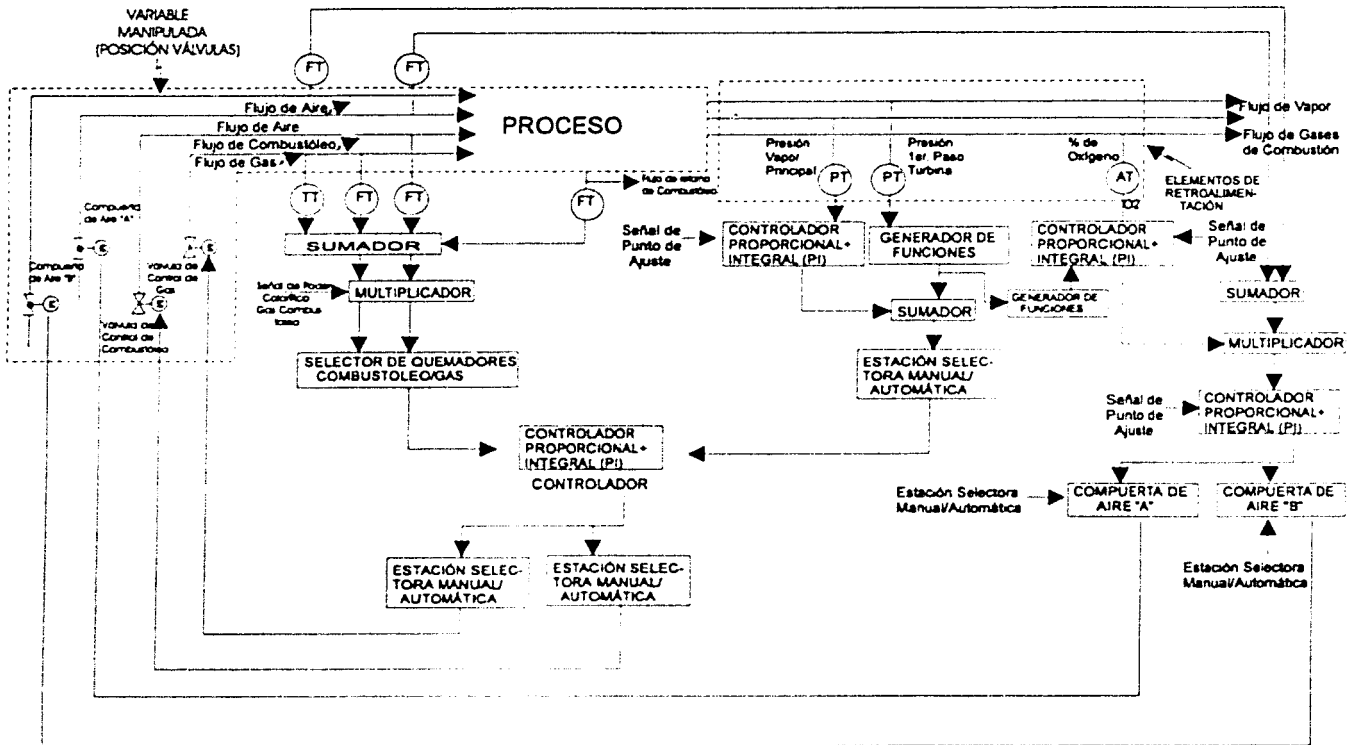


Diagrama Funcional de Control con Totalización Tipo C09 (De lazo Cerrado)

Figura 2.47

Tipo C10 Control de Coordinación (De lazo Cerrado)

Aplicable en: Control Maestro entre caldera y turbogenerador

El objetivo primordial del Control Maestro es la coordinación de procesos entre la caldera y el turbogenerador ajustándose automáticamente al valor de demanda de generación. El Control Maestro consiste de tres circuitos básicos: demanda, turbogenerador y caldera.

La demanda se genera con la señal del Centro de Control de Energía, con el valor manual de carga dado por el operador y se limita en valor por la pérdida de alguno de los equipos principales de la caldera.

El circuito del turbogenerador, en la estación de Turbogenerador recibe la señal de frecuencia y calcula su desviación, sumándola al valor de demanda, establece un valor de ajuste de generación, cuya señal con la del valor medido en MW requeridos, se aplican en un controlador de acción proporcional+integral, cuyo resultado se compara en un comparador con la señal caracterizada como índice de carga producida por un generador de funciones, que la obtiene con la señal de demanda de vapor, calculada con la medición de presión de vapor en el primer paso de la Turbina y un generador de funciones, y la diferencia se manda a un controlador que le aplica la acción proporcional + integral, el valor generado es la señal maestra a turbogenerador, que se envía a una estación manual/automática y después de ésta al control del Turbogenerador.

El circuito de caldera mide presión de vapor principal, la compara contra un valor de ajuste, y a la resultante se le envía a un controlador donde se le aplica la acción proporcional+integral, prealimentándose también este controlador con la señal de demanda de vapor, calculada con la medición de la presión de vapor en el primer paso de la turbina, caracterizada como índice de carga en un generador de funciones. El valor generado es la señal maestra a caldera, que se envía a una estación manual/automática, y después de esta al controlador de caldera.

Las señales maestras podrán ser manejadas manualmente, por lo que deben preverse en la modernización, estaciones virtuales manual/automáticas para cada una de ellas, que se exhibirán en las pantallas de las estaciones de control.

Los tres circuitos básicos se interconectan para permitir operar la unidad en el modo "coordinado".

En este modo de "caldera en seguimiento", la turbina establece la demanda de vapor y la caldera mantiene constante la presión del vapor principal generado.

2.4.4. DOCUMENTOS Y ESQUEMATIZACIÓN

Se presentará al proveedor de servicios una copia de los siguientes dibujos pertenecientes a la unidad a modernizar indicando su contenido:

- *Diagramas de Tuberías e Instrumentación:* Equipos electromecánicos en bloque, líneas e instrumentos.
- *Diagramas Funcionales de Control Analógico:* Operaciones de control analógico con líneas y símbolos.
- *Instrumentación instalada en Tableros de control:* Tableros e instrumentos localizados físicamente.
- *Diagramas Lógicos de Control de Equipos:* Acciones y condiciones para la secuencia de control con líneas y símbolos.
- *Diagramas Unifilares:* Conexiones de equipos eléctricos con líneas y símbolos.
- *Diagramas de balance de calor:* Valores de flujo, presión, temperaturas del ciclo a diferentes cargas.

Adicionalmente se entregará la lista de entrada/salida de señales.

La modernización de los sistemas de control incluirá la siguiente documentación que tendrá que suministrar el proveedor:

- *Filosofía general de la instrumentación y control:* Principios y conceptos generales del funcionamiento del control modernizado.
- *Arquitectura del sistema:* Distribución de funciones del hardware y software.
- *Lista de equipo:* Ordenación y mención de cada equipo (gabinetes, etc).
- *Arreglos generales del cuarto de control y de los gabinetes existentes:* Dibujos en planta y elevación.
- *Arreglo de las consolas de control con pantallas-teclado:* Dibujos de distribución.
- *Diagramas de alambrado de Tableros Locales:* Dibujos con conexiones.
- *Hoja de datos de instrumentos:* Parámetros, datos y materiales.

- *Índice de instrumentos:* Identificación por número de cada instrumento.
- *Listas de Puntos de Ajuste:* Parámetros para cada instrumento.
- *Diagramas de Ajuste de Nivel:* Parámetros para indicadores de nivel.
- *Diagramas típicos de instalación y lista de materiales:* Detalles de cómo montarse los instrumentos.
- *Descripción del Control Analógico:* Explicación del funcionamiento en un libro.
- *Hojas de datos de Válvulas de Control:* Parámetros y materiales de las válvulas.
- *Memorias de cálculo de válvulas y placas de orificio:* Fórmulas y operaciones matemáticas.
- *Descripción del control lógico:* Explicación del funcionamiento.
- *Diagramas de alambrado del sistema de control:* Dibujos unifilares con más o dos conductores.
- *Descripción de los enlaces de control con los sistemas de control del ciclo y de auxiliares:* Explicación de las interfaces entre sistemas.
- *Listas de cableados:* Materiales y características.
- *Listas de señales de entrada y salida del sistema:* Referencias y localizaciones.
- *Software básico y del sistema, incluyendo licencias de uso:* Memorias magnéticas y compromisos firmados.
- *Descripción del Hardware:* Explicación de constitución y forma del equipo.
- *Descripción del Software:* Explicación y funcionamiento.
- *Documentación de los Sistemas de comunicación digital:* Protocolos y manuales de buses.
- *Documentación de los Programas de Aplicación:* Datos, manuales y orientaciones.
- *Documentación de la Base de Datos:* Funcionamientos y registros de información.

- *Configuración de Reportes y Displays: Formas de operación.*
- *Manual de montaje y desmontaje de equipos e instrumentos: Indicaciones.*
- *Instructivos y manuales de operación y mantenimiento: Recomendaciones.*
- *Libro de documentos de la Puesta en Servicio: Memoria histórica de la puesta en Servicio.*

2.4.5. DESCRIPCIÓN DE NORMAS Y ESTÁNDARES

Se aplicarán las Normas, Estándares y Especificaciones de CFE siguientes:

Especificaciones de CFE

La Comisión Federal de Electricidad cuenta con un sistema de normalización a nivel empresa por medio del cual se unifican criterios para establecer y emitir los documentos normalizados CFE como son especificaciones, manuales, guías, procedimientos, etc., y de esta manera facilitar la intercomunicación con organismos y empresas ajenos a la institución.

Los documentos normalizados CFE son los documentos técnicos en los que se definen las características de los bienes y servicios que la empresa adquiere y utiliza. Dichos documentos son elaborados con la concurrencia de las áreas de CFE involucradas en cada tema.

Para la modernización propuesta en esta tesis se requiere utilizar los siguientes documentos normalizados de CFE:

CFE E0000-01: Conductores para alambrado de tableros eléctricos.

Esta especificación establece las características del policloruro de vinilo (PVC) para emplearse en el alambrado de tableros eléctricos. Se especifica, por ejemplo, que sea resistente a la propagación de incendios, de baja emisión de humos y de baja toxicidad para una tensión de hasta 600V y una temperatura máxima de 75°C.

CFE E0000-20: Cables de control.

Esta especificación establece las características técnicas de prueba y las condiciones que se deben establecer para los cables de control. Se especifica, por ejemplo, si son con o sin pantalla, con conductores de cobre, así como se hace referencia a su tipo de aislamiento y cubierta de policloruro de vinilo (PVC-LS). Estos cables están destinados a circuitos de señalización, mando, medición y alimentación de circuitos auxiliares de corriente continua o alterna de las instalaciones de CFE.

CFE E0000-23 Cables para instrumentación.

Esta especificación establece las características y pruebas que deben cumplir los cables para instrumentación. Se establece, por ejemplo, que deben contar con aislamiento individual a base de policloruro de vinilo (PVC-LS), que sean resistentes a la propagación de incendio, que tengan baja emisión de humos y baja toxicidad para operar continuamente a una tensión de 300V y a una temperatura de 75°C y que tengan pantalla electrostática y cubierta exterior a base de policloruro de vinilo (PVC-LS) con las mismas características que el aislamiento.

Normas Nacionales:

NMX-CC-003: Sistema de Calidad – Modelo para el Aseguramiento de la Calidad Aplicable al Proyecto/Diseño, la Fabricación, la Instalación y el Servicio. (Equivalente a ISO-9001). Servirá para asegurar la calidad de los sistemas de control modernizados.

NMX-CC-007: Sistema de Calidad – Auditorías de Calidad. Servirá para mantener la calidad de los sistemas de control a través de Auditorías de Calidad.

NOM-009-SCFI: Sistema General de Unidades de Medida. Servirá para que las unidades de medida sean compatibles con los estándares nacionales.

Estándares Americanos:

La simbología que se utiliza en sistemas de control e instrumentos está basada en los estándares del Instrument Society of America (ISA).

ISA-S.51-1984 Simbología e Identificación de Instrumentos.

ISA-56.3-1983 Graphic Symbols for Distributed Control / Shared Display Instrumentation and Logic and Computer Systems.

3

PROPUESTA DE APLICACIÓN

Si siguiendo la secuencia de la metodología para la modernización establecida en el capítulo 2 y mostrada en bloques en la figura 2.2 de esta tesis, se presenta a continuación un ejemplo de propuesta de aplicación para un sistema específico a modernizar: la Línea de Suministro Normal de Agua del Sistema de Condensado(GC).

1. *Identificación de los sistemas de Control existentes que se sustituirán por los modernos.*

El diagrama de Tubería e Instrumentación (DTI) del Sistema de Condensado se muestra en la figura 2.23. De este DTI y del perteneciente al Sistema de Agua de Alimentación (GA) figura 2.21, se extrajo el diagrama de la Línea de Suministro Normal de Agua del Sistema de Condensado, representado en la figura 3.1, entendiéndose esta línea como el conjunto de equipos e instrumentos que trabajan cuando la Unidad Termoeléctrica opera en forma normal, es decir, después de una puesta en servicio de la misma. De esta forma no se consideran por el momento otros sistemas con los cuales opera la línea indirectamente. De acuerdo al análisis de estos sistemas se identifican los puntos de conexión que se consideran en la modernización por medio de un círculo atravesado con una cruz, los cuales son el control de nivel de tanque desgasificador, control manual bombas de agua de condensado y control recirculación flujo mínimo.

2. Identificación del grado de automatización y de los principales sistemas de control.

En los mismos diagramas se observa que los controles existentes tienen un grado o tipo de funcionamiento semiautomático, ya que por ejemplo las bombas de condensado son operadas desde un control manual y protegidas automáticamente.

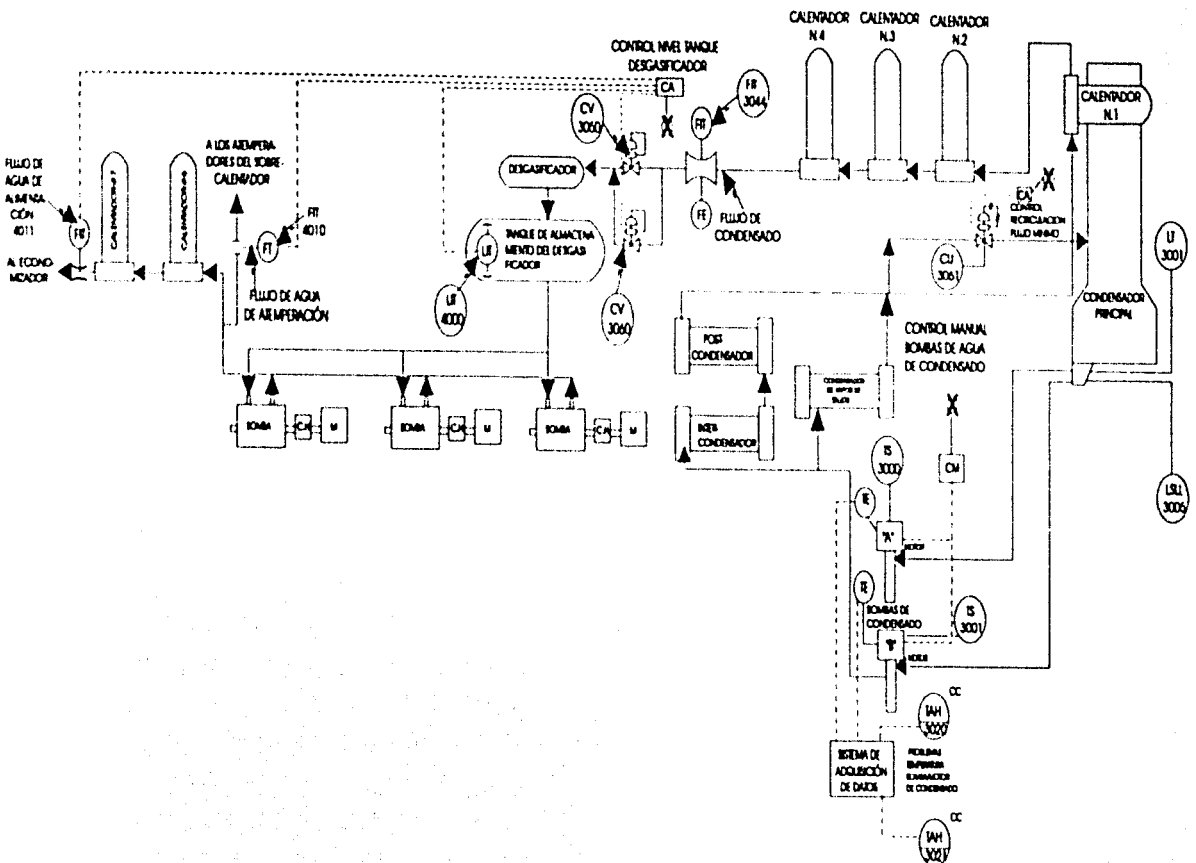
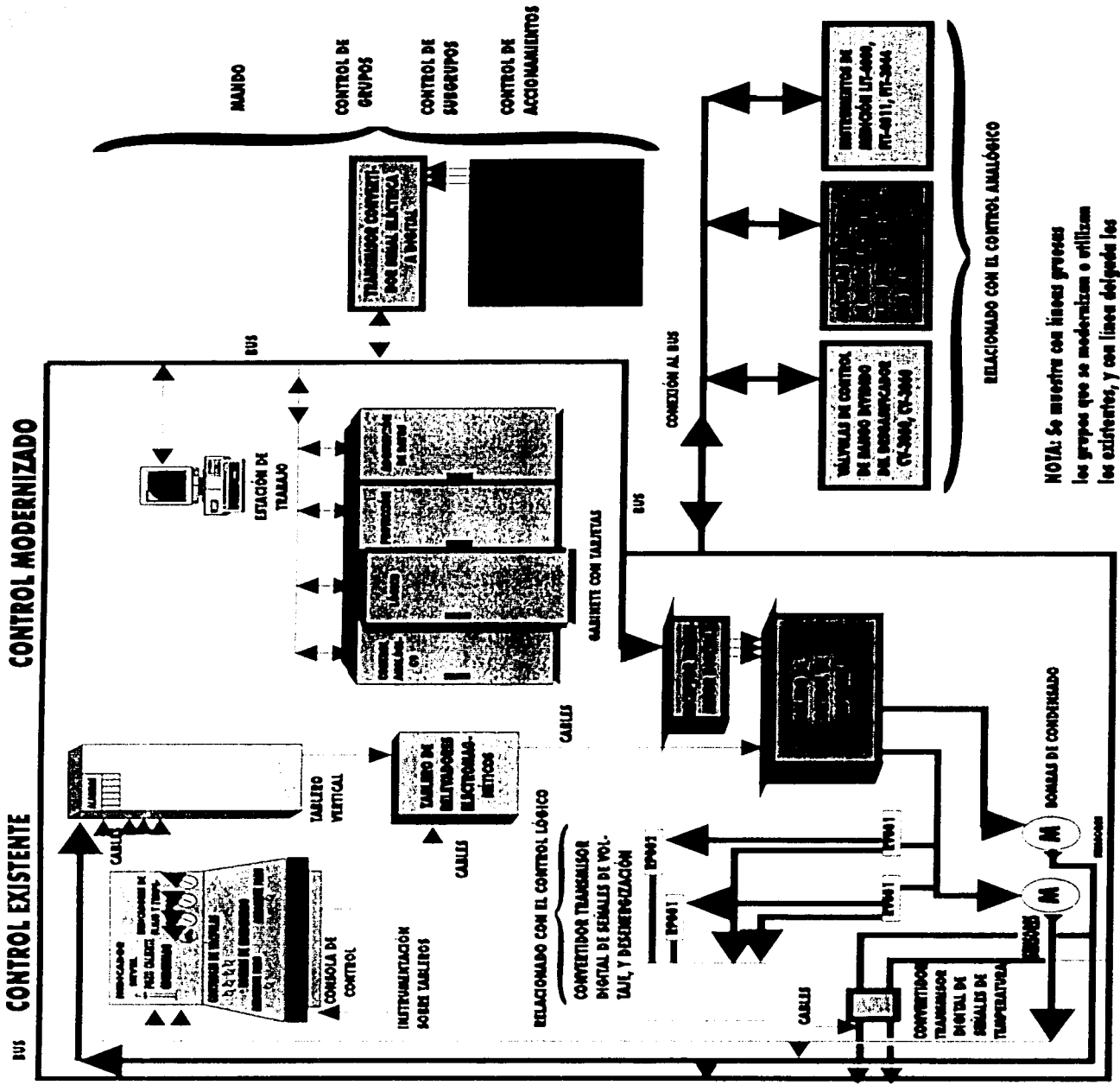


Diagrama de Línea de Suministro Normal de Agua del Sistema de Condensado(GC)

Figura 3.1



NOTA: Se muestra con líneas gruesas los grupos que se modernizan o utilizan los existentes, y con líneas delgadas los existentes que desaparecerán.

Diagrama Unifilar de Control existente y modernizado de Línea de Suministro Normal de agua del Sistema de Condensado
 Figura 3.2

El sistema de control a modernizar contiene dos partes: una que comprende el control lógico de las Bombas de Condensado y otra correspondiente al control analógico.

Ambas partes se muestran en la Fig. 3.2 donde se observan los controles existentes y los sustitutos modernizados.

Se observa en la misma figura que los controles existentes de arranque y paro de bombas son a base de pistolas colocadas en la consola de control. Estos controles son típicamente manual y/o semiautomático con un grado de automatización inferior al control a modernizar que se propone y cuyas operaciones son dirigidas por software (automáticas).

3. *Establecer los arreglos ergonómicos adecuados a operadores y máquinas.*

La ergonomía del sistema modernizado se manifiesta en su interfase hombre-máquina por medio de una pantalla en la estación de trabajo que funciona con otras en forma compartida conectándose todas las pantallas a través del bus con los componentes de la planta, obteniéndose así referencia y actuación sobre los instrumentos de la unidad termoelectrica en un área limitada de 24" diagonales de pantalla.

La estación de control y sus gabinetes con Tarjetas localizados ambos en el mismo cuarto de Control, permiten una fácil adaptación e instalación del control moderno, el cual se compone por el control lógico y analógico como se indica a continuación.

4. *Creación de la especificación técnica.*

Aquí básicamente se definen las condiciones técnicas del equipo existente, así como las condiciones con que operará el sistema modernizado.

Control lógico de las Bombas de Condensado

Las operaciones de arranque y paro de cada bomba de condensado se ejecutan en forma manual desde la consola de control con los operadores. Estos observando los indicadores del nivel del pozo caliente del condensador manipulan las pistolas de arranque y paro de las bombas de condensado, estas operaciones se podrán continuar efectuando manualmente en el sistema modernizado, además que éste normalmente deberá efectuar las operaciones mencionadas en forma automática.

Los diagramas de Control Lógico que muestran como operar equipos mecánicos y eléctricos son los siguientes:

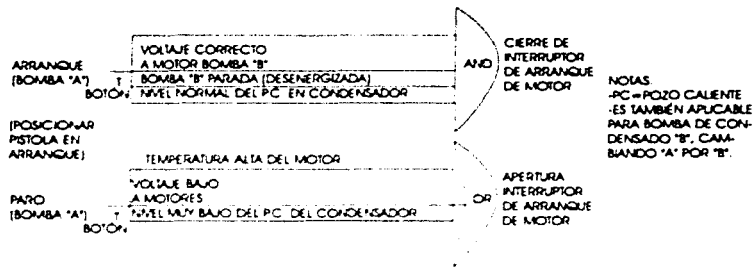


Diagrama Lógico de Operación manual aplicable para Bomba de Condensado "A" o "B"
Figura 3.3

Los diagramas de Control Lógico de la Figura 3.3 indican la forma en como se arranca y para manualmente cada bomba de condensado. Para el arranque de cualquier bomba deben cumplirse los permisivos de existencia de voltaje para motor, nivel correcto del pozo caliente y que la otra bomba esté parada.

El paro de la bomba se puede efectuar directamente con las pistolas control o automáticamente por alta temperatura, bajo voltaje o nivel bajo del pozo caliente. Por esta razón, el control es semiautomático. En la figura 3.3 solamente se muestra el control de la bomba de condensado "A", pero lo mismo se aplica para la "B".

El Sistema Moderno de Control Automático evaluará las condiciones lógicas anteriores mediante sus circuitos electrónicos programados para funcionar en operación normal o de emergencia.

Normalmente, en la lógica alamburada existente, las condiciones antes indicadas significan entradas y salidas de señales binarias, las cuales aparecen tipificadas en la lista de Entradas/Salidas binarias como se presenta en la tabla 3.1.

PARTIDA	No. De Identificación	Sistema de Condensado	No. DTI	EB	SB
			M-302		
1	LSLL-3005	NIVEL POZO CALIENTE	(GC)	0	1
2	LT-3001	NIVEL NORMAL POZO CALIENTE COND.	(GC)	0	1
3	TSH-3000	TEMPERATURA MOTOR BOMB. COND. A	(GC)	0	1
4	TAH-3020	ALARMA PARA MODTOR BOMBA COND.	(GC)	0	1
5	RV-001	VOLTAJE CORRECTO A MOTOR BOMBA COND. A	(GC)	0	1
6	RV-002	VOLTAJE CORRECTO A MOTOR BOMBA COND. B	(GC)	0	1
7	RP-001	BOMB. COND. B DESENERGIZADA	(GC)	0	1

DTI=Diagrama de Tubería Instrumentación

EB=Entrada Binaria

SB=Salida Binaria

LSLL= Interruptor de nivel de muy bajo nivel

TS= Interruptor de temperatura

TAH= Alarma de temperatura alta

(GC)= Letras que identifican el sistema en el DTI

Lista de Entradas/Salidas binarias
Tabla 3.1

La tabla 3.1 sirve para conocer el número de entradas y salidas binarias relacionadas con cada condición a cumplir por cada sistema de control del proceso, en este caso es el sistema de condensado y cada instrumento se identifica con su número de identificación siendo sus primeras letras indicadoras de la función que efectuará (p.e. TS= Interruptor de Temperatural, Temperature Switch) tomadas de la nomenclatura ISA y el No. siguiente que corresponde a la contabilización de instrumentos que se hace en la Unidad Termoeléctrica).

Los diagramas unifilares indican las conexiones eléctricas de los instrumentos de medición y protección de los equipos Eléctricos cuyas condiciones también influyen en los diagramas lógicos dentro de la lógica de Protección. En la Fig. 3.2 aparece un diagrama con su detección de funcionamiento de motor de una bomba de condensado por potencia consumida.

Los dibujos de Instrumentación sobre tableros de Control como los mostrados en la Fig. 3.2 sirven para ilustrar como se encuentra la distribución del equipo de control existente.

Control Analógico

Los instrumentos pertenecientes al control analógico son los que frecuentemente se tienen que modernizar por obsolescencia y falta de refacciones.

El Sistema de Condensado desde el punto de vista de proceso comienza en el Condensador y termina en las válvulas en rango dividido a la entrada del desgasificador.

El sistema de control del agua del sistema de condensado requiere contar para su funcionamiento con instrumentos en el sistema de agua de alimentación, como son los FIT-4010, FIT-4011, LC-4000, es por ello que en el diagrama de línea de suministro normal de agua del sistema de condensado (Fig. 3.1.) se muestran instrumentos y equipos del sistema de agua de alimentación.

El contenido de la información de los diagramas funcionales de control analógico corresponde al del Tipo C05 clasificado en el punto 2.2.2., Características detalladas, para el control de nivel rango dividido con tres elementos de medición (De lazo cerrado), aplicable en: Nivel del Desgasificador (Tres elementos) que son:

Elemento 1: Nivel del Tanque de almacenamiento del Desgasificador.

*Elemento 2 :*Flujo de Condensado.

Elemento 3: Flujo de Agua de Alimentación + Flujo de Agua de Atemperación al Sobrecalentador.

Durante la operación a carga baja es suficiente el control con un elemento donde el Nivel del Tanque del Desgasificador se compara con un punto de ajuste o valor prescrito y la señal de error se alimenta a un controlador de acción proporcional + integral.

Cuando la carga es superior al valor considerado de baja carga, se transfiere el control de uno a tres elementos y la señal del controlador del nivel se suma con la señal del flujo total de agua de alimentación y se aplica como punto de ajuste a la medición del flujo de condensado. Entonces en un modo de Control en Cascada la diferencia va a otro controlador de acción proporcional + Integral (PI).

La señal en el arreglo de Control de uno o tres elementos va a las válvulas de Control a través de sus estaciones selectoras auto/manual, en el modo rango dividido.

Todos estos instrumentos consisten en: medidor Transmisor de Nivel del Desgasificador (LIT-4000), Medidor de Flujo de Agua de Alimentación al Condensador (FIT-4011), Medidor de Flujo de Agua de Condensado (FIT-3044), Válvulas de Control de Rango Dividido (CV-3050 y CV-3060), y el control analógico de nivel del tanque Desgasificador, que serán sustituidos con equipo moderno como son válvulas de control inteligentes.

Los mismos pasos convenientemente aplicados se seguirán con el control de flujo de recirculación mínima. En los dibujos de Arreglos de Instrumentos sobre tableros se puede observar sobre la consola a los botones, pistolas e indicadores y sobre los tableros verticales las alarmas en sus partes superiores. Ver la figura 3.2.

En los diagramas de balance de calor (Heat Balance) se pueden obtener las cantidades de flujos, temperaturas, presiones y valores energéticos a diferentes cargas de la unidad, sirviendo estos dibujos y diagramas para revisar los equipos existentes y para diseñar mejor los modernos.

El número de entradas y salidas analógicas se muestran tipificadas en la lista siguiente.

PARTIDA	No. De Identificación	Sistema de Condensado	No. DTI M-302	EA	SA
1	FIT-4011	FLUJO DE AGUA DE ALIM. AL ECONOMIZADOR	GA	0	1
2	FIT-4010	FLUJO DE AGUA DE ALIM. PARA ATEMPERADORES DEL SOBRECALENTADOR	GA	0	1
3	LIT-4000	MEDICIÓN DEL NIVEL DEL TANQUE DEL DESGASIFICADOR	GA	0	1
4	FIT-3044	MEDICIÓN DE CONDENSADO AL DESGASIFICADOR	GC	0	1
5	CV-3050	VÁLVULA DE CONTROL A ALTAS CARGAS	GC	0	1
6	CV-3060	VÁLVULA DE CONTROL DE BAJAS CARGAS	GC	0	1

DTI=Diagrama de Tubería Instrumentación
EA=Entrada Analógica
SA=Salida Analógica

FIT=Indicador Transmisor de Flujo
LIT=Indicador Transmisor de Nivel
CV=Válvulas de Control

(GA) y (GC) Letras que identifican el sistema en el DTI.

Lista de Entradas/Salidas analógicas Tabla 3.2

Todas las características antes detalladas se subordinan a las características funcionales, las cuales marcan generalidades y son mencionadas en el inciso 2.2.1, quedando así integrada la Especificación de las Características Técnicas.

4

CONCLUSIONES

La metodología propuesta en esta tesis proporciona la dirección básica para realizar una modernización del sistema de control de una Unidad Termoeléctrica, y presenta las ventajas de ser una herramienta que puede aplicarse teniendo siempre un criterio de actualización, ya que aún cuando los sistemas de proceso y control existentes son iguales a los que se tratan en esta tesis, puede haber cambios en la tecnología que hagan que se deban mantener revisiones periódicas a lo propuesto en este trabajo.

Actualmente las especificaciones para la modernización son bastantes generales, no estando soportadas por una metodología que asegure precisión y un desarrollo completo como la propuesta en esta tesis.

Después de haberse realizado este trabajo de Tesis se concluye lo siguiente:

1. Se logra el objetivo perseguido de desarrollar una metodología para la modernización de Sistemas de Control en Centrales Termoeléctricas de CFE, logrando definir la información requerida para crear la especificación de las características técnicas de los sistemas de Control que se deseen modernizar.
- Todo lo anterior queda validado debido a que se define un orden y pasos a seguir en el análisis de las condiciones y necesidades de la modernización de Sistemas de Control en Centrales Termoeléctricas, los cuales pueden seguirse en cualquier otro proyecto de la misma índole, ya que la información en la que se basan los análisis de los sistemas es general para las Centrales Termoeléctricas en cuestión.

2. La aportación de este trabajo de Tesis para CFE se enfoca a lo siguiente:

- El seguimiento de una metodología comprensible como la aquí presentada, disminuye los esfuerzos en la definición de las acciones a seguir al efectuar modernizaciones en Centrales Termoeléctricas.
- La metodología propuesta provee la información básica para la realización de los procedimientos para la elaboración de modernizaciones de Centrales Termoeléctricas que requieren las empresas de ingeniería relacionadas.

3. Los resultados relevantes que se perciben en esta metodología son los siguientes:

- Dejan claramente identificados los sistemas de proceso y de control, para estudiarlos con proveedores y conocer si existen suministros de partes de repuestos, para entonces considerar sus sustituciones por equipo moderno.
- Distinguen cada uno de los enlaces de las jerarquías de control con la importancia de sus procesos.
- Aprovechan al máximo el equipo de control existente dentro de una automatización total.
- Tanto la metodología como los contenidos de la especificación, son posibles de actualizarse de acuerdo a las innovaciones que surjan en el futuro y de adaptarse en cada proyecto.
- El contenido de la especificación que es producto del análisis de la metodología y de los conceptos requeridos en cada modernización, dan idea completa del alcance de suministro y de las responsabilidades tanto de CFE como de los contratistas.

4. En cada uno de los pasos de la metodología desarrollada en esta tesis y mencionados a continuación, se confirma su consistencia dentro del análisis para los objetivos de la metodología

- Con la Identificación de los Sistemas de Control Existentes que se sustituirán o enlazarán con los modernos queda determinado el alcance de los sistemas.
- Con la Identificación del Grado de Automatización queda definida la funcionalidad.
- Al Establecer Arreglos Ergonómicos Adecuados a Operadores y Máquinas se cumple con el mejoramiento de las condiciones de trabajo del Personal y Equipos.

- Con la Creación de la Especificación Técnica se especifica lo que se desea en la modernización, para que los proveedores den cumplimiento.

5. También se obtuvieron las observaciones siguientes:

- La automatización completa funciona después de la puesta en servicio de una unidad termoeléctrica cuando ya todos sus sistemas de proceso y control se encuentran individualmente probados y listos para su operación en conjunto.
- Finalmente se desprende que no hay un sistema más importante que otro, y que de cada uno se requiere exactitud y velocidad de funcionamiento, para lograr el punto óptimo en la generación de la unidad termoeléctrica.
- Cada unidad termoeléctrica de acuerdo a su tipo y modelo de control puede tener un suministro de partes de repuesto diferentes.
- La metodología se completa para su aplicación en cada unidad termoeléctrica con sus informaciones técnicas, que son documentos y dibujos y los detalles deben ser vistos en esta información.

Las definiciones y determinaciones obtenidos en los pasos antes citados, aseguran la calidad en el cumplimiento de los propósitos de la metodología.

APÉNDICE "A": GLOSARIO DE TÉRMINOS

Los principales términos utilizados en esta tesis son definidos en forma alfabética a continuación.

Automatización	Realización de operaciones programadas sin la intervención de operadores.
Central Termoelectrica	Conjunto de Unidades Termoeléctricas, para suministrar energía eléctrica en forma ininterrumpida a grandes demandas de cargas en Ciudades e Industrias.
Comisión Federal de Electricidad	Organismo creado dentro de la legislación mexicana con carácter de empresa descentralizada para vigilar, desarrollar y administrar la producción y distribución de Energía Eléctrica para beneficio de México.
Control Analógico	Sistema que controla a base de Señales Analógicas.
Control de Protección	Sistema que opera en forma independiente y prioritariamente a cualquier otro sistema de control, para evitar daños.
Control Derivativo	Una acción de control con una salida que es proporcional al intervalo de cambio de la señal de error. El control derivativo anticipa la diferencia de magnitud entre las variables de proceso y el punto de ajuste(setpoint).
Control Integral	Una acción de control que elimina el desplazamiento inherente al control proporcional.
Control Manual	El que normalmente efectúa uno o varios operadores, sin la intervención del equipo de control automático.
Control Proporcional	Una acción de control con una salida que es proporcional a la desviación de la variable controlada a partir de su punto de ajuste (setpoint).
Cuarto de Control	Salón con aire acondicionado donde se localizan las consolas o estaciones de control.
Cuarto de	Compartimento con aire acondicionado donde se localizan los

Gabinetes	gabinetes de Control que continúa a los módulos electrónicos de medición y control lógico.
Ergonomía	Literalmente originaria de las raíces ergo+nomos, que significa ley del Trabajo. Es una rama de la Ingeniería Industrial que estudia la adaptación del hombre a la máquina y viceversa.
Fieldbus Foundation	La organización localizada en Austin Texas, que desarrolla una red de comunicación estándar digital (fieldbus) para aplicaciones de proceso de control. La red desarrollada por la Fundación es llamada Fieldbus Foundation.
Hardware	Conjunto de circuitos lógicos y dispositivos electromecánicos que forman un sistema de cómputo.
Jerarquización	Ordenamiento por categorías de importancia, que se les concede a los sistemas de control.
Profibus	Una familia de protocolos de comunicación, que es el sistema de comunicación líder en Europa; es usado alrededor del mundo en manufactura, procesos, y automatización.
Protocolo	La secuencia exacta de bits, caracteres y códigos de control usados para transferir datos entre computadoras y periféricos a través de canales de comunicación.
RS-232	Norma más usual para la transmisión de información serie en una PC.
RTD	Resistance Temperature Detector – una sonda metálica que mide la temperatura, basándose en el coeficiente de resistividad.
Sistema de Adquisición de Datos	Sistema que recolecta y mide señales eléctricas provenientes de sensores, transductores o instalaciones de prueba para introducirlas y procesarlas en una computadora.
Sistema de Control Distribuido	Sistema de control de proceso a gran escala caracterizado por una red distribuida de procesadores y subsistemas de entrada/salida que comprende al control, interface de usuario, recolección de datos, y administración del sistema.
Software	Denominación que expresa lo que no es material en un sistema informático.
Tiempo Real	Una propiedad de un evento o sistema en el cual los datos se procesan como son adquiridos, en lugar de ser acumulados y procesados un tiempo después.
Unidad Termoeléctrica	Conjunto de Equipos Principales compuestos por Turbogenerador, Generador de Vapor y Auxiliares, para producir energía eléctrica a partir del ciclo Rankine Regenerativo.

APÉNDICE "B": SIMBOLOGÍA

A continuación se muestra una tabla con los principales símbolos usados en los diagramas de esta tesis, siguiendo con otra tabla que muestra el significado de las letras de las variables de los instrumentos representados en un círculo. La identificación de instrumentos está basada en los estándares ISA-S.51-1981 "Simbología e Identificación de Instrumentos", ISA-S6.3-1983 "Graphic Symbols for Distributed Control/Shared display instrumentation, logic and Computer Systems".









































	Instrumento para una sola variable		Válvula normalmente abierta		Válvula de cuatro vías		Reducción de Tubería
	Instrumento montado en el frente del tablero central		Válvula normalmente cerrada		Válvula de no retorno		Drenaje
	Instrumento montado en el frente de un tablero local		Válvula con actuador típico		Compuerta motorizada		Filtro
	Instrumento montado atrás o en el interior al tablero local		Válvula de solenoide		Ventiladores Tiro Inducido		Control Binario
	Instrumento montado en el frente del tablero local		Válvula auto-operada		Ventiladores Tiro Forzado		Control Analógico
	Identificación para entrada de computadora		Válvula con posicionador		Bombas de Desplazamiento Positivo		Control Manual
	Punto de enlace		Válvula de alivio con solenoide		Bombas de Pozo		Venteo Atmosférico
	Señal eléctrica		Válvula estrangulada		Interenfriadores		Electro-Hidráulico
	Suministro de aire		Válvula de ángulo de solenoide		Post-enfriadores		
	Tubo capilar		Válvula de bola		Venturi		

Tabla de instrumentos:

Símbolo	Significado	Símbolo	Significado
AE	Elemento Primario de Análisis	PALL	Alarma de Presión muy Baja
AIT	Transmisor con Indicación de Análisis	PI	Indicador de Presión
AW	Prueba de Análisis	PIC	Controlador de Presión con Indicación
CC	Controlador de Conductividad	PIT	Transmisor con Indicación de Presión
CE	Elemento Primario de Conductividad	PR	Registrador de Presión
CIT	Transmisor de Conductividad con Indicación	PSHL	Interruptor de Presión Alto y Bajo
CR	Registrador de Conductividad	PSL	Interruptor de Presión Bajo
FE	Elemento Primario de Flujo	PSLL	Interruptor de Presión muy Bajo
FI	Interruptor de Flujo	RSV	Válvula de Seguridad de Presión
FIT	Transmisor de Flujo con Indicación	PV	Válvula de Control de Presión
FSL	Interruptor de Flujo Bajo	TAH	Alarma de Temperatura Alta
FSLH	Interruptor de Flujo Alto y Bajo	TC	Controlador de Temperatura
LAH	Alarma de Nivel Alto	TE	Elemento Primario de Temperatura
LAHL	Alarma de Nivel Alto y Bajo	TIC	Controlador de Temperatura con Indicación
LAL	Alarma de Nivel Bajo	TISH	Interruptor Indicador de Temperatura Alta
LALL	Alarma de Nivel muy Bajo	TSH	Interruptor de Temperatura Alta
LI	Indicador de Nivel	TSHH	Interruptor de Temperatura muy Alta
LIC	Controlador de Nivel con Indicación	TSL	Interruptor de Temperatura Baja
LIT	Transmisor con Indicación de Temperatura	TT	Transmisor de Temperatura
LSH	Interruptor de Nivel Alto	TV	Válvula de Control de Temperatura
LSHH	Interruptor de Nivel muy Alto	UV	Válvula de Control Multivariable
LSHL	Interruptor de Nivel Alto y Bajo	ZS	Interruptor de Posición
LSL	Interruptor de Nivel Bajo	ZSH	Interruptor de Posición Abierta
MI	Indicador de Humedad	ZSL	Interruptor de Posición Cerrada
PAH	Alarma de Presión Alta	ZT	Transmisor de Posición
PAL	Alarma de Presión Baja		

BIBLIOGRAFÍA

- Plantas Eléctricas Teoría y Proyectos, Luca M. Carlos, De Representaciones y Servicios de Ingeniería, México D.F.
- Publicaciones de CFE, Gerencia de Generación y Transmisión.
- Frederick T. Et Morse M., Centrales Eléctricas, C.E.C.S.A.
- T.H.Carr "Electric Power Stations", Chapman and Hall, Ltd.
- González Apaolaza "Plantas Eléctricas", Trillas
- Measurement and Automation Catalogue, National Instruments 1999.
- Documentos Normalizados de CFE, LAPEM, Universidad de Colima, 1999.