

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

**Instrumentación y Control de una Planta
Termoeléctrica de Combustible Fósil**

T E S I S

Que para obtener el título de:
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA
Area de Sistemas Eléctricos y Electrónicos

p r e s e n t a n :

**ARMANDO AMARO BALLESTEROS
JOSE LUIS PEREZ SORIANO
VICTOR SANCHEZ CADENA**



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.

PROLOGO

El trabajo presentado en esta tesis, es parte del esfuerzo de la Facultad de Ingeniería de la UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO para proporcionar a los alumnos del último semestre de la carrera, un proyecto de interés práctico y actual que los motive y prepare para un buen desempeño de la carrera de Ingeniería.

En este caso, el proyecto toca aspectos relativos a la instrumentación industrial que recientemente ha recibido un gran impulso como especialización de la ingeniería debido a su explosiva evolución, que además de deberse a la industrialización del país, se debe también a la complejidad que han adquirido los sistemas de control de las plantas de proceso y al uso de tecnologías electrónicas, analógicas y digitales.

Para este trabajo se contó con el apoyo de la Gerencia de Proyectos termoelectricos de la COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD, del Departamento de Instrumentación y Control del INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELECTRICAS, así como de compañías fabricantes en esta rama para lograr darle a esta tesis el enfoque realístico que pretende la unión Escuela-Industria.

CARLOS FERNANDEZ VARELA

INDICE

INTRODUCCION	1
I. <u>SENSORES Y TRANSMISORES.</u>	
I.1 CONCEPTOS GENERALES.	3
I.1.1 Variables.	
I.2 MEDICION DE PRESION.	5
I.2.1 Elementos de columna de líquido.	
I.2.2 Elementos elásticos.	
I.3 MEDICION DE NIVEL.	14
I.3.1 Métodos directos.	
I.3.2 Métodos inferenciales o indirectos.	
I.4 MEDICION DE FLUJO.	27
I.4.1 Medidores diferenciales de presión.	
I.4.2 Medidores de área variable.	
I.4.3 Medidores de tipo turbina.	
I.5 MEDICION DE TEMPERATURA.	44
I.5.1 Medidores mecánicos.	
I.5.2 Medidores eléctricos.	
I.6 TRANSMISORES ELECTRONICOS Y NEUMATICOS.	63
I.6.1 Transmisores electrónicos.	
I.6.2 Transmisores neumáticos.	
II. <u>ELEMENTOS Y FUNCIONES DE CONTROL.</u>	
II.1 CONCEPTOS GENERALES.	75
II.1.1 Elementos de análisis para controlar los procesos.	
II.2 MODOS DE CONTROL Y SU IMPLEMENTACION NEUMATICA Y ELECTRO NICA.	79
II.2.1 Control de dos posiciones.	

II.2.2	Control proporcional.	
II.2.3	Control proporcional más integral.	
II.2.4	Control proporcional más derivada.	
II.3	DINAMICA DE LOS PROCESOS BAJO LOS MODOS DE CONTROL.	98
II.3.1	Comportamiento dinámico bajo el control de dos posiciones.	
II.3.2	Comportamiento dinámico bajo el control proporcional.	
II.3.3	Comportamiento dinámico bajo el control proporcional más integral.	
II.4	VALVULAS DE CONTROL.	111
II.4.1	Tipos de cuerpos.	
II.4.2	Características de las válvulas de control.	
II.4.3	Selección de características de válvulas de control.	
II.5	ESQUEMAS DE CONTROL DE VARIABLES MULTIPLES.	121
II.5.1	Control en cascada.	
II.5.2	Control de impulso hacia adelante con realimentación.	
II.5.3	Control de relación entre variables de distintas dimensiones.	
II.5.4	Control anticipatorio con retroalimentación.	
II.5.5	Control anticipatorio con retroalimentación combinado con cascada.	
II.5.6	Control de dominio a través de un selector.	
II.5.7	Control de relación con ajuste automático.	
II.5.8	Control de rango dividido.	
III.	<u>DESCRIPCION DE UNA PLANTA TERMOELECTRICA.</u>	
III.1	CONCEPTOS GENERALES.	135
III.1.1	El ciclo de Carnot.	
III.1.2	El ciclo Rankine y sus modificaciones.	
III.2	SISTEMA DE AGUA DE ALIMENTACION.	147
III.2.1	Equipo principal.	
III.3	SISTEMA DE VAPOR.	149
III.3.1	Equipo principal.	
III.4	SISTEMA DE CONDENSADO.	155
III.4.1	Equipo principal.	
III.5	SISTEMA DE AGUA DE CIRCULACION.	159
III.5.1	Equipo principal.	

III.6 SISTEMA DE AIRE Y GASES.	162
III.6.1 Equipo principal.	
III.7 SISTEMA DE COMBUSTIBLE.	166
III.7.1 Combustible líquido (combustoleo).	
III.7.2 Combustible gaseoso.	
III.7.3 Combustible sólido.	
III.8 SISTEMAS AUXILIARES.	176
IV. <u>CONTROLES DE UNA PLANTA TERMOELECTRICA.</u>	
IV.1 CONCEPTOS GENERALES.	179
IV.1.1 Conceptos de control y definiciones básicas.	
IV.2 CONTROL MAESTRO.	187
IV.2.1 Generador de vapor en seguimiento.	
IV.2.2 Turbina en seguimiento.	
IV.2.3 Modo de control coordinado.	
IV.3 CONTROL DE COMBUSTION.	194
IV.3.1 Razón de combustión.	
IV.3.2 Eficiencia de la combustión.	
IV.4 CONTROL DE PRESION DEL HOGAR.	203
IV.5 CONTROL DE AGUA DE ALIMENTACION.	207
IV.6 CONTROL DE TEMPERATURA DE VAPOR.	211
IV.6.1 Sistema de control de temperatura de vapor sobrecalentado.	
IV.6.2 Sistema de control de temperatura de vapor recalentado.	
IV.7 CONTROL DEL CONDENSADO.	214
IV.7.1 Control del nivel del pozo caliente.	
IV.7.2 Control de condensado.	
IV.8 CONTROL DE TEMPERATURA DE AIRE.	221
IV.8.1 Control de temperatura de la mezcla aire/combustible.	
IV.8.2 Control de temperatura del calentador aire/vapor.	
IV.9 CONTROL DE TURBINA.	225
IV.9.1 Control de turbina Mecano-Hidráulico	
IV.9.2 Regulación de frecuencia.	
V. <u>LOS SISTEMAS DIGITALES Y SU APLICACION A UNA PLANTA TERMOELECTRICA.</u>	

V.1	CONCEPTOS GENERALES.	231
V.2	FUNCIONES PRINCIPALES DE LOS SISTEMAS DIGITALES.	232
V.2.1	Adquisición y procesamiento de datos.	
V.2.2	Control lógico.	
V.2.3	Regulación o control analógico.	
V.3	EQUIPOS PRINCIPALES DE LOS SISTEMAS DIGITALES.	242
V.3.1	Data logger y adquisición y procesamiento de datos.	
V.3.2	Controladores programables.	
V.3.3	Control digital directo.	
VI.	<u>CRITERIOS DE DISEÑO DE CUARTOS DE CONTROL.</u>	
VI.1	CONCEPTOS GENERALES.	251
VI.2	TABLEROS DE CONTROL.	256
VI.2.1	Características de diseño.	
VI.3	DISEÑO MODERNO DE CUARTOS DE CONTROL.	262
VI.3.1	Requerimientos ergonómicos para el diseño de cuartos de control.	
VI.3.2	Características de cuartos de control modernos.	
	CONCLUSIONES.	273
	APÉNDICE.	277
	BIBLIOGRAFIA.	291

INTRODUCCION

El mundo actual está siendo caracterizado por constantes cambios de orden social, económico y tecnológico; este último afecta a la ingeniería, lo que influye para que el ingeniero tenga que realizar un gran esfuerzo para mantener sus conocimientos al día, debido a que la dinámica en la generación de tecnología y el avance de la ciencia han ampliado al alternativas (sofisticando las herramientas de que dispone en el análisis) para la solución de los problemas, mismos que se han complicado a su vez por los avances económicos y sociales.

Dentro de estos cambios tan pronunciados, la generación de energía eléctrica en nuestro país juega un papel preponderante para el impulso de los ordenes antes mencionados. De aquí que, siendo un pilar del desarrollo y de la infraestructura del país, deba ésta en consecuencia, suministrarse en forma segura y económica.

Lo anterior implica aspectos de eficiencia de procesos, conservación de recursos y disponibilidad de los sistemas. Para conseguir esto último los sistemas de control automático se hacen imprescindibles como partes-esenciales en la operación de las grandes centrales eléctricas, con el afán de reducir al mínimo los errores humanos, mejorar la eficiencia y -

disminución de los costos de operación. Es así como los mismos avances - en la industria dedicada al diseño, aplicación y fabricación de equipos de medición y control automático son de gran importancia, poniendo a disposición del ingeniero las herramientas y técnicas que le proporcionan - los mejores resultados, sin embargo; el ingeniero instrumentista tiene - la responsabilidad de encontrar la más adecuada manera de utilizar estos avances y determinar con precisión la tecnología a usar, teniendo como - base la experiencia obtenida en casos similares.

La presente tesis plantea a grosso modo la problemática de la automa- tización de una planta termoeléctrica de combustible fósil y la filoso- fía que se emplea para la solución en el control de cada uno de sus sis- temas, haciendo uso de la automatización.

Como antecedente se tiene que en los últimos años, la Comisión Fede- ral de Electricidad ha incrementado estudios para preparar manuales y -- guías de diseño; estableciendo la metodología para mejorar la disponibi- lidad y confiabilidad en temas de medición y control, y así mantener ac- tualizadas las especificaciones relacionadas con dichos sistemas.

I

Sensores y Transmisores

I.1 CONCEPTOS GENERALES.

Un factor muy importante para la operación de una planta termoeléctrica lo constituye, sin duda alguna, la gran variedad de instrumentos que contribuyen a la mejor operación y mayor productividad en la generación de energía eléctrica.

La Instrumentación sirve como herramienta para realizar en forma más eficiente, rápida y segura las actividades propias de la operación de una planta termoeléctrica.

Para seguir adelante con este tema, conviene definir en forma breve y moderna lo que es la Instrumentación.

La Instrumentación puede definirse, como el conjunto de conocimientos y actividades relacionadas con los instrumentos cuyo objeto es la medición, registro, transmisión, control y procesamiento de características físicas o químicas de un sistema, normalmente conocidas como variables del proceso.

Un instrumento puede estar dotado de los dispositivos necesarios para medir, mostrar, registrar y aun regular una o varias variables en condiciones óptimas. Esto es posible, debido a que los instrumentos re-

accionan a los mismos estímulos de una manera siempre igual durante el tiempo de operación, que puede ser de 24 horas al día. Esto resulta ser una gran ventaja del instrumento, en relación a un operador, ya que este último está sujeto a errores debido a cansancio o distracción y comportamientos diferentes unos de otros.

I.1.1 VARIABLES.

Como lo definimos anteriormente, las variables son las variaciones o cambios que sufren las condiciones de un proceso. De aquí que, los instrumentos deben ser capaces de medir estos cambios, para posteriormente realizar otras tareas como podrían ser: indicar, registrar, transmitir, controlar, etc. estas mismas variables.

De lo anterior podemos concluir que la actividad común a cualquiera de las funciones de la Instrumentación es la de medir, por lo tanto la Instrumentación debe estar dotada de elementos sensores, que al igual que los sentidos humanos detecten el valor de las variables siguiendo principios físicos o químicos conocidos.

En el ambiente de la Instrumentación, estos sensores son comúnmente conocidos como "Elementos primarios de medición".

A los elementos que se encargan de detectar la magnitud escalar inducida por el elemento primario de medición, cuando éste no es capaz de detectarlo, se le conoce como "Elemento secundario de medición". Es frecuente confundir los elementos primarios y secundarios de medición, ya que en algunos instrumentos se conjuntan, de manera que es prácticamente imposible determinar en donde termina uno y en donde comienza el o -

tro, pero esto se verá con más detalle a través del estudio de cada una de las variables del proceso.

I.2 MEDICION DE PRESION.

Para poder hablar de presión, debemos definir antes a qué tipo de presión nos referimos, para tal efecto nos podemos auxiliar de la Fig. I.2.1 para definir los siguientes conceptos :

Presión Absoluta.

Llámesese presión absoluta, a toda aquella presión arriba de un perfecto vacío también llamado cero absoluto (línea A-A').

Presión Atmosférica.

Es la presión ejercida por la atmósfera terrestre, esta presión varía con la altitud y las condiciones atmosféricas de donde se mida; y tenemos que al nivel del mar resulta ser de 14.7 psia o 760 mm de mercurio absolutos. Esta presión es también conocida con el nombre de presión barométrica (punto B).

Presión Manométrica.

Generalmente se le llama presión manométrica a toda aquella presión que se encuentra arriba de la presión atmosférica del lugar, y tendremos que el cero de la presión manométrica corresponde con el valor de la presión atmosférica del lugar.

Esta presión puede ser medida por un instrumento que mida la diferencia entre la presión desconocida y la presión atmosférica existente

(línea B-C).

Vacío.

Se considera presión de vacío, a toda aquella presión abajo de la presión atmosférica hasta el cero absoluto.

A menudo esta presión es medida por el mismo tipo de instrumento que mide presión manométrica, es decir, utiliza el mismo principio de restar a la presión desconocida el valor de la presión atmosférica del lugar, como resultado obtendremos una presión negativa (línea B-D).

Presión Diferencial.

Es definida como la diferencia entre dos presiones medidas (línea F-F') cuando ninguna de ellas es vacío absoluto o presión atmosférica.

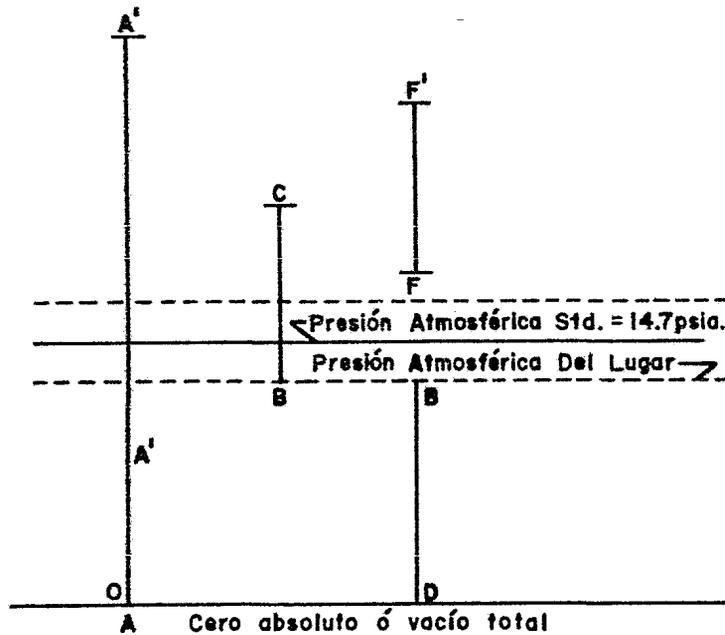


Fig. I.2.1

Podemos dividir en dos grandes grupos a los medidores de presión :

1. Columna de líquido. La densidad y la altura del líquido se utiliza para medir la presión.
2. Elementos elásticos. Pueden ser metálicos con o sin resorte de oposición o no metálicos con resorte de oposición.

I.2.1 ELEMENTOS DE COLUMNA DE LIQUIDO.

Utilizados principalmente para uso de laboratorio y calibración de instrumentos, este tipo de elementos consisten de un tubo de vidrio con un líquido de llenado en su interior. La presión será proporcional a la altura del líquido y a la densidad del mismo.

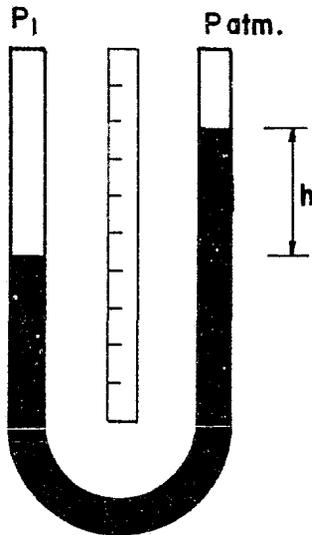
a. Manómetro de tubo "U".

Consiste de un tubo doblado en forma de "U", el cual puede ser llenado con agua, mercurio o algún otro líquido de densidad conocida, ver Fig. I.2.2. Su principio de operación es muy simple, la presión a medir se aplica a un extremo del tubo y el otro extremo queda libre a la atmosfera (si deseamos medir presión manométrica) o a alguna otra presión (si lo que deseamos medir es presión diferencial), y en este caso, la toma de alta presión hará que se desplace la columna y cuando se llegue a tener el equilibrio estático se tendrá una variación de altura, lográndose con esto medir una diferencia de presiones.

b. Manómetro de tubo inclinado.

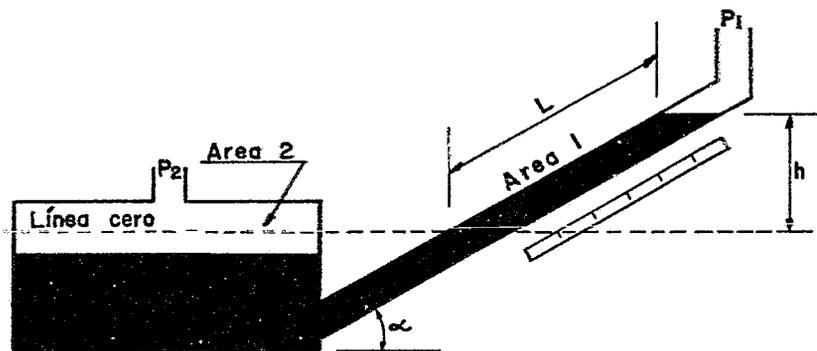
Utilizado para medir presiones diferenciales pequeñas, este instrumento nos da una gran exactitud. Su funcionamiento es similar al del

tubo en "U", con la única variación de que una de sus piernas es más larga e inclinada, ver Fig. I.2.3.



TUBO "U"

Fig. I.2.2



TUBO INCLINADO

Fig. I.2.3

De la Fig. I.2.3 tenemos:

$$h = L \operatorname{sen} \alpha$$

Donde :

L -Longitud de la escala correspondiente a la altura "h".

α -Angulo de inclinación de la pierna.

Para cumplir con el balance estático:

$$P_2 - P_1 = \rho \left(1 + \frac{A_1}{A_2} \right) L \operatorname{sen} \alpha$$

Donde :

P_1 -Presión en la pierna.

P_2 -Presión a medir.

ρ -Densidad.

A_1 -Area 1.

A_2 -Area 2.

Para una relación de áreas pequeñas, tenemos que :

$$P_2 - P_1 = \rho L \text{ sen} \alpha$$

Se recomienda una relación de "L" a "h" de 10 a 1 para tener una escala adecuada.

I.2.2 ELEMENTOS ELASTICOS.

a. Tubo de bourdon.

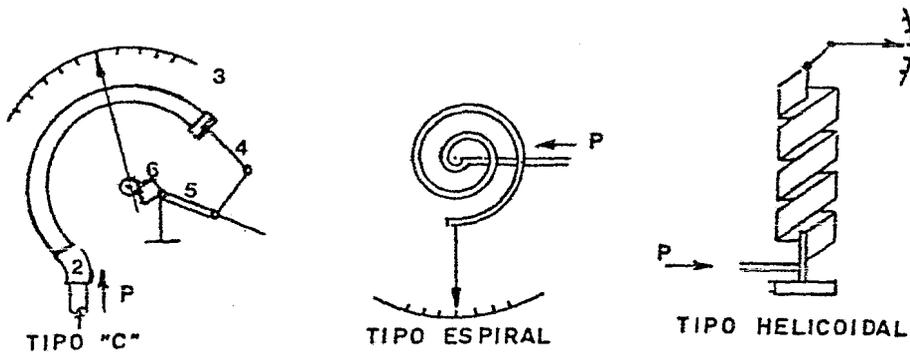
Es un instrumento bastante usado, ya que es muy simple y cubre rangos desde 0 a 15 psig hasta 0 a 100,000 psig, así como vacíos de 0 a 30 pulgadas de mercurio.

Los tubos de Bourdon se construyen de diferentes materiales dependiendo del tipo de fluido y de la presión a la cual se va a someter, los materiales más usados son los de fósforo-bronce, aleaciones de acero, aceros inoxidable y cobre-berilio. Cuando se hacen lecturas de fluidos corrosivos se utilizan sellos químicos, que son útiles también en fluidos que pueden solidificarse.

Este elemento consta de un tubo en forma de "C", espiral o helicoidal, ver Fig. I.2.4, la presión del fluido entra por la conexión del tubo de Bourdon (1) que es comunicada con este mismo a través de (2) y (3), es un tubo de sección ovalada de forma circular con un extremo se-llado (4), los cambios que modificarán la forma del tubo, a una forma de área transversal mayor (circular), serán dados por las presiones que sean superiores a la externa o atmosférica, por lo que los lados planos son forzados a separarse, ocasionando con esto, que se expanda al mate-

rial en la circunferencia exterior del tubo y lo contrae en su circunferencia interior. Los esfuerzos resultantes en éste tienden a estirar el extremo libre y el punto (4) se mueve hacia arriba. El efecto contrario ocurre bajo condiciones de vacío, o sea cuando la presión en el tubo es menor que la externa o atmosférica.

Hay una palanca (5) conectada en un extremo al tubo de Bourdon y en el otro a una tuerca deslizante, el extremo conectado al tubo viaja en línea recta, mientras que la leva (6) viaja en un arco alrededor del pivote. La utilización de esta tuerca es para calibrar el viaje de la palanca a través de la leva, moviendo la tuerca deslizante hacia afuera disminuye la deflexión de la aguja y moviendo ésta hacia adentro la flexión se incrementa.



Tubo de Bourdon

Fig. I.2.4

b. Elementos de diafragma

b.1 Diafragmas metálicos

Los elementos metálicos de diafragma se emplean principalmente para medir presiones relativamente bajas. El tipo más sencillo de

diafragma metálico es el que consiste en una lámina que puede ser plana o corrugada, y soldada en la periferia a un anillo rígido, Fig. I.2.5. La lámina puede ser de latón, bronce fosforado, cobre al berilio, acero inoxidable, monel o de cualquier otro metal dúctil; siendo la corrosión el principal factor que interviene en la selección del metal más adecuado.

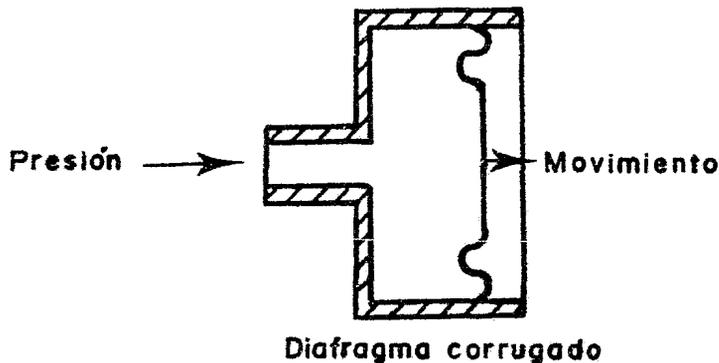


Fig. I.2.5

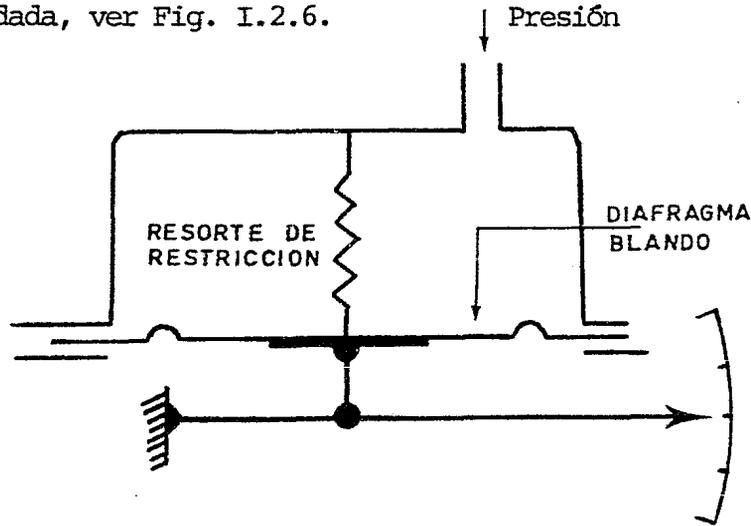
La deflexión de un diafragma metálico depende de varios factores, como:

- i. El diámetro.
- ii. El espesor de la lámina.
- iii. La forma de las corrugaciones.
- iv. El número de corrugaciones.
- v. El módulo de elasticidad.
- vi. La presión aplicada.

Este tipo de elementos puede usarse para presiones relativamente bajas en rangos que varíen desde 0 a 0.2" de agua, hasta 0 a 30 psig.

b.2 Diafragmas no metálicos.

Los diafragmas no metálicos frecuentemente reemplazan a los metálicos para la medición de presiones o vacíos extremadamente bajos. En este tipo de elementos el movimiento del diafragma queda establecido por un resorte el cual determina la deflexión para una presión dada, ver Fig. I.2.6.



Diafragma no metalico

Fig. I.2.6.

c. Elementos tipo fuelle.

Los elementos tipo fuelle, como su nombre lo indica, consisten de un fuelle metálico que puede ser comprimido y expandido parcialmente, Fig. I.2.7. Los metales más comúnmente empleados para su fabricación son el latón, el acero inoxidable, el bronce fosforado, el monel, el cobre o el cobre al berilio.

Generalmente este tipo de elementos tiene un resorte que limita la expansión del fuelle, con el objeto de aumentar su vida útil. Se pueden combinar en un elemento dos fuelles para la medición de presiones diferenciales.

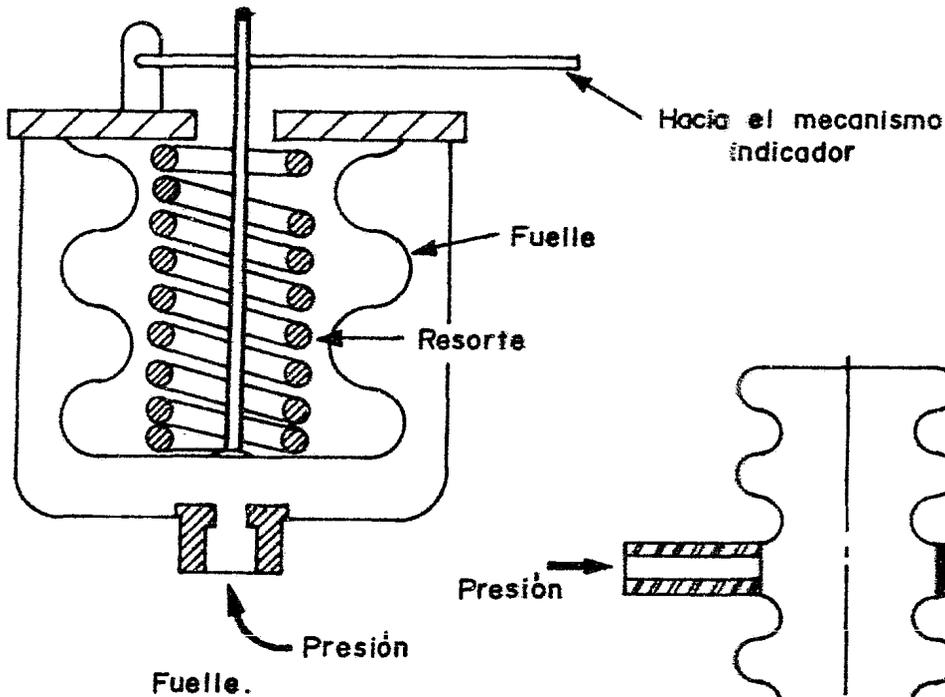
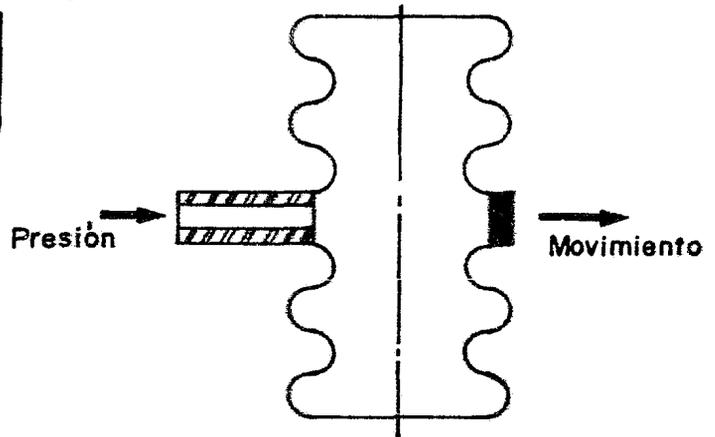


Fig. 1.2.7

Cápsula.
Fig. 1.2.8

d. Cápsulas.

Estos instrumentos son mucho más exactos que los de Bourdon y de fuelle, son utilizados para mediciones de 0.1% de exactitud. Estos constan de una cápsula fabricada de cobre-berilio y la presión se admite al interior de ella. En indicadores de presión absoluta, la cápsula está al vacío y sellada, la presión medida se admite al interior de la caja, la cual es de una estructura tensionada. Se pueden medir presiones diferenciales admitiendo una presión en la caja y la otra al interior de la cápsula. La cápsula, que viene siendo el elemento primario se puede considerar como un conjunto de diafragmas dispuestos en serie, ver Fig. 1.2.8.

I.3 MEDICION DE NIVEL.

Los procesos de una planta termoeléctrica requieren frecuentemente de la medición y control de nivel y esto se hace necesario cuando se pretende tener una producción continua, cuando se desea mantener una presión hidrostática constante o bien para evitar daños en el equipo.

Existe una gran variedad de métodos para medir el nivel y se pueden clasificar en dos grupos:

1. METODOS DIRECTOS.
2. METODOS INFERENCIALES O INDIRECTOS.

I.3.1 METODOS DIRECTOS.

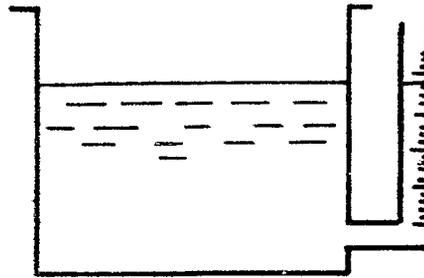
Estos métodos se basan en la medición directa de la altura del líquido con respecto a una línea de referencia. Existe una gran variedad de instrumentos para la medición directa del nivel, dentro de los cuales podemos mencionar los siguientes:

a. Regleta.

En un tanque abierto se pueden introducir regletas graduadas con objeto de tener una medición indicativa del nivel.

b. Medidor de vidrio.

Puede ser considerado un manómetro de tipo columna en el cual se utiliza el sistema de vasos comunicantes Fig. I.3.1 , y con ello la altura en el tubo medidor es la misma que en el tanque.



Medidor de vidrio

Fig. I.3.1

c. Columna de vidrio.

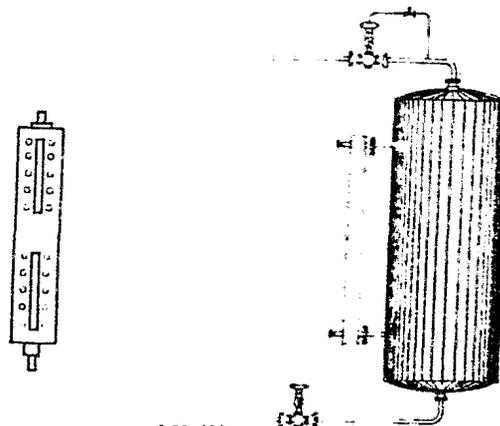
En este caso la indicación puede ser de un tanque cerrado y presurizado, puesto que la medición se realiza en una columna conectada al tanque en dos puntos. Este tipo de medidor es también conocido con el nombre de mirilla de nivel tipo columna. El material del cual están hechos estos medidores es vidrio o plástico, con suficiente resistencia a la presión dentro del tanque, los de este tipo están limitados a 150 psi a 400°F, aunque pueden existir de 450 psi a 450°F.

c.1 Mirillas de nivel para alta presión.

Se utilizan cuando se manejan presiones arriba de 3200 psi a 1000°F, en este caso la columna es de vidrio "Pyrex" y tiene una cámara maquinada en acero, ver Fig. I.3.2.

Este tipo de indicadores son muy usuales y es común encontrarlo junto con algún instrumento transmisor de nivel, puesto que su precisión lo hace patrón de calibración.

Existen dos tipos de columnas: transparentes y reflejantes, estas últimas se utilizan para líquidos transparentes e incoloros puesto que su construcción permite tener un gran contraste visual.



Mirilla de nivel

Fig. I.3.2

d. Medidores tipo flotador.

Este tipo de instrumentos utiliza un cuerpo hueco e impermeable, el cual flota sobre la superficie del líquido, variando así su posición de acuerdo a los cambios de nivel. Los mecanismos operados bajo este principio pueden ser usados para mover un mecanismo de indicación o adaptados mecánicamente para proporcionar una señal de control, esto puede ser de la siguiente forma :

d.1 Flotador y palancas.

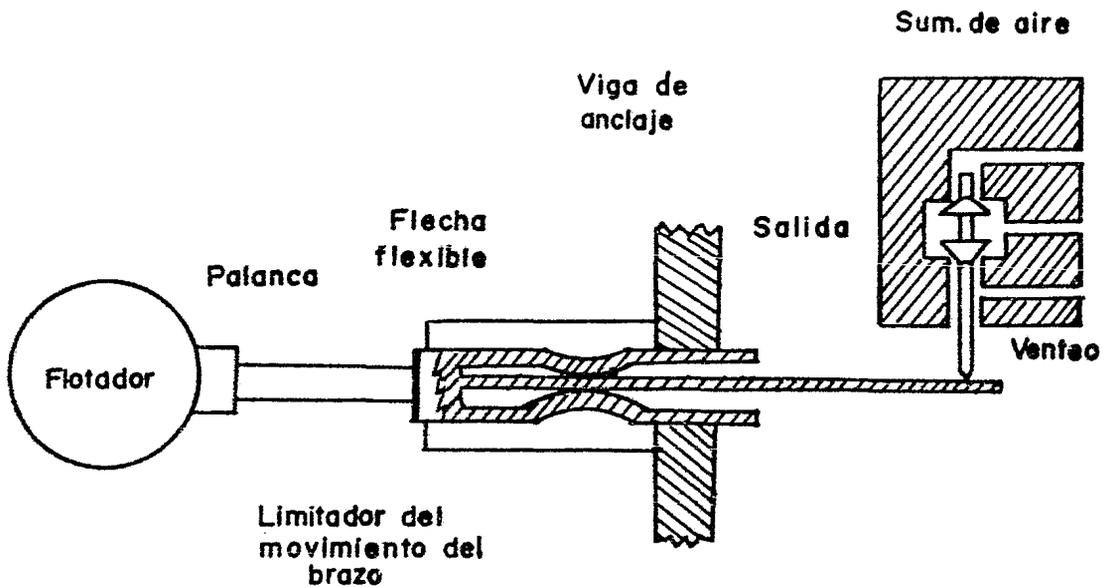
Estos medidores utilizan los movimientos del flotador para accionar un indicador (o un transmisor de balance de movimiento) por medio de palancas por lo que su rango quedará limitado por la longitud del brazo de palanca.

Son muy usados donde se requiere un valor prefijado de nivel para accionar un interruptor.

Existen flotadores internos y flotadores externos, estos últimos son empleados en tanques presurizados, puesto que pueden ser

movidos sin afectar el proceso, por estar montados en una cámara conectada al tanque con válvulas de bloqueo.

En ciertas aplicaciones es común encontrarlos actuando directamente a una válvula de control, ver Fig. I.3.3.



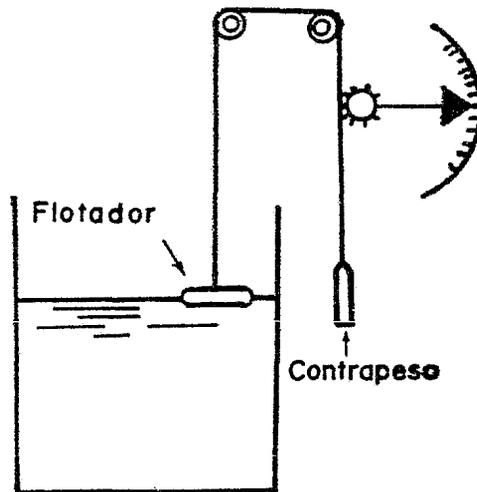
Medidor tipo flotador.

Fig. I.3.3

d.2 Flotador y cinta.

En este caso el flotador actúa el mecanismo indicador por medio de una cinta que se enrolla sobre un carrete cilíndrico, un contrapeso mantiene tensa la cinta (en algunos casos el contrapeso es sustituido por una cuerda de reloj).

Para este tipo de instrumentos de flotador, el rango de medición no es ya una limitación, ver Fig. I.3.4.



Medidor tipo flotador con cinta.
Fig. I.3.4

e. Sensores electrónicos.

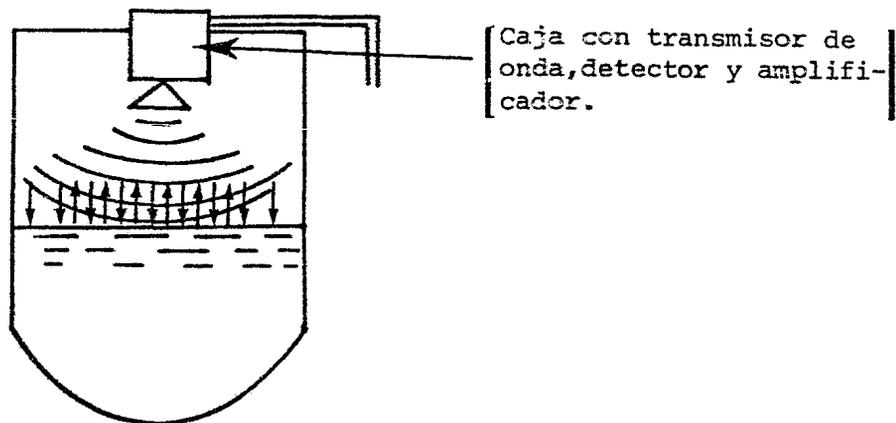
Varios tipos de sensores electrónicos son usados para la medición directa del nivel como son: pruebas sónicas, unidades de radiación nuclear, etc. Estos métodos ofrecen la ventaja de poder utilizar rangos más amplios y en algunos casos el no contacto con el proceso puede resultar una ventaja.

e.1 Sensor ultrasónico.

Estos instrumentos consisten de un transmisor de onda, un de -

ector y un circuito de amplificación. Colocado arriba de la superficie del líquido que se va a medir, emitirá pulsos o sonidos intermitentes sobre la superficie del líquido, el lapso que tarde en regresar la señal al instrumento nos dará una indicación de la distancia del nivel, ver Fig. I.3.5.

Normalmente estos sistemas son usados en un rango de temperatura de -40°F a 250°F y una profundidad arriba de 100 pies y presiones arriba de 200 psi.



Sensor ultrasónico

Fig. I.3.5

I.3.2 METODOS INFERENCIALES O INDIRECTOS.

Otros efectos producidos al cambiar el nivel en un recipiente pueden ser utilizados para la medición del mismo. En comparación con los métodos directos, los métodos inferenciales nos producen un error mayor en la medición del nivel ya que, dependerá la medición de otras características como: cambios en la densidad debido a composición diferente o a efectos de temperatura que afectan la exactitud de los métodos. Dentro de este tipo de medidores tenemos :

a. Medidores de nivel tipo "Desplazador".

Operan bajo el principio de Arquímedes, cuando un cuerpo es sumergido total o parcialmente, aparece una fuerza ascendente igual al peso del volumen del líquido que desplaza.

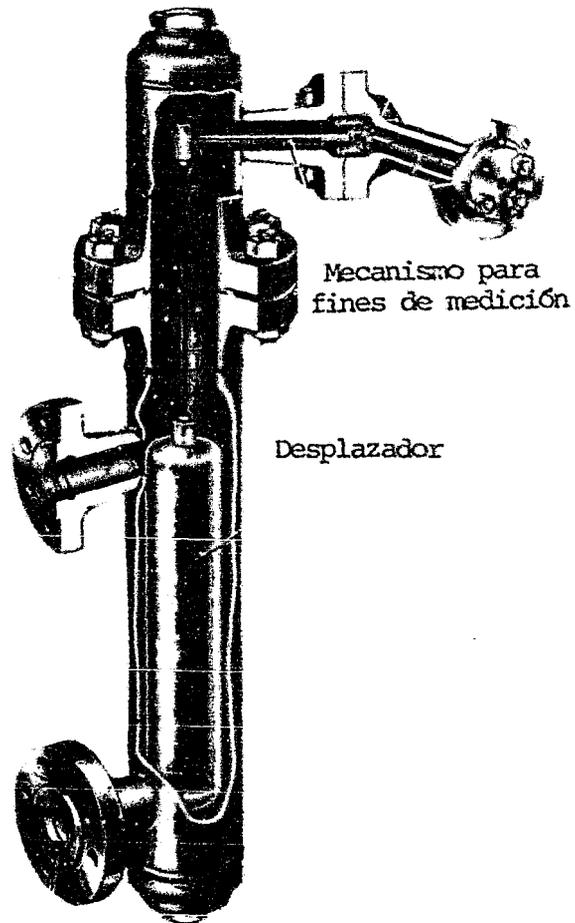
Los medidores de desplazador constan de un tubo metálico cerrado, de aproximadamente 2" de diámetro y de una longitud tal que cubra el rango del nivel por medir. Este tubo llamado "Desplazador" es sumergido en el tanque (o en una cámara comunicada al tanque por válvulas), por lo que al variar el nivel, varía también el volumen del líquido desplazado y con esto aparece también una variación en la fuerza sobre el desplazador .

La fuerza es sentida por algún otro mecanismo y puede ser utilizada para fines de medición o control, ver Fig. I.3.6.

La longitud de los desplazadores varía de acuerdo con los fabricantes, pero generalmente son de 14", 32", 48" y 60". Para rangos de nivel mayores de 60" el instrumento de desplazador deja de ser recomendable, y se prefieren los de presión hidrostática, aunque existen desplazadores hasta de 180" .

Una de las ventajas del desplazador sobre el flotador, se debe a que no tiene partes en movimiento. El rango de los desplazadores es mayor que el de los sistemas de flotador y palancas.

Para aplicaciones donde el líquido es muy sucio y viscoso, los instrumentos de flotador y desplazador pueden presentar problema, por la adherencia que acumule el flotador o el desplazador, resultando un funcionamiento inadecuado .



Medidor tipo desplazador
Fig. I.3.6

b. Medidores de Presión Hidrostática.

Para la medición de nivel, la técnica más comúnmente usada en aplicaciones industriales es la presión o cabeza hidrostática. Se basa en la siguiente fórmula :

$$\text{Altura (o nivel)} = \frac{\text{Presión}}{\text{densidad}} \quad H = \frac{P}{\rho} \quad (\text{I.3.1})$$

$$o \text{ Presión} = \text{Altura} \times \text{densidad} \quad P = H \rho$$

Esta fórmula nos muestra que si la densidad es constante, el nivel es directamente proporcional a la presión (o peso por unidad de área) y aquí tenemos la primera limitante del método, que es que la densidad debe permanecer constante en el recipiente al cual vamos a medirle el nivel. La densidad del agua sirve como referencia para la medición de presión por ser un líquido simple y de uso frecuente, de aquí que a menudo la densidad de otros líquidos es expresada en términos de la densidad del agua y a esta comparación se le llama Densidad Relativa o Gravedad Específica la cual puede ser expresada por la Ec. I.3.2.

$$\text{Densidad Relativa} = \frac{\text{Densidad del líquido}}{\text{Densidad del agua}} \quad (\text{I.3.2})$$

La columna de agua es comúnmente usada como elemento de medición, de aquí que :

$$\begin{array}{l} \text{Altura de la columna} \\ \text{de agua} \end{array} = \begin{array}{l} \text{Altura del fluido} \\ \text{de proceso} \end{array} \times \text{Densidad Relativa}$$

La industria de instrumentos ha normalizado esta terminología en donde se usan aparatos para la medición de nivel de líquidos por medio de presión hidrostática, expresando los rangos en "pulgadas de Agua" :

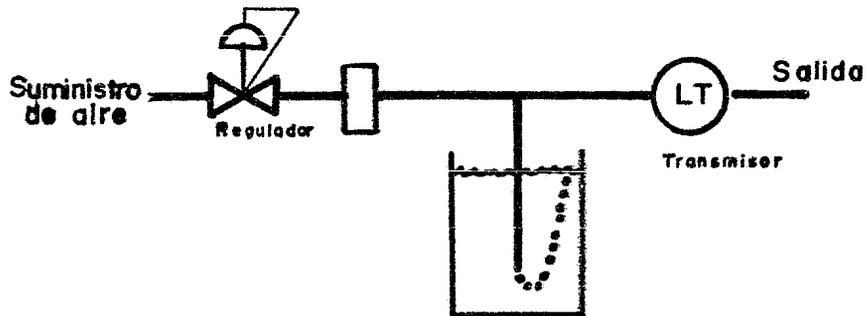
$$1 \text{ Psi} = 27.70 \text{ " de agua}$$

b.1 Medidor de Burbujeo.

Los sistemas de burbujeo o de purga continua, realizan la medición de nivel cuantificando la presión requerida para que un

flujo constante de aire vence la presión hidrostática de un líquido, hasta salir de un conducto. Como el flujo necesario es muy pequeño, al salir el aire lo hace a manera de burbujas, de aquí el nombre del método .

Para realizar la medición, se introduce un tubo hasta el nivel mínimo de operación, a este tubo se le conecta un suministro de aire por medio de un regulador de flujo constante. Por lo que se crea una presión en el tubo hasta que empieza el burbujeo, ver Fig. I.3.7.



Medidor tipo burbujeo.

Fig. I.3.7

La presión en el tubo es igual a la presión hidrostática causada por el nivel, de manera que si se mide la presión en el tubo se tendrá una medición del nivel .

El sistema de burbujeo no es apropiado para tanques cerrados porque el aire entrante aumentaría la presión en el tanque y la medición sería falsa. La ventaja de este sistema es que una vez iniciado el flujo, el instrumento de presión (indicador o transmi-

sor) no está en contacto con el fluido del tanque, por lo que es útil para el caso en que se manejan fluidos corrosivos .

También es útil para el caso en que no se tiene acceso lateral al recipiente que se le va a medir el nivel .

b.2 Medidores de presión diferencial.

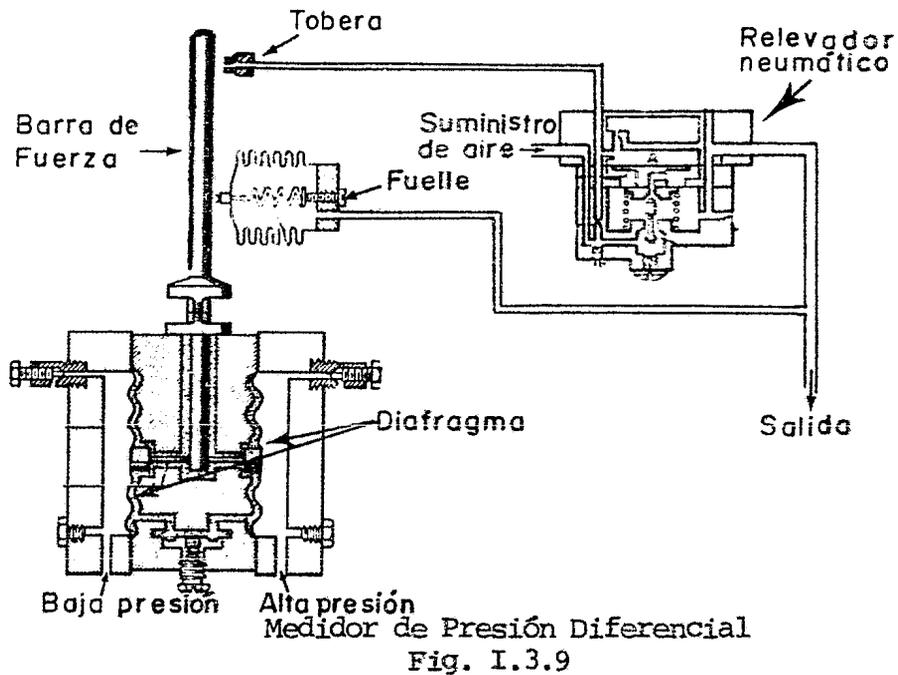
Este tipo de instrumentos son los más comunes en la medición de nivel tanto para tanques abiertos, como para cerrados. La presión diferencial debida a la columna hidrostática puede ser medida por instrumentos de balance de movimientos cuando sólo se requiere una indicación local de la altura del nivel, o por instrumentos de balance de fuerzas cuando se requiere la transmisión de la señal, ya sea neumática con rango de transmisión de 3 lb/pul² a 15 lb/pul² o eléctrica de 4 mA a 20 mA.

El transmisor de presión hidrostática consiste de un diafragma el cual sensa la presión del fluido, y el cuerpo del instrumento convierte este movimiento en una salida analógica para fines de medición y control .

Las tomas de presión diferencial se hacen: una en la parte inferior del tanque, por medio de una conexión generalmente bridada y la otra, cuando se trata de recipientes presurizados, en la parte superior del tanque. Si se trata de tanques abiertos, esta toma de baja presión se ventea a la atmósfera .

Cuando el diafragma y el cuerpo del instrumento (transmisor) son una unidad integral se puede conectar directamente al tanque. En otro caso el cuerpo del instrumento deberá ser instalado remo-

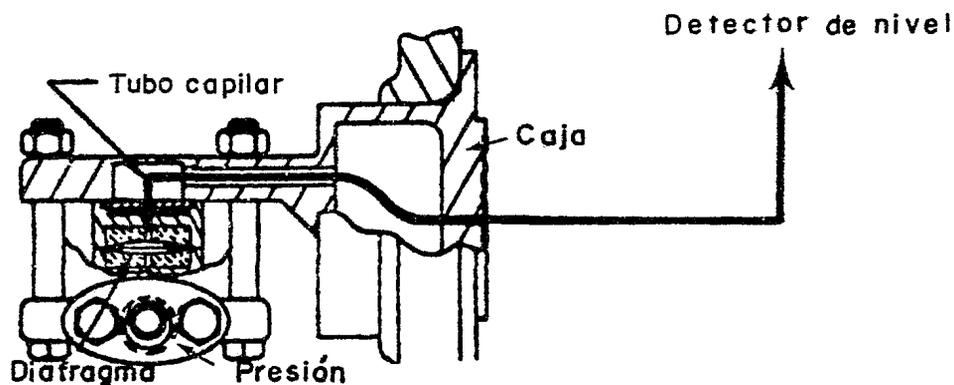
tamente del diafragma y en este caso las líneas de interconexión o capilar son llenadas con un líquido adecuado para transmitir la presión hidrostática del diafragma sensor al transmisor, ver Fig. I.3.8.



b.3 Medidor de diafragma.

Otro instrumento de medición de nivel, útil cuando no hay acceso lateral al recipiente, es el medidor de caja de diafragma. La caja de diafragma consiste de una caja metálica separada en dos secciones por un diafragma de hule sintético firmemente sellado. Una sección de la caja está expuesta directamente al líquido en el cual está sumergida la caja, la otra sección está sellada y conectada por medio de un tubo capilar hasta un instrumento de medición de presión. La caja está colgando por medio de una cadena hasta el nivel mínimo de medición.

La presión hidrostática ejercida sobre el diafragma lo deforma hasta que la presión dentro del sistema sellado se iguala con la hidrostática y es transmitida por el capilar hasta el indicador de presión y con escala en unidades de nivel, ver Fig. I.3.9.



Medidor de diafragma.

Fig. (I.3.9)

c. Medidores de nivel tipo capacitancia.

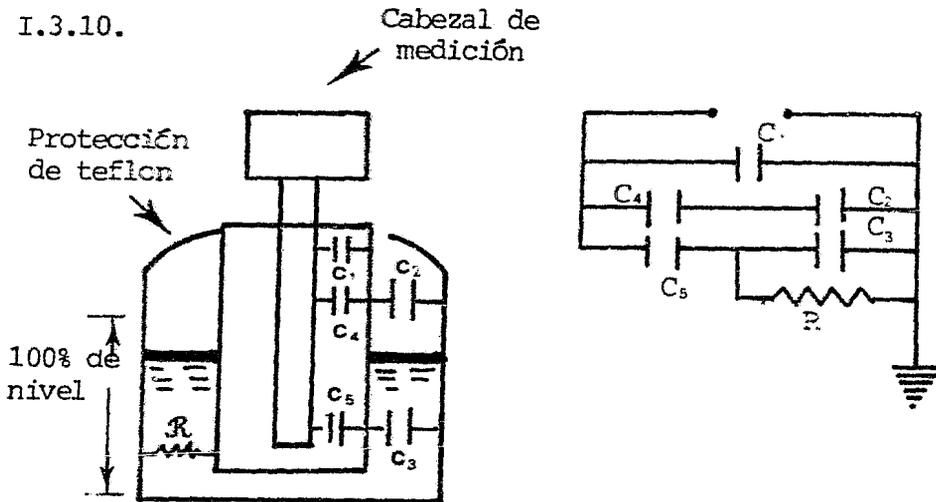
Estos instrumentos basan su funcionamiento en la siguiente teoría: La capacitancia entre dos conductores separados por un dieléctrico depende del área efectiva entre los conductores. Cuando se sumergen dos electrodos en un líquido, éste actúa como dieléctrico, y el área es solo la que está en contacto con el líquido, ya que la constante dieléctrica del aire es relativamente mucho menor.

Introduciendo dos barras metálicas en un recipiente con líquido se formará un capacitor, cuya capacitancia dependerá del nivel del líquido. Por lo tanto, si se mide el valor de la capacitancia, se tendrá una medida proporcional del nivel.

En este tipo de medidores, la medición del nivel no se verá afecta-

da por los cambios en la densidad o por la presión, otra característica es su fácil instalación y mantenimiento, no es recomendable en líquidos que tengan burbujas en exceso, su precio es alto pero si las condiciones de operación lo requieren, es un instrumento recomendable, ver Fig.

I.3.10.



Medidor tipo capacitivo
Fig. I.3.10

I.4 MEDICION DE FLUJO.

Los sistemas desarrollados para la medición de flujo en tubería, basan su principio de operación en el Teorema de Bernoulli.

El principio de operación es el siguiente: Existe una relación definida entre la velocidad del fluido y la presión diferencial a través de cualquier dispositivo de estrangulamiento dentro de una tubería. El hecho de estrangular el flujo en una tubería, provoca el aumento de la velocidad, - producto de la reducción del área de flujo, de acuerdo con la siguiente - expresión :

$$\text{velocidad} = \frac{\text{gasto}}{\text{área}}$$

De acuerdo con el Teorema de Bernoulli, un incremento en la velocidad produce una caída de presión en relación con el cuadrado de la velocidad. Por lo que si medimos la presión antes y después de la restricción, se tendrá una medida del flujo que pasa a través de la tubería.

Demostremos lo anterior en base al Teorema de Bernoulli, el cual se basa en el principio de conservación de la energía y dice que para un fluido ideal incompresible que pasa a través de una tubería, se cumple:

$$z_1 + \frac{P_1}{\rho} + \frac{V_1^2}{2g} = z_2 + \frac{P_2}{\rho} + \frac{V_2^2}{2g} \quad (\text{I.4.1})$$

Donde :

z : la altura medida al centro de la línea.

P : presión estática.

ρ : peso específico del fluido.

V : velocidad del fluido.

g : la aceleración de la gravedad.

La Ec. I.4.1 se puede simplificar para una tubería horizontal, donde la altura es la misma, quedando:

$$\frac{V_2^2 - V_1^2}{2g} = \frac{P_1 - P_2}{\rho} = h \quad (\text{I.4.2})$$

donde h es la diferencia de altura manométrica del fluido antes y después del estrangulamiento.

Por otro lado, de la ley de conservación de la masa y aplicada a una partícula del fluido, tenemos:

$$V_1 = V_2 \frac{a}{A} \quad (\text{I.4.3})$$

Donde:

A: área de la tubería.

a: área de la restricción.

Por lo que la Ec. I.4.2 se convierte en :

$$V_2 = \sqrt{\frac{2gh}{1 - (d/D)^4}} \quad (\text{I.4.4})$$

Donde:

D: diámetro del tubo.

d: diámetro de la restricción.

A la relación (d/D) se le conoce como Beta o relación de diámetros. Considerando que la velocidad en la restricción es V_2 , el gasto viene dado por :

$$Q = V_2 a = a \sqrt{\frac{2gh}{1 - \beta^4}} \quad (\text{I.4.5})$$

Como esta ecuación es puramente teórica, precisamos introducir un factor C_2 , para tomar en cuenta todos los factores no considerados en la deducción de la fórmula, como son: rugosidad de la tubería, dilatación por efectos de temperatura, etc.

Por otro lado si consideramos que :

$$C_1 = \frac{1}{\sqrt{1 - \beta^4}} \quad (\text{I.4.6})$$

La Ec. I.4.5 nos queda de la siguiente forma :

$$Q_{\text{real}} = C_1 C_2 a \sqrt{2gh} \quad (\text{I.4.7})$$

En donde $C_1 C_2 = C_q$ Coeficiente de descarga

De donde finalmente nos queda que :

$$Q_{\text{real}} = C_q a \sqrt{2gh} \quad (\text{I.4.8})$$

La Ec. I.4.8 está confinada sólo para fluidos incompresibles e ideales por lo que, para aplicaciones prácticas requerirá la adición de otros factores de corrección.

Los principales tipos de medidores de flujo en tuberías son :

1. MEDIDORES DIFERENCIALES DE PRESION.
2. MEDIDORES DE AREA VARIABLE.
3. MEDIDORES TIPO TURBINA.

I.4.1. MEDIDORES DIFERENCIALES DE PRESION.

Este tipo de instrumentos de medición de flujo, consta de un elemento primario que es una restricción en la tubería, y pueden ser los siguientes :

- a. Placa de orificio
 - b. Tobera de flujo
 - c. Tubos Venturi.
 - d. Tubos de Pitot.
 - e. Tubos Pitot-Venturi.
 - f. Annubar.
- a. Placa de orificio.

Esta restricción es la más común, consiste de una placa montada en-

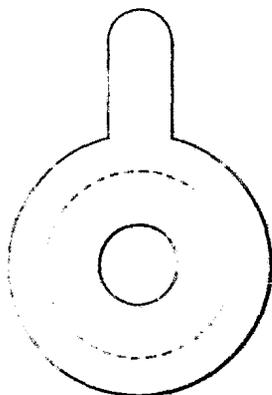
tre bridas con un orificio calibrado. Las placas de orificio estándares vienen en tres configuraciones de orificios básicos :

a.1 Concéntrico.

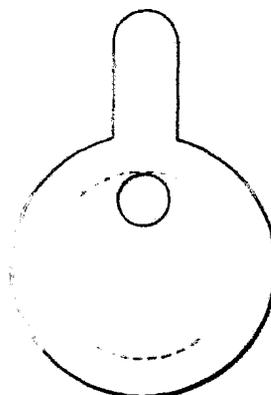
Es el diseño de orificio más común, usado para líquidos lim -
pios, como agua, vapor de agua y aire. Este diseño es el más exac -
to de los tres. Fig. I.4.1a.

a.2 Excéntrico.

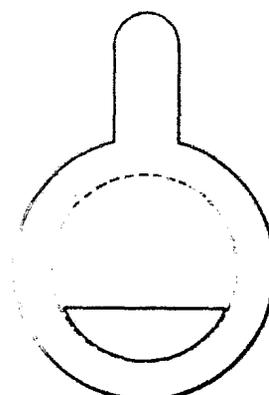
Este diseño es utilizado para el caso en que tenemos un flui -
do en dos estados, donde el estado primario es considerablemente
mayor en cantidad que el estado secundario (ejemplo: Líquido/Gas).
Se puede observar en la Fig. I.4.1b, que el barrero del orificio
es excéntrico hacia la parte superior permitiendo el paso del flu -
ido secundario (Gas). Debido a la forma en que el fluido entra
al orificio y la distorsión inherente al salir del mismo, hace
que la exactitud se altere.



a. Concéntrico.



b. Excéntrico.



c. Segmental.

Placas de orificio.

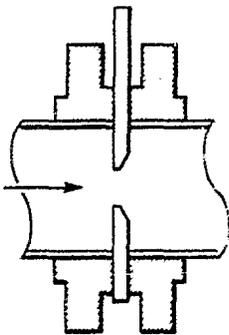
Fig. I.4.1

a.3 Segmental.

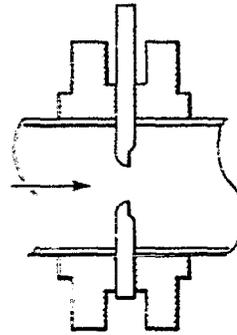
Este diseño es adecuado cuando se están manejando fluidos que contienen sólidos en suspensión. Esta abertura, como lo indica la Fig. I.4.1c, permite el paso libre de los sólidos, ya que el fondo del segmento es tangencial a la circunferencia interior de la tubería. Es el menos exacto de los tres, además la dificultad en el maquinado causa errores asociados con las áreas segmentales.

Los tres diseños de orificios son disponibles con filo o borde del tipo agudo y de tipo cuadrante en la superficie a la salida del fluido. Ambas configuraciones de filo son mostradas en la Fig. I.4.2. El tipo agudo es el más usual, y para aquellas aplicaciones donde la viscosidad del fluido excede de 10 centipoises, es recomendable el borde tipo cuadrante. Sin embargo, la aplicación de este último no es recomendable cuando la viscosidad del fluido excede de 50 centipoises.

Para obtener la exactitud de medición de flujo, es importante ape- garse a las prácticas de instalación recomendadas para medición de flujo, que se refieren a los tramos de tubería recta y sin accesorios antes y después del elemento.



Borde tipo agudo.



Borde tipo cuadrante.

Fig. I.4.2

b. Tobera de flujo.

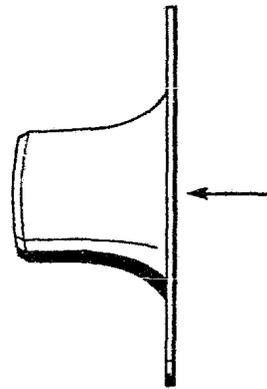
La tobera de flujo es utilizada normalmente para medición de flujo de vapor de agua y particularmente cuando éste está a alta temperatura y presión. Como lo muestra la Fig. I.4.3, el diseño elíptico del cono de entrada tiene una protección contra este tipo de fluidos, los cuales normalmente tienden a desgastar el filo o borde de una placa de orificio. El extremo acampanado es el que se sujeta entre bridas. Las tomas de presión son localizadas un diámetro de tubería aguas arriba y medio diámetro de tubería aguas abajo.

Similar a la placa de orificio, la pérdida de presión en la tobera es relativamente alta. Esta pérdida de presión es aproximadamente 30% a 95% de la presión diferencial generada para una relación de diámetro de tubería - garganta de 0.8 a 0.2 respectivamente. Como un elemento de medición no calibrado, la tobera de flujo nos da una exactitud mejor del 1%, tomando en cuenta que se apega a las prácticas establecidas recomendadas a diseño e instalación.

Su uso es recomendable cuando existen fluidos con pequeños sólidos en suspensión, o bien, cuando el flujo es alto de acuerdo con :

$$\frac{Q}{D^2 \rho h} > 140$$

(I.4.9)



Tobera de flujo.

Fig. I.4.3

Donde :

Q: gasto.

D: diámetro interno de la tubería.

ρ : densidad.

h: diferencia de presión.

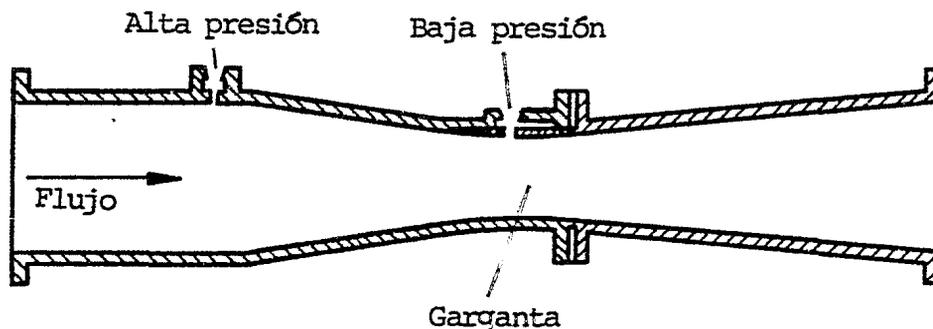
Es de mayor costo que la placa de orificio, pero ocasiona menor pérdida de presión permanente.

Sus características son :

- i. Mediana pérdida de presión permanente.
- ii. Requiere poco mantenimiento.
- iii. Permite el paso de 1.6 veces más fluidos que la placa de orificio, bajo las mismas condiciones de operación.
- iv. Se obtiene una mayor diferencial que el tubo Venturi.

c. Tubo Venturi.

El tubo Venturi consiste de una reducción en la tubería, lograda con un tramo recto, un cono de entrada, la garganta y el cono de descarga, como lo indica la Fig. I.4.4.



Tubo Venturi
Fig. I.4.4

El tubo Venturi tiene un ángulo de acceso a la garganta normalmente menor de 21° , lo que reduce la cavitación cuando el flujo entra a la garganta. El cono de salida tiene un ángulo muy bajo, usualmente menor de 10° , de manera que provee una recuperación de presión eficaz. Esta característica de diseño es la razón principal por la que los tubos Venturi tienen la caída de presión más baja que cualquiera de los elementos primarios de flujo que generen una presión diferencial. Esta también es una razón por la que los tubos Venturi son recomendados donde las condiciones de medición requieren caídas de presión relativamente bajas. Líneas de gas de baja presión y agua presentan principalmente la mejor oportunidad para la aplicación de este instrumento.

Los tubos Venturi generalmente están contruídos con un sistema de tomas de presión las cuales están proyectadas radialmente en la tubería y alimentadas dentro de una cámara común conocida como anillo piezométrico. Este arreglo de tomas múltiples suministra una presión promedio alrededor de la circunferencia de la corriente de gasto, como resultado, la necesidad de usar tramos largos aguas arriba se reduce. Una ventaja importante de los tubos Venturi, es que requieren solamente la mitad de los tramos de tubería antes y después de los que necesita una placa de orificio. Los tubos Venturi actuales, tienen caídas de presión de 5% a 10% de la presión diferencial producida.

En resumen sus características son:

- i. Mínima pérdida de presión diferencial.
- ii. Requiere poco mantenimiento.
- iii. Permite el paso de 1.6 veces más flujo que una placa de orificio.
- iv. Fácil instalación.

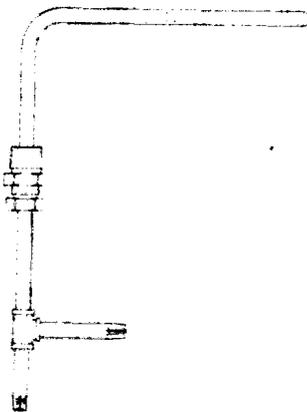
v. Mayor costo.

Existen variaciones del tubo Venturi, que tienden a disminuir la pérdida de presión permanente, éstos son llamados "de baja pérdida" como son el tubo Dall y el tubo Foster.

d. Tubo Pitot.

El tubo Pitot es un instrumento efectivo, sobre todo para mediciones de laboratorio o para mediciones de prueba.

No obstante que el tubo Pitot es un aparato de velocidad, es principalmente usado para la medición de flujo en volumen. El tubo Pitot estándar se muestra en la Fig. I.4.5 y está diseñado para servicio de gas, aunque puede ser aplicado en la medición de líquidos si éste es limpio, ya que tiende a taparse. El tubo Pitot de la Fig. I.4.6 es utilizado para aplicaciones de líquidos solamente, y puede ser aplicado a tuberías de 4" o mayores. Cada unidad es calibrada en laboratorio y suministrada con una curva de calibración que relaciona el gasto con la presión diferencial.



Aplicaciones de gas.

Fig. I.4.5 Tubos Pitot.



Aplicaciones de líquido.

Fig. I.4.6

Para medir la relación de flujo en volumen, es necesario localizar la cabeza o el elemento sensor en la posición de velocidad máxima dentro de la tubería. Esta posición puede ser encontrada colocando el tubo Pitot bajo condiciones de flujo a medir dentro de la tubería, y observando la presión diferencial desarrollada en varias posiciones transversales. Normalmente la posición de velocidad máxima es el centro de la tubería, pero si existen restricciones en la tubería adelante del tubo de Pitot, que estén tan próximas como 15 diámetros de tubería, entonces la posición de velocidad máxima será otra.

El tubo de Pitot medirá velocidades reales dentro de un $\pm 1\%$. Sin embargo, ya que es usado para medición de flujo en volumen, hay un error posible adicional del 3% debido a cambios de perfil de velocidad.

Su gran ventaja es la facilidad de instalación, aunada con el hecho de no representar para el fluido ninguna pérdida de presión, pero está limitado en cuanto al rango de velocidad, con lo que se hace poco usual.

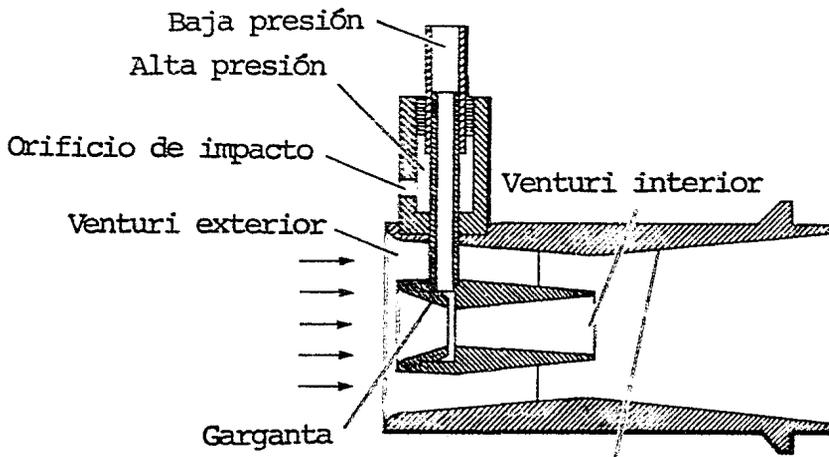
e. Tubo Pitot-Venturi.

El tubo de Pitot-Venturi es un instrumento usado para la medición de flujo. Este instrumento es empleado para obtener presiones diferenciales más grandes, aproximadamente 10 veces más presión diferencial que un tubo de Pitot estándar.

Como lo muestra la Fig. I.4.7, el tubo de Pitot-Venturi tiene un mástil de longitud variable dependiendo del diámetro de la tubería donde se vaya a colocar, el diámetro del mástil es de 1/4 de pulgada, y la unidad completa se fabrica en bronce o en acero.

El tubo de Pitot-Venturi es un instrumento calibrado en laboratorio

y suministrado con una curva de calibración, la cual nos muestra la relación de flujo y presión diferencial, ver Fig. I.4.8.



Tubo Pitot-Venturi.

Fig. I.4.7

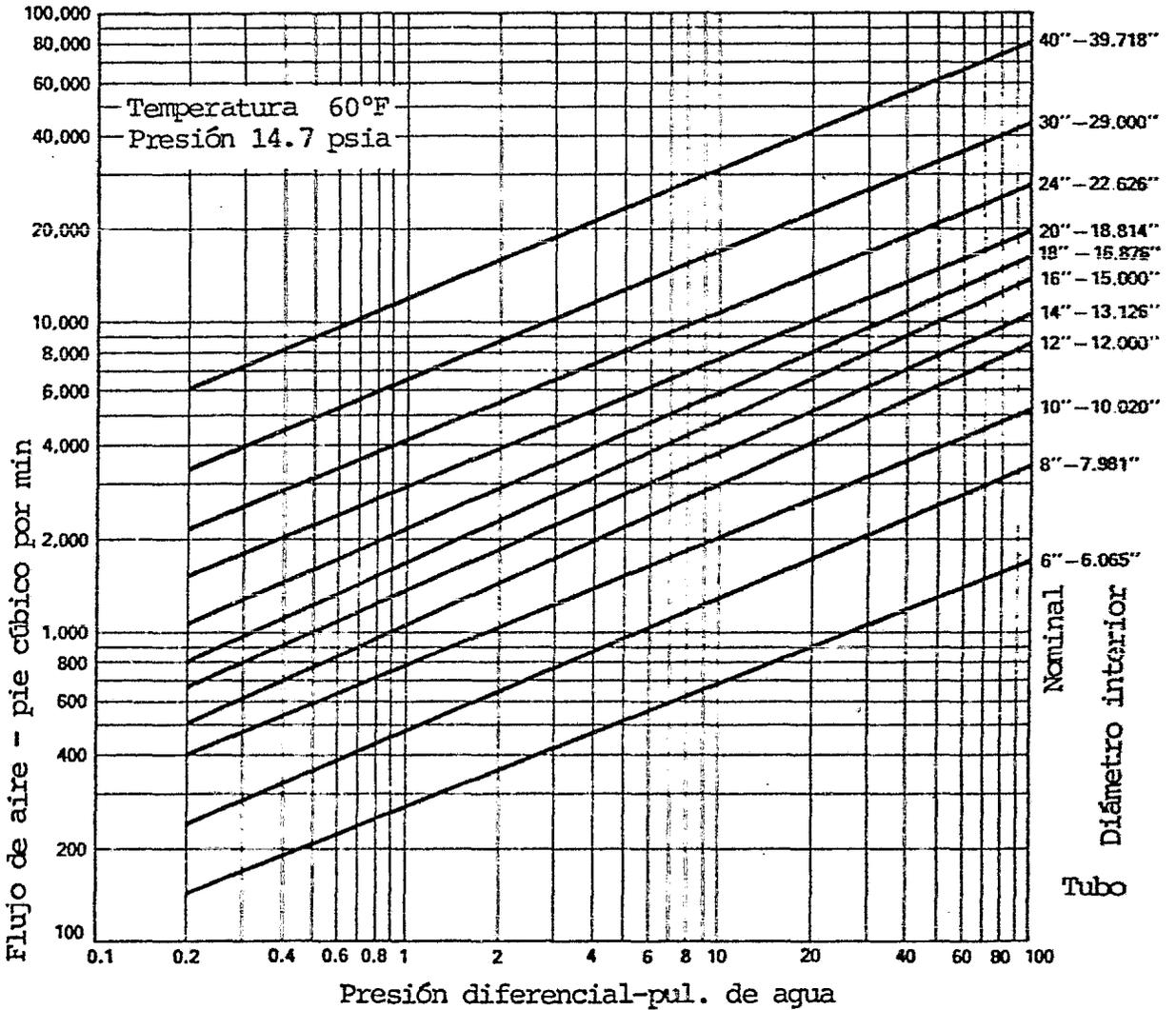
Para medición de aire, la velocidad mínima recomendada es de 1000 pies/min y la máxima de 15 000 pies/min, para cuando se maneja agua, la mínima es de 1 pie/seg y la máxima de 10 pies/seg.

Para la medición de aire y otros gases, se recomienda trazar la curva característica de la tubería, para determinar la velocidad promedio del flujo, que será el punto donde se colocará el tubo Pitot-Venturi.

Con esta aproximación hay una cierta concordancia con la curva de calibración del instrumento. El tubo de Pitot-Venturi puede ser localizado en el centro de la tubería (punto de velocidad máxima), pero un factor de calibración tendría que ser aplicado a su curva de calibración, el cual es el promedio de la relación de velocidad máxima y que es aproximadamente de 0.85, sin embargo varía con el número de Reynolds de la tubería y puede ser tan bajo como 0.78 y tan alto como 0.91. Una

gráfica de la tubería puede ser hecha para determinar esta relación.

En el caso de medición de agua, el tubo de Pitot-Venturi deberá estar colocado al centro de la tubería para estar en concordancia con la curva de calibración. Esta flexibilidad en la medición de agua es diferente a la medición de aire debido al método de calibración en el cual se utiliza agua como elemento de calibración .

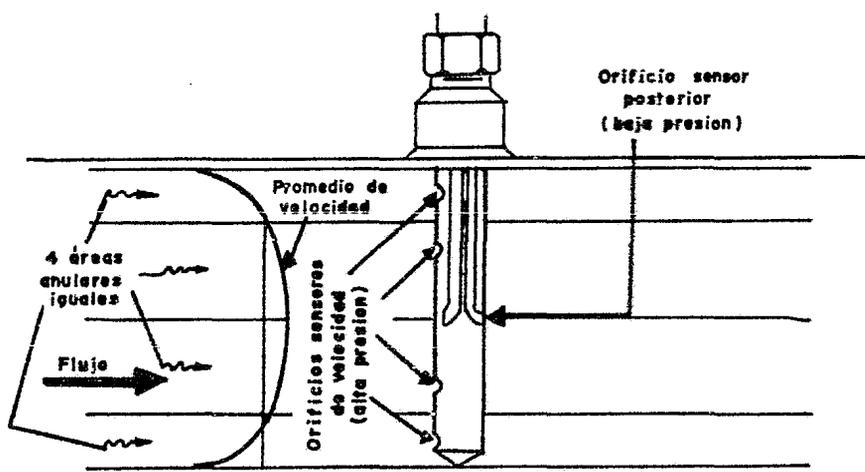


Flujo de aire contra Presión Diferencial
Fig. I.4.6

f. Tubo Annubar .

Sirve para medir gas, líquido o vapor. Permite una pérdida de presión permanente de menos de 1%, y da una diferencial de presión suficientemente alta para la medición exacta de todos los flujos normales .

Tiene una señal de salida que es una función raíz cuadrada, la cual es compatible con la instrumentación estándar de flujo. Se usa para indicación, registro o control. Fig. I.4.9.



Tubo Annubar.

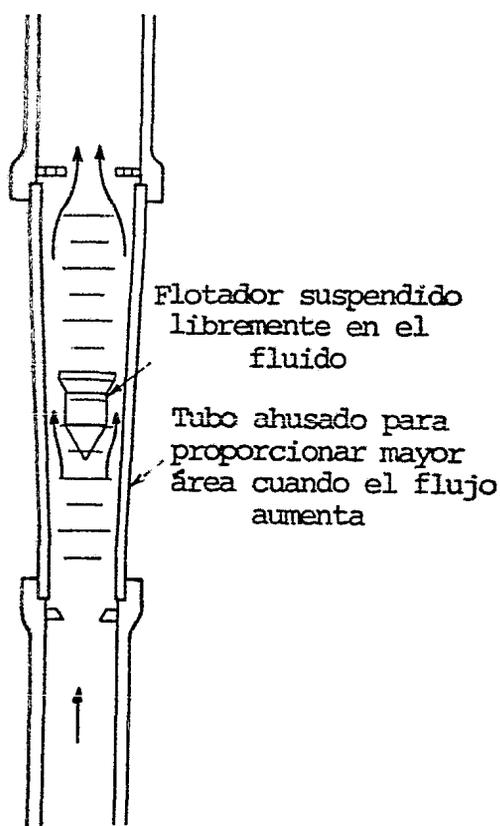
Fig. I.4.9

Su principio de operación es el mismo que el del tubo Pitot, pero la diferencia estriba en que la presión debido a la velocidad es sentida por varios orificios dispuestos a lo largo de un tubo, teniéndose así una medición promedial .

1.4.2 MEDIDORES DE AREA VARIABLE .

Entre este tipo de medidores se encuentra el rotámetro, Fig. I.4.10, consiste de un tubo vertical cónico, por el cual se hace pasar fluido a

medir en dirección ascendente. Un flotador ligeramente más denso que el fluido, crea un paso anular entre él y la pared anterior al tubo. Al variar el flujo, el flotador baja o sube haciendo variar el área de flujo hasta lograr que la presión diferencial a través del flotador equilibre su peso. La posición es entonces una indicación del flujo. El tubo está diseñado para dar una caída de presión constante a través del flotador por variación del área seccional que va cruzando. Este tubo es generalmente de vidrio con una escala lineal para una lectura directa de los valores de flujo. Con una lectura lineal, es posible tener una banda más amplia de medición que con una placa de orificio.



Rotámetro.
Fig. I.4.10

Los rotámetros vienen en tamaños de 1/4" a 6" normalmente aunque los hay menores. Los medidores pequeños son usualmente llamados de purga y son ampliamente usados para regular flujos pequeños en purgas de aparatos de presión diferencial para aplicaciones de flujo y nivel, a fin de crear un sello entre el fluido a medir y el medidor.

Los rotámetros tienen una exactitud de $\pm 2\%$ del flujo máximo y son utilizados tanto para líquidos como para gases, pero son afectados como la placa de orificio, por cambios en la viscosidad de los líquidos.

I.4.3 MEDIDORES DE TIPO TURBINA.

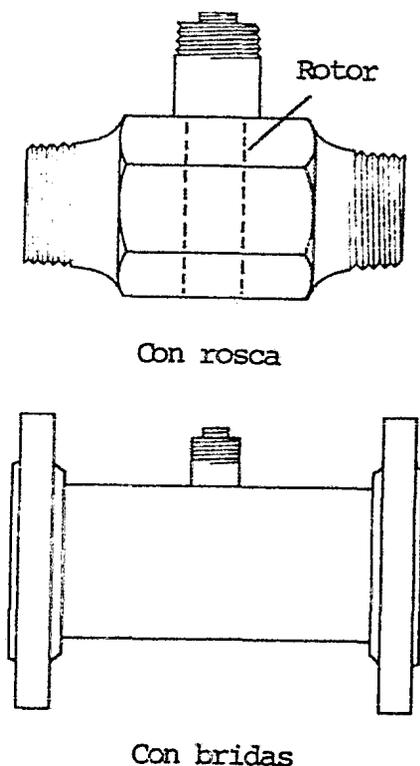
Este instrumento consiste de una rueda de turbina o hélice colocada directamente en la corriente de la tubería. Al pasar el fluido, éste produce una fuerza sobre las aspas de la rueda y ésta empieza a girar, siendo esta velocidad de giro o velocidad angular, la medición del flujo. La velocidad de la turbina es detectada por un campo magnético colocado cerca de las aspas, pero fuera de la tubería, al cortar las aspas de la turbina el flujo magnético, por ley de Faraday induce un voltaje en el embobinado del detector magnético, la frecuencia en forma digital en una medición del flujo que está pasando en la tubería.

El medidor de flujo de tipo turbina es un medidor lineal para medición de flujo de líquidos sobre una banda relativamente amplia de valores de flujo. Este está disponible en tamaños de tubería tan pequeños como 1/4" hasta los grandes como 30". Cada medidor es previamente calibrado en laboratorio antes de utilizarse, teniendo como resultado una alta exactitud. Generalmente son aplicados a fluidos limpios y de baja

viscosidad, generalmente están limitados a líquidos pero se pueden construir para medición de gases.

Con una relación lineal de por lo menos 10:1 sobre el rango de flujo, se obtienen exactitudes mejores a $\pm 0.5\%$, son posibles rangos más amplios con una relación de 30:1 con una ligera reducción en la exactitud.

Como la frecuencia es proporcional a la relación de flujo, ésta es esencialmente una señal digital y por tal motivo requiere un convertidor de frecuencia que sea compatible con los circuitos analógicos. Los medidores de tipo turbina producen una considerable presión y además su costo es muy grande. Fig. I.4.11.



Medidores tipo Turbina.
Fig. I.4.11

I.5 MEDICION DE TEMPERATURA.

La medición de temperatura juega un papel muy importante en la instrumentación y control de plantas termoeléctricas, siendo sus aplicaciones muy numerosas. En la Fig. I.5.1 se enlistan las unidades de medición.

En este capítulo se tratan en forma general los métodos y dispositivos más empleados para medir temperaturas, así como su clasificación y rango de operación.

La clasificación de los métodos para medir temperaturas puede hacerse de diferentes maneras, por ejemplo, de acuerdo con el rango de temperaturas que cubren, o de acuerdo con el tipo de respuesta de su elemento sensitivo. Para nuestro caso, la descripción que haremos estará en función del tipo de respuesta de su elemento sensitivo, y de acuerdo a esto los métodos se clasifican en métodos mecánicos y métodos eléctricos. Obviamente que dentro de esta clasificación existe una extensa variedad de dispositivos cuya respuesta pertenece a cualquiera de los dos métodos, sin embargo, únicamente veremos algunos de esos dispositivos.

Entre los métodos mecánicos se encuentran los termómetros cuya respuesta está en función de :

- i. Cambio en el volumen de un líquido.
- ii. Cambio en la presión de un gas.
- iii. Cambio en la presión de un vapor.

Entre los métodos eléctricos se encuentran los dispositivos cuya respuesta está en relación con la electricidad, como :

- i. La fuerza electromotriz generada por un termopar.

bulbo bimetálico, un tubo de conexión, conocido como tubo Bourdon y un sensor de presión. La presión del sistema varía con la temperatura debido a cambios en el volumen o en la presión de vapor, dependiendo del tipo de sistema lleno que utilice.

Actualmente se dispone de una gran variedad de sistemas llenos que cubren, en conjunto, temperaturas que varían entre -270°C y 815°C , con siderándose de -185°C a 575°C el rango práctico de aplicación. Su exactitud oscila entre 0.5% y 2.5% de la amplitud de medición. La SAMA (Scientific Apparatus Makers Association) clasifica estos sistemas en la forma que se muestra en la Fig. I.5.2.

El bulbo se fabrica de diferentes materiales, cuando se utiliza con un termopozo la resistencia a la naturaleza corrosiva del fluido de proceso no afecta la selección del material del bulbo, por lo que puede emplearse el normalizado por el fabricante: cobre, bronce o acero inoxidable y cuando la corrosión por la atmósfera afecta al bulbo se utiliza acero inoxidable o en otro caso puede usarse cobre o bronce que tiene una respuesta más rápida. El tubo capilar puede llevar un alambre de compensación de temperatura a lo largo de toda su longitud, ver la sección a.5 de este capítulo.

La SAMA clasifica a los termómetros de expansión como función de :

Principio volumétrico, cumpliendo con la ecuación:

Donde :

α	Expansividad diferencial
$V - V_0 = V_0 \alpha T$	$V - V_0$ Cambio de volumen en el Bourdon
V	Volumen del bulbo
T	Rango de temperatura ($^{\circ}\text{C}$)

ii. Cambio de la resistencia eléctrica en los materiales.

Escala de temperatura.	Símbolo.	Punto de fusión del hielo.	Punto de ebullición del agua a nivel del mar.	Conversión a grados Celsius.
Fahrenheit	°F	32	212	$^{\circ}\text{C} = \frac{5}{9} (\text{°F}-32)$
Celsius	°C	0	100	—
Rankine	°R	491.61	671.61	$^{\circ}\text{C} = 1.8^{\circ}\text{R}-273.15$
Kelvin	°K	273.15	373.15	$^{\circ}\text{C} = \text{°K}-273.15$

Unidades de Temperatura.

Fig. 1.5.1

I.5.1 MEDIDORES MECANICOS.

Se puede hacer la siguiente clasificación de los medidores que emplean el método mecánico :

- a.1 Clase I
 - a.2 Clase II
 - a.3 Clase III
 - a.4 Clase V
- a. Sistemas terrales llenos (o de expansión) .
- b. Termómetros de vidrio.
- c. Termómetros bimetalicos.
- a. Sistemas terrales llenos.

Los sensores de estos sistemas detectan la temperatura al variar la presión de un fluido contenido en un sistema cerrado constituido por un

Compensación	Clase SAMA	Fluido del sistema lleno	Temperatura °C		Amplitud de medición		Escala	Volumen del bulbo	Longitud máxima del capilar M	Notas
			Min.	Max	Min.	°C Max				
Ninguna	I	Cualquier líquido excepto Hg	-185	370	14	275	Uniforme	Muy pequeño	61	
Completa	IA								61	
En la caja	IB								4.5	
No se requiere	IIA	Líquido / Vapor	$>T_{amb}$	345	55	220	No lineal (el tamaño de las divisiones aumenta con la temperatura).	Medio	61	No puede medir temperaturas cercanas a la ambiente.
	IIB		-225	$<T_{amb}$	10	55				Opera a temperaturas mayores o menores a la ambiente
	IIC		De -185 a 345 pero no a la temperatura ambiente		22	165				
	IID		-185	345						
Completa	IIIA	Gas	-270	795	28	775	Uniforme	Muy grande	61	
En la caja	IIIB									
	IV									No asignada
Completa	VA	Mercurio o mercurio Talio	-40Hg	685	22	665	Uniforme	Medio	61	No se recomienda en industria alimenticia por ser tóxico
En la caja	VB		-55Hg/Tl	350		335			7.6	

Tipos de Sistemas Llenos

Fig. I.5.2

Y pueden ser :

Llenos con líquido (orgánico)	Clase I
Llenos con mercurio	Clase V

Principio de presión, cumpliendo con la ecuación :

Llenos con vapor	$P = f(T)$	Clase II
Llenos con gas	$P = \frac{nR}{V_0}$	Clase III

Donde: n Número de moles.
 R Constante universal de los gases.

a.1 Clase I.

El sistema es definido por la SAMA como: Un sistema térmico completamente lleno con un líquido, diferente de metales como el mercurio, y que opera bajo el principio de la extensión del líquido. La temperatura mínima está limitada por el punto de congelación del líquido orgánico empleado y varía de -100°F a -300°F . La máxima temperatura a la cual el líquido es estable es alrededor de 600°F . Los límites de intervalo de medición son determinados por el tamaño práctico del bulbo, para el mínimo (25°F a 50°F generalmente) y la no linealidad de la expansión y compresibilidad para el máximo (aproximadamente 250°F).

La velocidad de respuesta es en general inferior a la de los otros sistemas debido a la baja conductividad térmica asociada con la capacidad calorífica del líquido.

a.2 Clase V.

Este sistema está definido por la SAMA como: Un sistema térmico completamente lleno con mercurio o una amalgama autéutica de mercurio-talio que opera bajo el principio de la expansión del líquido.

La temperatura mínima está limitada por el punto de congelación del mercurio (-38°F) o por el punto de congelación de la amalgama mercurio-talio (-65°F). La temperatura máxima es generalmente limitada a 1000°F debido al rápido incremento de la presión del vapor. El valor mínimo del rango está limitado por el tamaño máximo práctico del bulbo, usualmente 40°F . El valor del rango está limitado solo por las temperaturas máxima y mínima.

La velocidad de respuesta está asociada exclusivamente con el bulbo y es generalmente más lenta que la de los sistemas de gas o vapor.

a.3 Clase II.

Este sistema está determinado por la SAMA como: Un sistema térmico parcialmente lleno con un líquido volátil y que opera bajo el principio de la presión de vapor.

La temperatura máxima está limitada por el punto crítico del líquido empleado y por la tendencia de los líquidos orgánicos a sufrir cambios químicos a temperaturas de 600°F o más.

La temperatura mínima está limitada generalmente a una temperatura de -40°F a causa de la pérdida en sensibilidad para la lectura a bajas temperaturas. En la Fig. I.5.3 se muestra la gráfica P-T tomada de la tabla de vapor, donde se observan las curvas o compor-

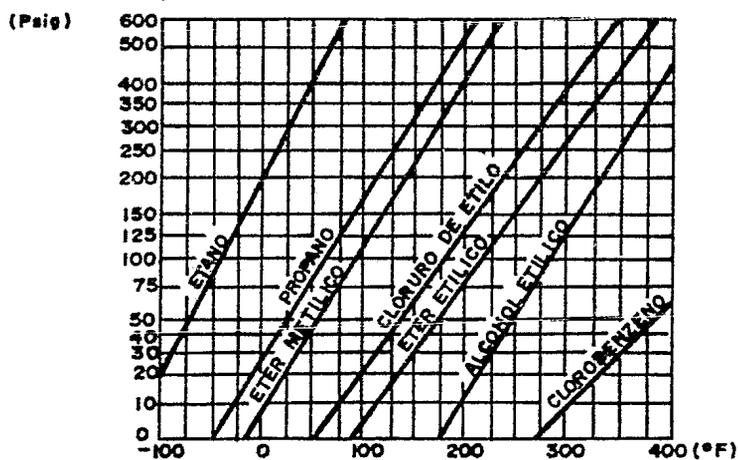
tamiento de estos líquidos volátiles.

La velocidad de respuesta varía desde una respuesta rápida hasta una respuesta lenta, dependiendo en parte de la longitud del capilar. Se encuentran termómetros que dan un 63% de respuesta en un tiempo menor o igual a un segundo, otros responden entre 6 y 10 segundos y finalmente otros que necesitan de un tiempo grande (desde varios minutos hasta una hora), para que el líquido fluya hacia el capilar y el Bourdon. De acuerdo a las curvas de la gráfica en la Fig. I.5.3, es obvio que estos sistemas son no lineales.

a.4 Clase III.

Este sistema está definido por la SAMA como: Un sistema térmico lleno con un gas que opera bajo el principio de cambio de presión, con un cambio de temperatura.

La temperatura mínima se aproxima a la temperatura crítica del gas empleado, por lo que los termómetros de este sistema pueden usarse cerca del cero absoluto.



Curvas de Presión-Temperatura para varios fluidos volátiles

Fig. I.5.3

La temperatura máxima está normalmente limitada a 1000°F a causa de los esfuerzos en el bulbo.

La velocidad de respuesta es generalmente rápida, aunque la respuesta del bulbo es restringida casi enteramente por el calentamiento de la pared del bulbo. El tiempo requerido para calentar el gas, sin el bulbo, es del orden de 0.25 segundos.

Generalmente el retardo debido al capilar es pequeño (menor o igual a un segundo). Dado que la masa del bulbo en relación a el área de la superficie externa es más favorable que en los otros tipos, el sistema de gas es particularmente adecuado cuando se instala en corrientes de aire u otro medio de baja conducción.

Los gases más comúnmente empleados en este tipo de termómetros, así como sus características, están dados en la tabla de la Fig. I.

5.4.

Las características de los sistemas I, II, III, V, están indicadas en la Fig. I.5.2.

a.5 Compensación por temperatura ambiente.

Debido a que el fluido sensor de temperatura se encuentra desde el bulbo hasta el elemento de presión, se ve afectado por las temperaturas registradas a lo largo del sistema bulbo-tubo capilar-elemento de presión. La sensibilidad a la temperatura del fluido contenido en el bulbo es el fundamento de la medición, los cambios de temperatura en otras partes del sistema pueden o no ocasionar errores importantes. Los sistemas de presión de vapor clase II no se encuentran sujetos a este tipo de error, ya que la presión del

Gas	Temperatura crítica °C	Cp $\frac{\text{Kcal}}{\text{Kg } ^\circ\text{C}}$	Viscosidad absoluta	Coef. de expansión a presión constante
			$\frac{\text{gr}}{\text{seg cm}} \times 10$	
Aire	-140	0.237	170	0.0037
Bióxido de carbono	31.1	0.203	139	0.0037
Helio	-267	1.250	195	0.0037
Hidrógeno	-235	3.400	97	0.0037
Oxígeno	-118	0.218	212	0.0037
Nitrógeno	-146	0.240	163	0.0037

Termómetros de gas.

Fig. I.5.4

sistema solo depende de la temperatura de la interfase líquido/vapor existente en el bulbo. El volumen de la cámara del bulbo varía con la temperatura, pero en grado despreciable.

En los sistemas de las clases I, III y V, la necesidad de compensación es función de la relación del volumen del bulbo al volumen total del sistema, de la longitud del capilar, de la temperatura ambiente, del rango de medición y de la exactitud requerida.

La compensación en la caja del instrumento corrige solamente por variaciones de la temperatura en la caja donde se encuentra el

Tubo Bourdon, esta compensación se hace de dos maneras : Compensación por bimetal y compensación por doble Bourdon.

El primero se hace colocando una placa de un bimetal en el extremo del Bourdon. Al recibir tanto el Bourdon como el bimetal un cambio de temperatura en la caja, el Bourdon tiende a girar en un sentido y el bimetal en sentido contrario, compensando en esta forma su movimiento.

El segundo se hace colocando junto al Bourdon del sistema de medición, otro Bourdon unido al extremo del primero, pero colocado en sentido contrario. En esta forma al percibir ambos un cambio en la temperatura ambiente, los dos tienden a moverse, pero como tienen sentido contrario, su movimiento total se anulará compensando así el sistema.

La compensación en el capilar se lleva a cabo reduciendo el área efectiva de la sección transversal del orificio del capilar, insertando un alambre de "Invar" dentro del capilar. Este alambre disminuye el volumen del líquido de llenado, hasta el punto en que la expansión volumétrica del líquido debida a un incremento en la temperatura será exactamente el mismo que el incremento en volumen del metal del capilar, provocado por el mismo incremento de temperatura.

b. Termómetros de vidrio.

La medición con estos termómetros está basada en la diferencia en expansión, dependiente de la temperatura del líquido y del capilar que lo contiene. Si la distribución de temperatura en el líquido del termó-

metro difiere de las condiciones que prevalecían cuando el termómetro fué calibrado, es necesaria una corrección para el bulbo.

El líquido en la columna de un termómetro de vidrio forma parte de un sistema total de respuesta térmica y es afectado por la temperatura a lo largo de su longitud, por esta razón los termómetros han sido divi-
didos en dos tipos :

i. Termómetros de inmersión parcial.

Estos instrumentos tienen una escala grabada alrededor del vástago la cual indica la cantidad exacta de inmersión para obtener una aproximación máxima.

ii. Termómetros de inmersión total.

En éstos, el bulbo y toda o casi toda la columna líquida están sumergidos.

Los materiales comúnmente usados para llenar estos termómetros son: mercurio, mercurio-talio, galio, alcohol, toluol, pentano y silicones.

Los termómetros de mejor calidad llevan un gas inerte a presión sobre la columna líquida para evitar vaporizaciones. Para el mercurio se usan generalmente: nitrógeno, argón, dióxido de carbono. Para el mercurio-talio se usa nitrógeno.

Los termómetros para uso industrial no se graban, esta unidad se monta en una cubierta protectora que contiene escalas graduadas.

c. Termómetros bimetalicos.

Los elementos sensores tipo bimetalico operan bajo el principio de que un cambio de temperatura daño ocasiona un cambio de longitud diferente en metales diferentes. Estos sensores son los más comúnmente usa

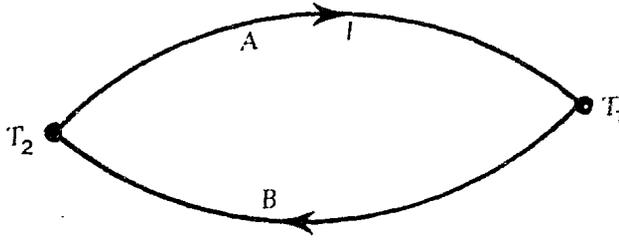
dos para indicación local de temperatura, ofreciendo una exactitud de $\pm 1\%$ de la amplitud de medición. Los tipos para laboratorio pueden ser más exactos. Por otra parte, los indicadores del tipo bimetalico generalmente se especifican con carátula circular de 127 mm (5") de diámetro, de preferencia del tipo antiparalaje, con ajuste externo de cero. El bulbo debe ser acero inoxidable con diámetro de 6mm (1/4") y longitud normalizada de 4", 6", 9", etc. Preferentemente se usa una conexión ajustable para permitir la lectura del instrumento desde el lugar que sea más conveniente. El rango de medición de estos termómetros se encuentra entre -130°C y 540°C , pero en operación continua, la temperatura no debe exceder los 430°C .

I.5.2 MEDIDORES ELECTRICOS.

a. Termopares.

El funcionamiento de los termopares se basa en que si un par de alambres de metales diferentes se unen en un extremo, se genera una fem (fuerza electromotriz) que se puede medir en el otro extremo, siempre y cuando se tengan temperaturas diferentes en ellos. La junta que está a la temperatura del proceso es la junta de medición, algunas veces llamada junta caliente; el otro extremo, al que se conecta el instrumento medidor, es la junta de referencia llamada también junta fría. Los alambres deben estar eléctricamente aislados después de la junta de medición. Si la junta de referencia se mantiene a una temperatura normalizada, por lo regular 0°C , para cada valor de la temperatura en la junta de medición corresponderá un valor único de fem para un determinado par

de metales. La Fig. I.5.5. muestra esquemáticamente un termopar.



Funcionamiento de un termopar.

Fig. I.5.5.

De la Fig. I.5.5, A y B son los metales y T_1 y T_2 son las temperaturas correspondientes a las uniones. I representa la corriente termoeléctrica que fluye a través del circuito. Se dice que A es termoeléctricamente positivo respecto a B, si T_1 es la unión fría, y la corriente fluye de T_2 a T_1 .

La designación del tipo de termopar, por ejemplo, tipo J sigue la nomenclatura establecida por la ISA. Las figuras I.5.6 y I.5.7. muestran los tipos de termopares, sus características y curvas de calibración.

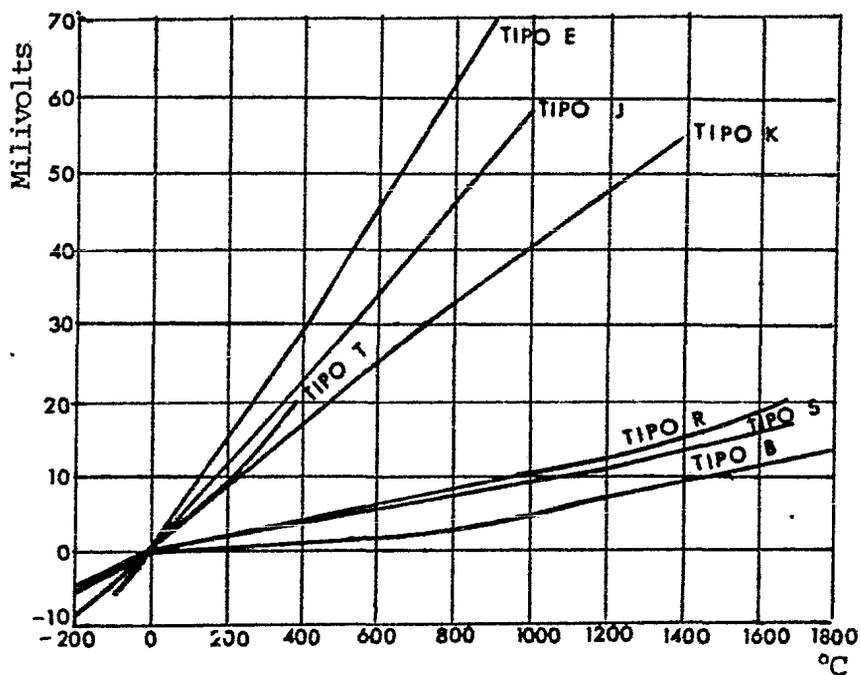
La tabla de calibración de la Fig. I.5.7 se aplica a alambres de composición muy específica. El alambre comercial no es de esa calidad, pero la mayoría de los tipos de termopar se encuentran disponibles en dos grados: normalizado y especial. El grado normalizado es el que generalmente se utiliza.

La calibración de cualquier termopar solo es válida mientras los alambres conserven la homogeneidad y la composición especificada para su tipo.

Tipo ISA	Elemento positivo	Elemento negativo	Rangos usuales de temperatura °C	Temperatura máxima °C
S	90% Pt - 10% Rh	Platino	0-1450	1700
R	87% Pt - 13% Rh	Platino ²	0-1450	1700
K	Cromel - P	Alumel	-200 a 1100	1200
J.Y	Fierro	Constan- tan	-200 a 750	1000
T	Cobre	Constan- tan	-200 a 350	600
E	Cromel - P	Constan- tan	-100 a 1000	1000

Tipos comunes de termopares.

Fig. I.5.6



Curvas Temperatura-Fem de termopares comunes.

Fig. I.5.7

a.1 Consideraciones de diseño

Normalmente se elige la combinación de metales de tal forma que se obtenga la fem térmica más alta después de haber considerado el intervalo de temperatura, el costo, la disponibilidad y la resistencia a la corrosión para la atmósfera donde el termopar será usado. Es claro que los puntos de fusión de los metales usados estarán sobre cualquiera de las temperaturas comprendidas en el intervalo de medición.

Existe una amplia variedad de diseños que se ajustan a los diferentes requisitos de instalación, algunos de los de más interés son:

- i. El termopar blindado o tipo lápiz. Tiene aislamiento mineral y se enfunda de fábrica en un tubo cerrado de metal resistente a la corrosión, normalmente acero inoxidable, lleva un resorte de carga para asegurar un contacto firme con la parte inferior del termopozo.
- ii. El diseño tradicional de termopar usa alambres con aislamiento de cerámica que se unen a la cabeza de conexiones. Este diseño es de menor precio y tiene las desventajas de : No hacer un contacto confiable con la parte inferior del termopozo, por lo que se incrementan los errores de medición, y además existe la posibilidad de perder la conexión tierra al formarse una película de óxido de alta resistencia en la junta de medición. Este diseño tiene una vida relativamente corta.
- iii. Los termopares de contacto pueden fijarse con abrazadera a una tubería, de modo que la junta de medición haga contacto firme con la tubería. Estos dispositivos se pueden utilizar si se necesita hacer u

na medición de temperatura para la que no se hayan hecho los preparativos normales; asimismo, pueden ser útiles para localizar fallas en el proceso.

- iv. Los termopares dobles (duplex) son similares a los normales, a excepción de que la junta de medición está formada por la unión de dos pares de alambres (únicamente en un termopozo) por ejemplo, dos de cromel y dos de alumel, cada par se conecta a un circuito diferente y se obtienen dos mediciones separadas, las que deben ser idénticas si los circuitos son similares.

a.2 Tubos protectores.

En algunos casos las condiciones bajo las cuales se usa un termopar determinan el uso de dos tubos protectores. En efecto, un tubo primario de porcelana o sílice fundido puede ponerse dentro de un segundo tubo de metal, carburo de silicio o arcilla; el tubo primario, de baja volatilidad, es adecuado para proporcionar impermeabilidad para gases a altas temperaturas y el segundo para proporcionar resistencia a esfuerzos mecánicos, térmicos y a la corrosión.

La Fig. I.5.8 muestra las temperaturas máximas recomendadas para los tubos protectores.

Los termopares hechos de platino-rodio son en particular susceptibles a contaminarse y deben ser protegidos con tubos de cerámica impermeables a gases y vapores en todo el intervalo de medición. Los tubos de metal o termopozos proveen normalmente la protección suficiente para los metales bases del termopar. Las capas de óxido en los alambres del termopar representan una buena protección, para

TIPO DE TUBO	TEMPERATURA MAXIMA RECOMENDADA °C
Tubos de metal	
Fierro alto en silicón	425
Acero sin costura	550
Acero al carbón	550
Hierro colado	700
Hierro forjado	700
Acero inoxidable 18 Cr - 8 Ni	950
Fierro 28 Cr	1100
Cromel - T	1100
Cromo níquel	1100
20Cr - 32Ni - 48Fe (Incoloy)	1100
Inconel	1260
Tubos de cerámica	
Sílice fundida	1050
Arcilla refractaria	1550
Sillimanite	1550
Mullite	1550
Sílice	1600
Carburo de silicón	1650

Temperatura máxima de operación
recomendada para tubos protectores.

Fig. I.5.8

ellos, contra la contaminación por vapores metálicos .

Los tubos de metal que proveen una protección suficiente para una atmósfera oxidante, pueden ser por entero insatisfactorios si hay presentes grandes cantidades de gases de horno; en algunas instalaciones se prevee ventilación interior del tubo protector con una corriente lenta de aire o de algún gas inerte para reducir los efectos dañinos de los gases .

Los tubos primarios de cerámica que mejor reúnen los requerimientos de estabilidad e impermeabilidad a los gases son : porcelana altamente refractaria para temperaturas hasta $+ 1550^{\circ}\text{C}$, sílice fundida para temperaturas hasta $+ 1050^{\circ}\text{C}$ en atmósfera oxidante y vidrio "pyrex" para temperaturas hasta $+ 500^{\circ}\text{C}$.

El tubo secundario más apropiado depende en gran parte del tipo de corrosión existente. Tubos de níquel-cromo-fierro se usan particularmente en atmósferas oxidantes, tubos de cromo-fierro en atmósferas que contienen azufre y tubos de níquel-fierro para baños cáusticos calientes y de metal fundido .

b. Bulbos de resistencia RTD's .

Todo metal tiene una determinada resistencia que se incrementa con la temperatura. Los metales que generalmente se usan como elementos sensores en los bulbos de resistencia (RTD) son: cobre, níquel y platino .

Los bulbos de resistencia pueden adquirirse con calibración, sin embargo, la calibración puede variar, particularmente si se somete a una temperatura que exceda el límite superior recomendado, debido a lo anterior, la calibración debe verificarse periódicamente .

Dentro de los rangos de los RTD's para uso industrial están los que cuentan con rangos menores y mayores de 100 ohms. Se recomienda el uso de los de 100 ohms ya que: i. A una resistencia mayor se requiere un sensor de mayor tamaño, con un límite superior de temperatura menor debido a la falla de aislamiento entre los conductores internos y es de costo mayor, y por otro lado ii. A una resistencia menor, se tiene una respuesta menor de voltaje. Generalmente los RTD's de platino de 100 ohms deben tener exactamente un coeficiente de $0.00385 \text{ ohms/ohm } ^\circ\text{C}$.

Los bulbos de resistencia pueden contar con dos, tres o cuatro cables de resistencia para interconexión con el instrumento secundario.

Las propiedades de las diferentes formas de conexión se definen en la Fig. I.5.9.

Número de hilos	Efecto en la medición de cambios de temperatura	Resistencia de balance	Polaridad
2	Grande	Se requiere	No importa
3	Poco	Se requiere	Importante
4, con circuito de compensación	Poco	No se requiere	Importante
4, dispuestos en pares	Ninguno	No se requiere	Importante

Características de los alambrados de los RTD's
Fig. I.5.9

El circuito de medición del RTD utiliza la energía que le proporciona una fuente de C.D. que varía de 10 a 80 volts. La energía se suministra a través del instrumento secundario.

I.6 TRANSMISORES ELECTRONICOS Y NEUMATICOS .

Un transmisor es una pieza del equipo específicamente diseñada para enviar la información de la variable de los sensores en un sistema , a través de largas distancias dando niveles de señal estándares en su salida. Fig. I.6.1.

En algunos casos, las señales de la variable del proceso pueden ir directamente al controlador o indicador si está localizado lo suficientemente cerca al proceso, sin ninguna modificación a la señal. Sin embargo, como muchos controladores están alejados del proceso, han sido diseñadas piezas especiales de equipo de interconexión cuyo propósito es específicamente recibir una señal de la variable del proceso en el transductor y darle a esta señal la potencia suficiente para que pueda ser transmitida a través de la distancia necesaria sin la adición de ruido excesivo o reducción en exactitud, sensibilidad y otros factores.

La ISA (Instrument Society of America) se ha empeñado en los problemas de la transmisión de señales a larga distancia y ha determinado algunos niveles de señal normalizados. Si la señal a transmitir es neumática, los niveles estándar son de 3 psig a 15 psig.

La presión máxima (15 psig) representa el máximo en la desviación de la señal (100% de amplitud de señal) y (3 psig) representaría la amplitud de señal mínima posible (0% de amplitud de señal). Como la variable del proceso varía de una manera analógica de 0% a 100% o cualquier punto dentro de este rango, la presión fuera del transmisor será proporcional entre 3 psig y 15 psig. Para evitar confusión en caso de falla del equipo, el 0% de amplitud de señal corresponde a 3 psig.

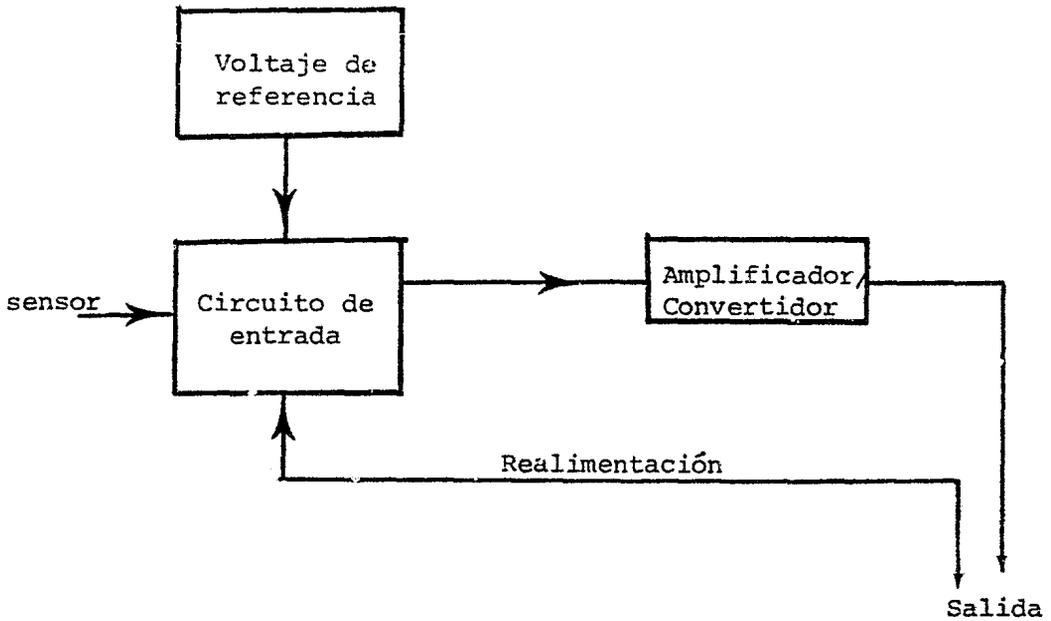


Diagrama de bloques de un transmisor electrónico.

Fig. I.6.1

La transmisión de señales puede ser también, y más comúnmente, en forma eléctrica.

Los estándares ISA para la transmisión de señales eléctricas son primariamente de 4mA a 20mA de corriente y secundariamente de 1mA a 5mA. Aquí 4mA (o 1mA) representa el mínimo valor de la variable del proceso y 20mA (o 5mA) representa el máximo valor de la información de la variable (escala completa o deflexión del 100%) .

Los transmisores incluyen también comúnmente el "hardware" necesario para traducir la información de la señal. Por ejemplo un transmisor voltaje-presión aceptará una señal de voltaje DC no normalizada en su entrada y traducirá este voltaje a la señal normalizada de presión neumática de 3 psig a 15 psig para la transmisión .

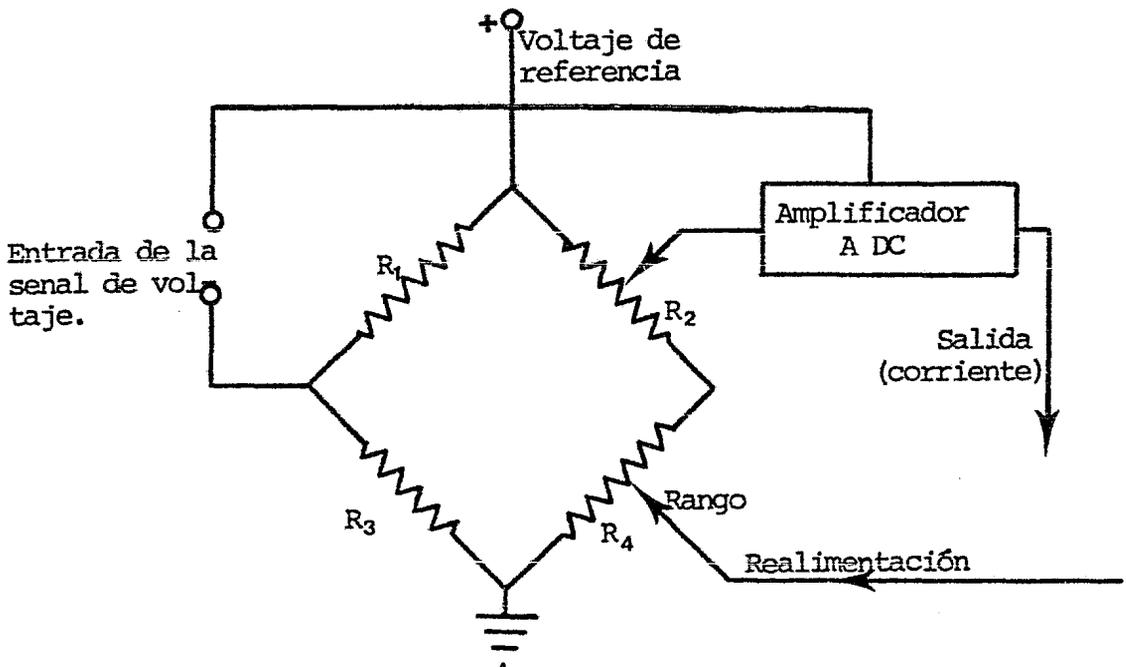
Hay muchos otros tipos de transmisores comúnmente disponibles que

aceptan voltaje, corriente, resistencia o señales de presión en muchos rangos diferentes a su entrada, traduciendo estas señales a los niveles normalizados por la ISA, para la transmisión hacia el controlador o cualquier otro receptor .

I.6.1 TRANSMISORES ELECTRONICOS .

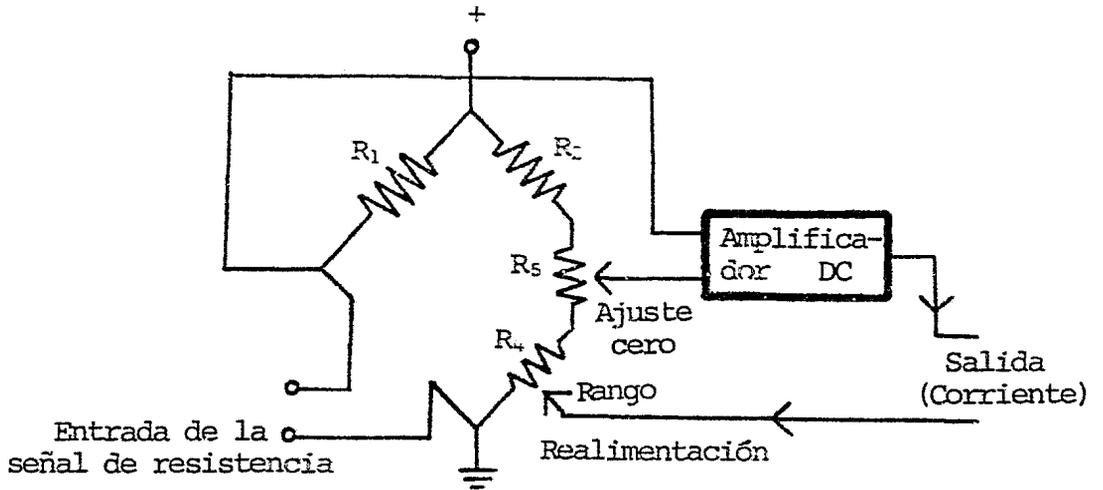
Estos transmisores contienen frecuentemente el "hardware" del equipo del puente de Wheatstone o de amplificación .

Existen transmisores que reciben voltaje y transmiten corriente Fig. I.6.2 , que reciben resistencia variable y transmiten corriente como el de la Fig. I.6.3 , que reciben una señal de presión variable y transmiten corriente Fig. I.6.4.



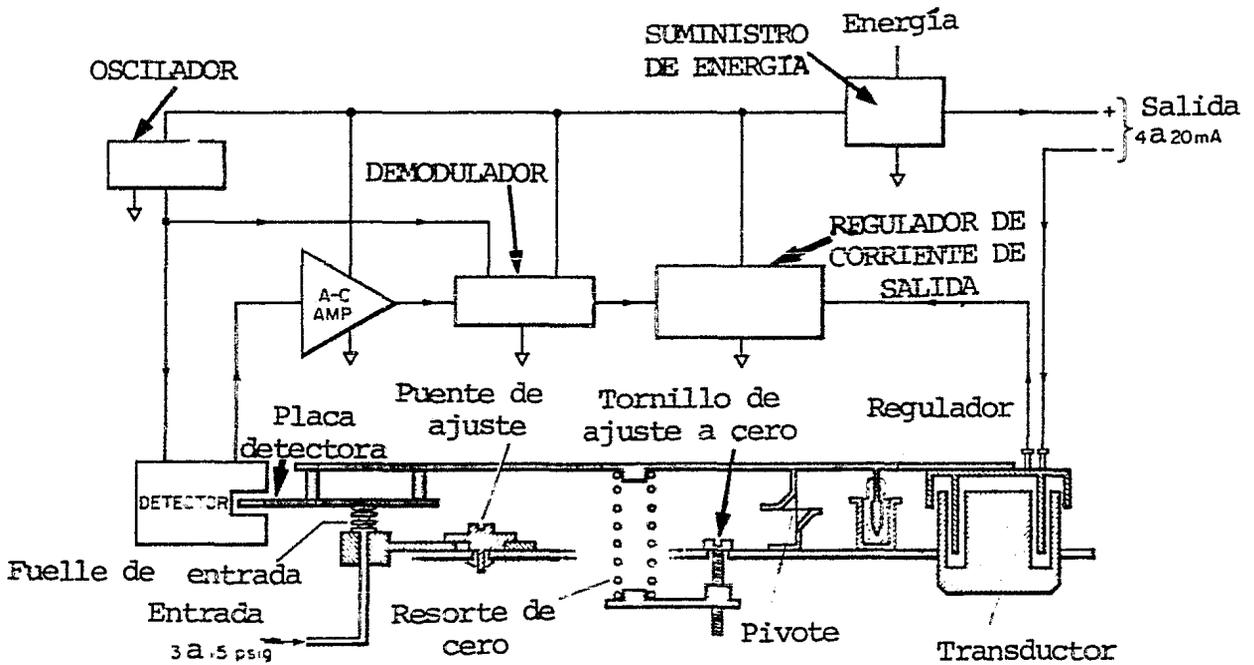
Transmisor que recibe voltaje y transmite corriente.

Fig. I.6.2



Transmisor que recibe señal de resistencia y transmite corriente.

Fig. I.6.3



Transmisor que recibe señal de presión y transmite corriente.

Fig. I.6.4

a. Interferencia (Ruido).

El ruido es un voltaje o corriente no deseado que aparece en los circuitos del instrumento. Puede tomar varias formas: corriente alterna incluyendo alta frecuencia, corriente directa o un transitorio.

Por lo general pueden aparecer estos dos tipos de ruido, ya sea en forma aislada o como una combinación de ambos:

- Modo común o interferencia longitudinal. Aparece como un voltaje equivalente de cada terminal del instrumento a tierra.
- Modo transversal. Aparece como un voltaje entre las terminales del instrumento.

Hay tres métodos por los cuales se pueden introducir interferencias a los cables del instrumento:

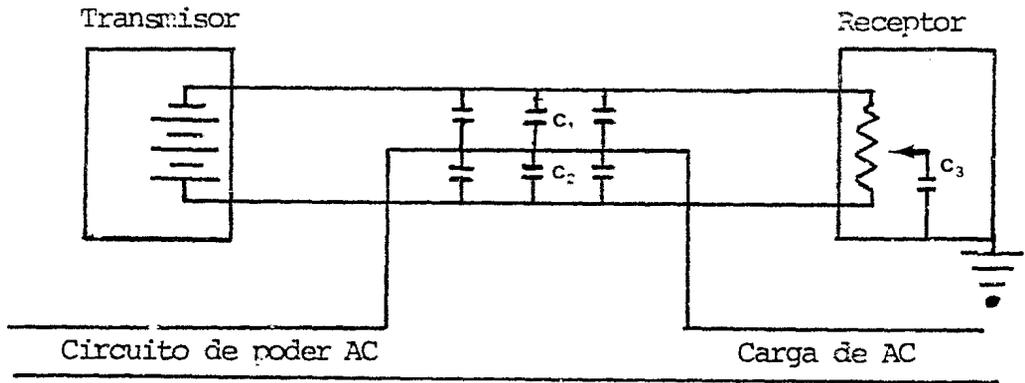
- a.1 Acoplamiento electrostático o capacitivo.
- a.2 Acoplamiento electromagnético o inductivo.
- a.3 Acoplamiento directo:
 - i. Corrientes de corto
 - ii. "Loops" de tierra.

a.1 Acoplamiento capacitivo.

C_1 , C_2 es la capacitancia distribuida del circuito de poder hacia el "+" o el "-" del instrumento, Fig. I.6.5. El circuito se completa con C_3 que es la capacitancia distribuida a tierra.

Si $C_1 = C_2$, los voltajes a tierra de ambas terminales son iguales y la interferencia es de modo común.

La interferencia transversal se presentaría si solo un cable se acoplara capacitivamente a la fuente.



Acoplamiento capacitivo.

Fig. I.6.5

a.2 Acoplamiento inductivo.

Existe si C_1 y C_2 son reemplazados por un campo electromagnético que esté cerca de los cables de señal. Otra vez un voltaje se encuentra en uno y ambos cables de señal, la diferencia es que el voltaje inducido está en serie con cada cable de señal.

-Un voltaje inducido electromagnéticamente es proporcional a la corriente de la fuente.

-Un voltaje inducido electrostáticamente es proporcional al voltaje de la fuente.

La magnitud de la señal de ruido depende del acoplamiento relativo y de las impedancias de carga. Por ejemplo con acoplamiento capacitivo, Fig. I.6.6.

El voltaje de interferencia en la señal es:

$$E_{\text{int.}} = E_{\text{fuente}} \frac{R_2 + Z_3}{Z_1 + R_1 + Z_3}$$

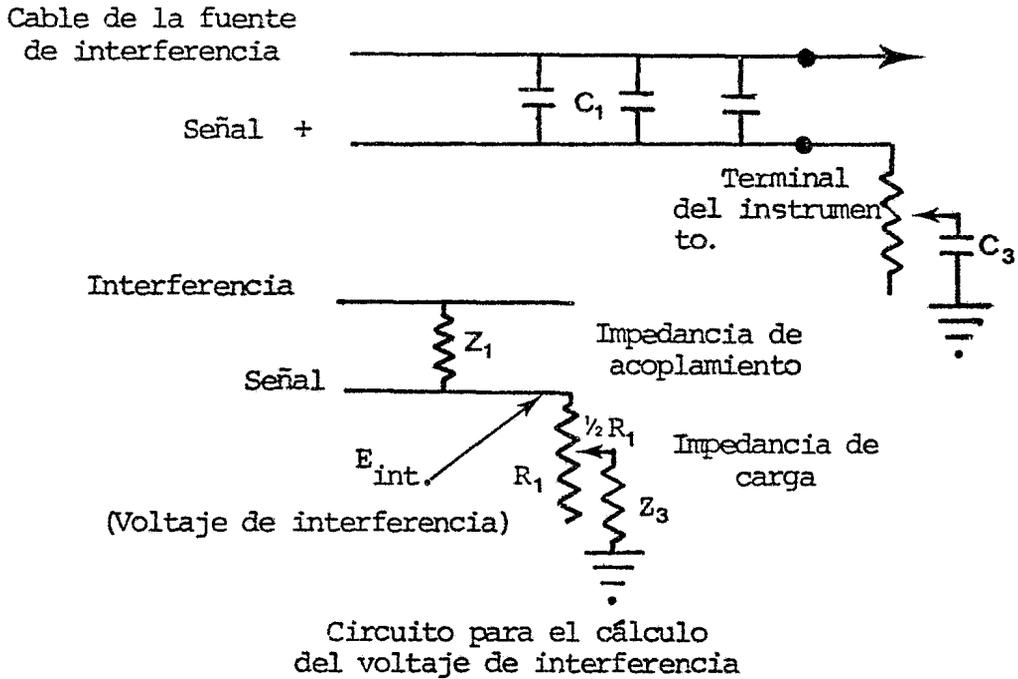
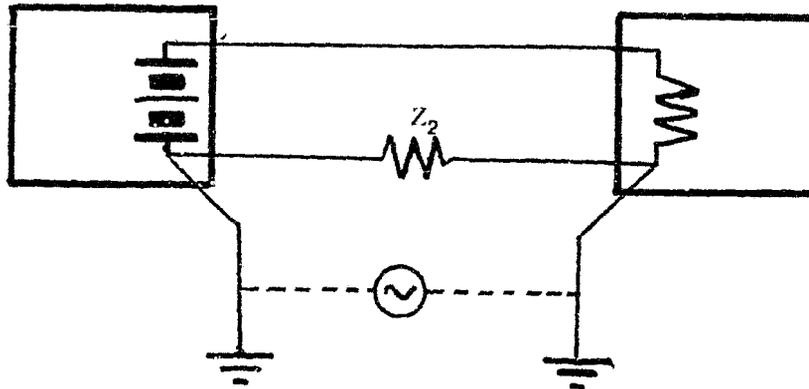


Fig. I.6.6

a.3 Acoplamiento directo.

El tercer método es acoplamiento directo, los casos más comunes son:

- i. Cuando hay una resistencia debido al poco aislamiento entre los circuitos de la fuente y la señal, aparece ruido en el circuito de señal muy similar al debido por acoplamiento electrostático o electromagnético.
- ii. Aparece una fuente de ruido llamada "loop" de tierra, mostrada en la Fig. I.6.7, debido a que existen dos tierras, entre ambas aparece un voltaje que causa una corriente a través de la impedancia del cable de señal (Z_2) y esto origina una caída de voltaje. Es por supuesto una interferencia transversal.



"Loop" de tierra.

Fig. I.6.7

Hemos considerado únicamente los cables de poder como fuente de ruido, pero existen otras fuentes: máquinas eléctricas como motores, generadores, equipo de RF, equipo inductivo, etc. Todos tendrán campos electrostáticos o electromagnéticos rodeando a los cables de señal y estos campos también originarán ruido.

b. Requerimientos de diseño

Es parte importante la buena selección del instrumento y de acuerdo a la interferencia, se deben seleccionar instrumentos que aminoren al máximo el ruido.

Existen ciertos requerimientos en el diseño:

- i. Que tenga tolerancia grande a las señales de ruido.
- ii. Que tenga baja impedancia.
- iii. Que el nivel de la señal sea lo más grande posible.
- iv. Que tenga bien aislados los cables de entrada, salida, fuente de poder y la tierra.
- v. Usar DC en la transmisión.

c. Eliminación o reducción del ruido .

Después de la instalación, algunas veces se encuentra mucha interferencia inesperada, hay que eliminarla .

Se debe reconocer el tipo de ruido y su magnitud, además la fuente que lo origina, ya sabiendo esto se puede tomar la decisión del mejor método para eliminarlo o reducirlo. Los métodos usuales son :

- i. Aterrizar cables de señal .
- ii. Transposición de cables de la fuente de ruido .
- iii. Blindar cables de señal .
- iv. Filtros .
- v. Remover los "loops" de tierra .
- vi. Buen aislamiento para evitar corrientes de corto .

I.6.2 TRANSMISORES NEUMATICOS .

Los transmisores neumáticos son ampliamente utilizados en los sistemas de control de procesos. Para transmitir la información de un lugar hacia el siguiente, se emplean señales de aire comprimido. Algunas veces resulta impráctico transmitir a partir de un medidor básico a través de distancias relativamente grandes pues se introducen retrasos en la medición y errores .

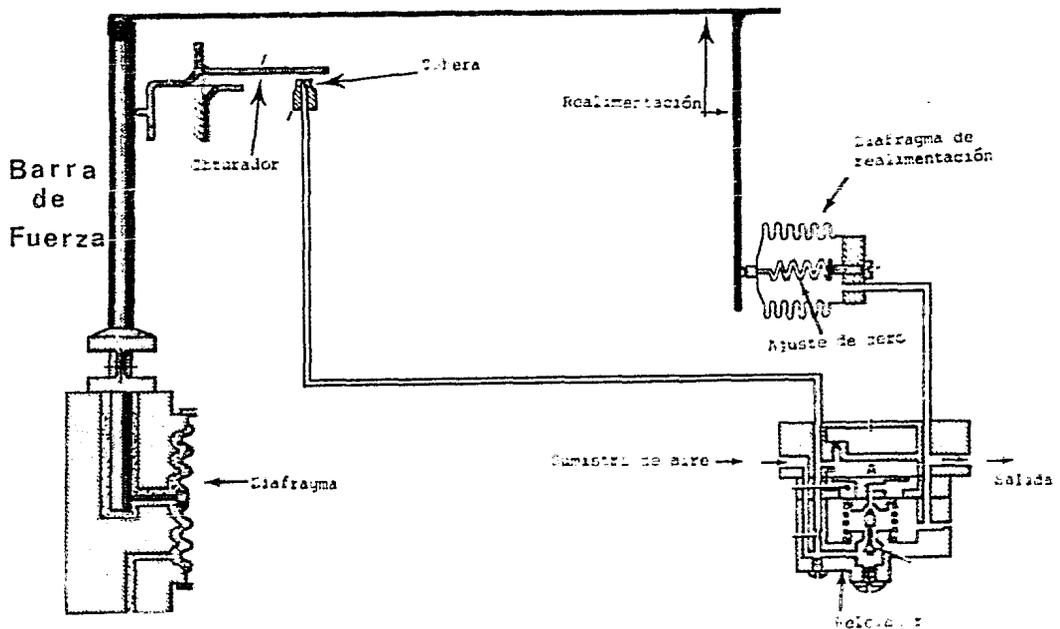
Los sistemas de transmisión neumática están compuestos por una fuente de aire comprimido, un transmisor que modula la cantidad de aire proporcionado, canales o conductos de salida para llevar la señal de aire modulada hacia el punto de recepción y uno o más receptores conectados en paralelo. Esos receptores pueden ser algún tipo de indicador, un controlador automático, un registrador o algún otro dispositivo adecuado .

En los transmisores, el aire es pasado por un filtro fino para eliminar cualquier partícula contaminante pues el suministro de aire debe ser limpio, cuidando este factor se aumentará la confiabilidad de los sistemas de transmisión neumática .

En un transmisor neumático, la presión de aire a la salida es proporcional al valor de la variable que está siendo medida. Se requiere usualmente un suministro de aire a 20 psig de presión .

Un transmisor neumático elemental, Fig. I.6.8, consiste de tres elementos principales :

- i. Un elemento sensor para convertir la variable a desplazamiento mecánico, fuerza o par, puede ser un fuelle, un bourdón o un diafragma .
- ii. Un sensor, que es frecuentemente un piloto directo o una tobera de mariposa .
- iii. Un elemento de realimentación, usualmente un fuelle o diafragma .

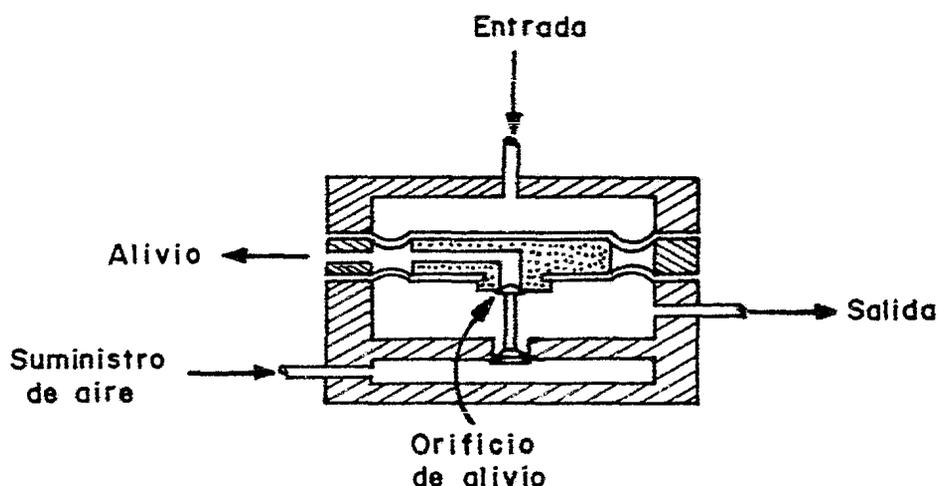


Transmisor Neumático.

Fig. I.6.8

Si la distancia de transmisión es grande e involucra una cantidad considerable de tubos conectores o un gran volumen en el receptor, entonces se utiliza un relevador. Este relevador es conectado entre la tobera y el tubo de salida. Aparte de servir como un elevador de potencia, proporciona un flujo de aire mayor en el tubo .

Si el volumen del receptor en el cual termina la transmisión es muy grande, la respuesta dinámica de la tubería y su carga receptora podría ser lenta. El "booster" neumático es un dispositivo que algunas veces se añade para resolver el problema, Fig. I.6.9. Este debe ser de alta calidad y con una ganancia de uno de manera que su salida iguale su entrada, de tal manera que no sume un error a la medición. Los largos puertos del "booster" permiten un flujo de aire comparativamente mayor dentro y fuera del volumen conectado, en respuesta a los cambios de la presión de entrada .



"Booster" neumático

Fig. I.6.9

II

Elementos y Funciones del Control

II.1 CONCEPTOS GENERALES .

Una vez que los sensores han medido la variable de interés, ésta es transmitida hacia un sistema, llamado sistema de control, que corrige su valor si es que éste difiere del valor deseado .

En este capítulo se tratarán los elementos y funciones básicas del control, describiendo las diversas formas (modos) que tiene el sistema de control para corregir cambios en las variables. Dependiendo del tipo de proceso y del modo de control, la manera de lograr un control óptimo difiere, por lo cual es importante conocer el comportamiento de cada proceso para poder seleccionar un modo adecuado de control .

II.1.1 ELEMENTOS DE ANALISIS PARA CONTROLAR LOS PROCESOS .

Entre los elementos más comunes para analizar un sistema se tiene :

- a. Cálculo operacional .
- b. Diagramas de bloques y funciones de transferencia .
- c. Análisis gráfico

a. Cálculo operacional.

Este análisis se utiliza en sistemas lineales mediante el uso de

la transformada de Laplace, sus ecuaciones diferenciales pueden ser simplificadas para poder ser resueltas algebraicamente.

b. Diagramas de bloques y funciones de transferencia.

Las funciones de transferencia son expresiones matemáticas que describen la reacción de un sistema sobre una variable.

Los diagramas de bloques son una representación esquemática del sistema, mostrando en estos bloques los elementos actuantes dentro del sistema.

Con la combinación de estas dos herramientas se analizan principalmente los sistemas de control.

c. Análisis gráfico.

Dentro de este análisis existen dos métodos: la respuesta a transitorios y la respuesta a frecuencia variable.

c.1 Respuesta al transitorio.

Es el análisis gráfico más usado, este método consiste en un cambio instantáneo en la entrada y la respuesta obtenida se grafica con respecto al tiempo. Este análisis es muy importante ya que en la práctica no se conoce previamente la señal de entrada a un sistema de control, ya que su naturaleza es aleatoria y no puede expresarse instantáneamente en forma analítica, salvo en ciertos casos en que es conocida con anterioridad.

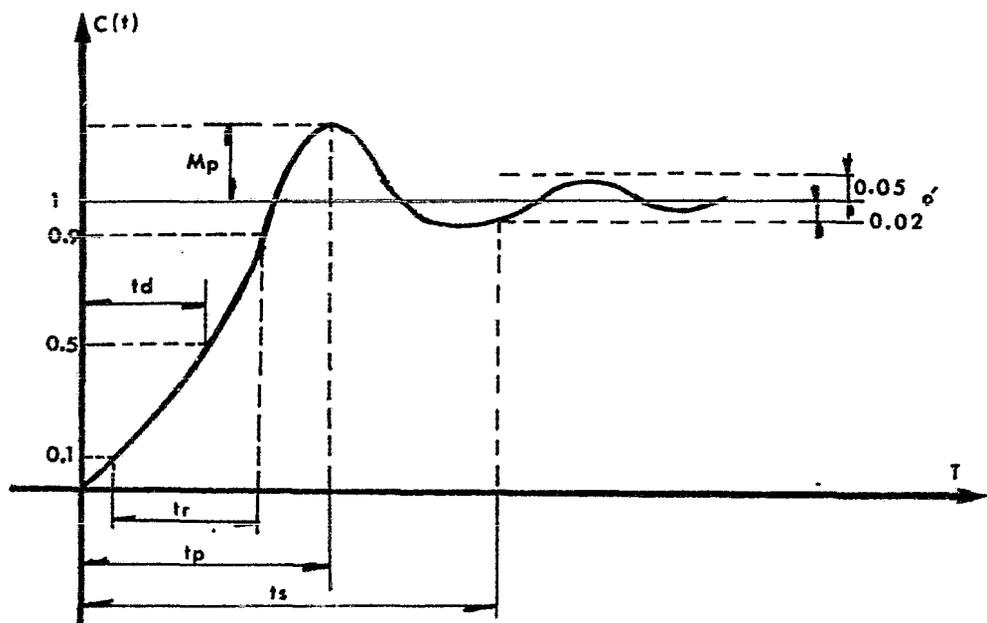
Entre las señales típicas para modelar el sistema, están las funciones escalón, rampa, impulso y sinusoidales. Estas funciones

son escogidas dependiendo del tipo de perturbaciones.

La respuesta transitoria de un sistema de control real, frecuentemente presenta oscilaciones amortiguadas antes de alcanzar el estado estable. Al especificar las características de respuesta transitoria de un sistema de control a una entrada escalón unitario, es común especificar lo siguiente:

- i. Tiempo de retardo " t_d ".
- ii. Tiempo de crecimiento " t_r ".
- iii. Tiempo de sobrepaso " t_p ".
- iv. Sobrepaso máximo " M_p ".
- v. Tiempo de establecimiento " t_s ".

Estas características pueden ser vistas gráficamente en la Fig. II.1.1.



Respuesta a entrada escalón.

Fig. II.1.1

i. Tiempo de retardo "td" .

Es el tiempo que tarda la respuesta en alcanzar por primera vez la mitad del valor final.

ii. Tiempo de crecimiento "tr".

Es el tiempo requerido para que la respuesta crezca del 10% al 90%, del 5% al 95% o del 0% al 100% de su valor final. Para sistemas de segundo orden subamortiguados, normalmente se utiliza el tiempo de crecimiento correspondiente de 0% a 100%. Para sistemas sobreamortiguados se acostumbra usar el tiempo de crecimiento correspondiente de 10% a 90% .

iii. Tiempo de sobrepaso "tp".

Es el tiempo requerido por la respuesta para alcanzar el primer pico del sobreimpulso.

iv. Máximo sobreimpulso (en por ciento) "Mp".

Es el valor pico máximo de la curva de respuesta medido desde la unidad. Si el valor final estabilizado de la respuesta difiere de la unidad, es común utilizar el máximo sobreimpulso porcentual. Está definido del siguiente modo:

$$\text{Máximo sobreimpulso porcentual} = \frac{C(tp) - C(\infty)}{C(\infty)}$$

Donde: $C(tp)$ Es la función valuada en "tp".

$C(\infty)$ Es la función valuada en el tiempo t_{∞}

El valor del máximo sobreimpulso (porcentual) indica la estabi

lidad relativa del sistema.

v. Tiempo de establecimiento " t_s " .

Es el tiempo requerido por la curva de respuesta para alcanzar y mantener su valor dentro de determinado rango alrededor del valor final (habitualmente 5% o 2%).

c.2 Análisis de respuesta a la frecuencia.

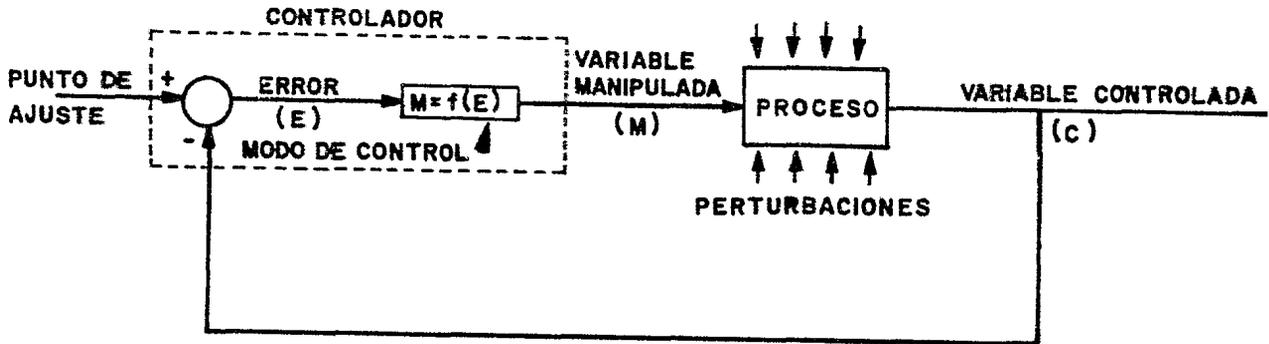
Este método consiste en suministrar al sistema o dispositivo que se analiza una entrada sinusoidal de frecuencia variable y observar la respuesta que se obtiene a la salida. Este método proporciona bastante información sobre el comportamiento del sistema y permite analizar si será estable o no estable de acuerdo a las características del proceso. Dentro de este análisis existen tres criterios de estabilidad:

- i. Criterio de estabilidad de Bode.
- ii. Criterio de estabilidad de Nyquist.
- iii. Criterio de estabilidad de Routh.

II.2 MODOS DE CONTROL Y SU IMPLEMENTACION NEUMATICA Y ELECTRONICA.

Se le llama modo de control a la forma en que el sistema de control lleva a cabo la corrección de la variable que está siendo controlada. Cuando el concepto anterior es aplicado al instrumento controlador, queda descrito como la forma en que este instrumento cambia su salida con respecto a su señal de entrada. La señal de entrada al controlador para

un sistema de control realimentado, viene dada por la diferencia entre el punto de ajuste y el valor de la variable controlada. A esta variable diferencial se le conoce como error, ver la Fig. II.2.1.



Modo de control.

Fig. II.2.1

En la industria moderna, los modos de control comunmente usados son:

1. Control de dos posiciones.
2. Control proporcional.
3. Control proporcional más integral (reajuste).
4. Control proporcional más derivada (pre act).

Cada modo de control tiene características propias, aunque se pueden implementar combinaciones, como es el caso del control proporcional más integral más derivada.

II.2.1 CONTROL DE DOS POSICIONES.

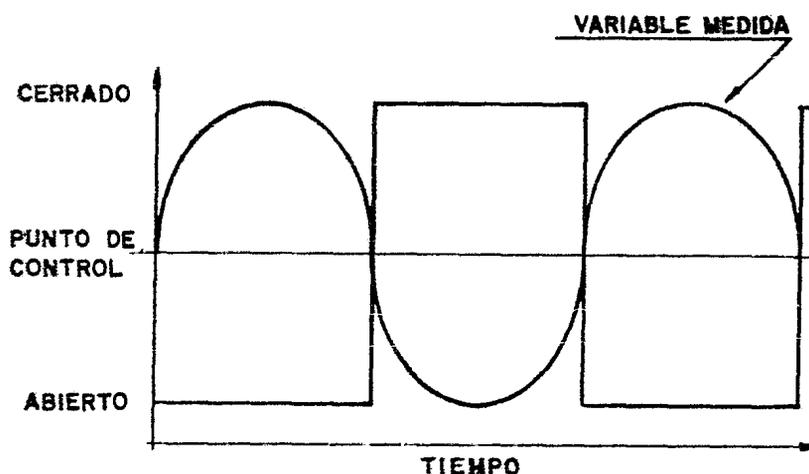
Posiblemente es el modo de control más elemental por la manera tan simple de operar. Como su nombre lo indica, este modo de control por definición, obliga al elemento final de control a estar en cualquiera de

dos posiciones, la unidad de control nunca lo mantendrá en una posición intermedia.

Dentro de la clasificación del control de dos posiciones existen dos de mayor importancia:

- i. Encendido-apagado.
- ii. Encendido- apagado con banda muerta.

El más simple es el encendido-apagado (on-off), en este modo de control, cuando la variable controlada difiere del punto de control deseado, el elemento final de control es impulsado de una a otra posición, como lo indica la Fig. II.2.2.



Control encendido-apagado.

Fig. II.2.2

Siguiendo la secuencia de la Fig. II.2.2, cuando la variable medida baje del punto de control, el elemento final de control se cierra y quedará así hasta que la variable llegue de nuevo al punto de control, momento en el cual el elemento final de control se abrirá. Bajo este principio de operación, la variable medida estará oscilando alrededor

del punto de control, con una amplitud y frecuencia de oscilación que dependen de las características dinámicas del proceso.

Si el proceso no tiene retardos, la frecuencia de oscilación del sistema será alta si la carga del sistema no varía y por lo tanto la curva de respuesta quedará constante en amplitud y frecuencia.

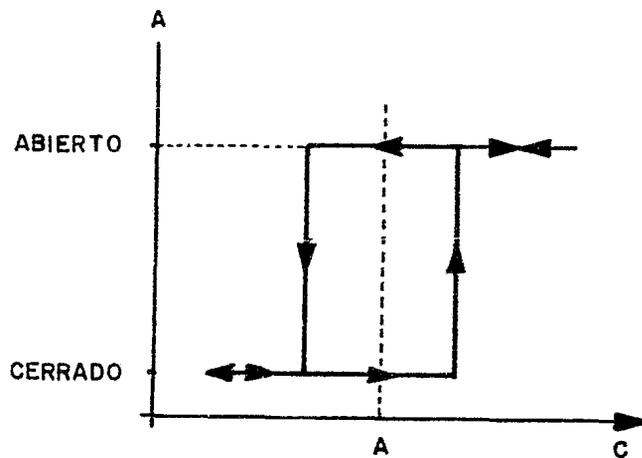
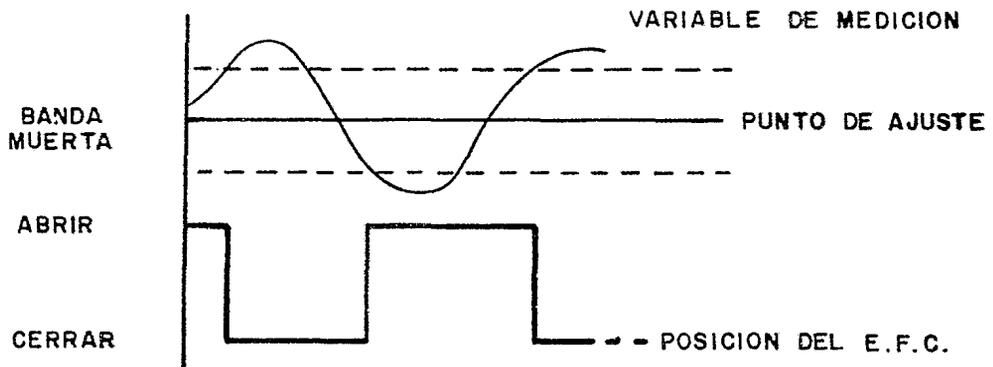
Para que un sistema de control encendido-apagado sea recomendable, se requiere lo siguiente :

- i. Tener capacitancia suficiente en el proceso, que permita al elemento final del control mantenerse a la par con el ciclo de medición.
- ii. No requerir un control preciso.
- iii. La energía que exista en el proceso sea mayor que la energía que entra al mismo.

En el control encendido-apagado con banda muerta, dicha banda existente alrededor del punto de ajuste, nos permite controlar de alguna manera la frecuencia de oscilación del sistema como lo muestra la Fig. II. 2.3.

Como lo indica la Fig. II.2.3, cuando la variable medida excede el límite superior de la banda, el controlador manda una señal al elemento final de control de cerrar, éste quedará cerrado hasta que la variable medida alcance el límite inferior de la banda, en este momento se enviará una señal para que el elemento final de control abra, manteniendo esta posición hasta que se repita el ciclo.

Aunque este sistema de control con banda muerta no es tan exacto como el control encendido-apagado simple, el control de la frecuencia de oscilación ayudará a evitar el desgaste del elemento final de control provocado por los continuos cambios de posición.

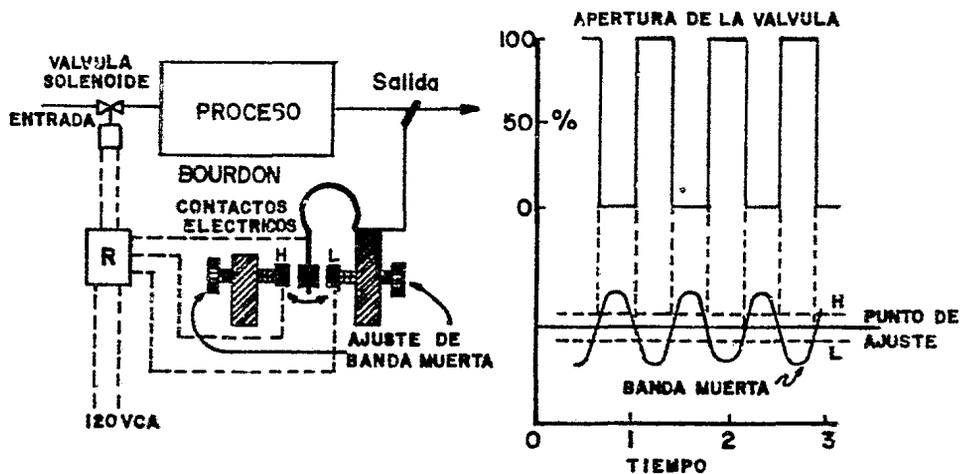


Control encendido-apagado con banda muerta.

Fig. II.2.3

Un típico control de dos posiciones eléctrico es el mostrado en la Fig. II.2.4. La señal de proceso o variable de control entra al tubo Bourdon, el cual tendrá deformaciones proporcionales a los cambios en la variable de control. El punto de ajuste del sistema está dado por la posición de los electrodos colocados en los extremos del electrodo que posee el tubo Bourdon. Al hacer contacto el electrodo de proceso con el electrodo de ajuste, se producirá una corriente dado el cierre de un

circuito eléctrico que se considera como la señal de control para actuar algún elemento final de control.



Control de dos posiciones eléctrico.

Fig. II.2.4

II.2.2 CONTROL PROPORCIONAL.

Para este modo de control, la salida del controlador es directamente proporcional a la desviación de la variable controlada con respecto al punto de ajuste. Dicho en otras palabras, existe una relación lineal entre la variable controlada y la posición del elemento final de control.

La cantidad de cambio en la salida del controlador en relación al cambio en la entrada al mismo, es función de la ganancia del controlador. Dicho en forma matemática, la salida del controlador puede expresarse como:

$$Y = K_p e$$

Donde: Y Salida del controlador.

K_p Ganancia del controlador.

e Entrada al controlador (señal de error).

Los controladores tienen su ajuste de ganancia expresado en porcentaje de banda proporcional existiendo la siguiente relación entre ambas:

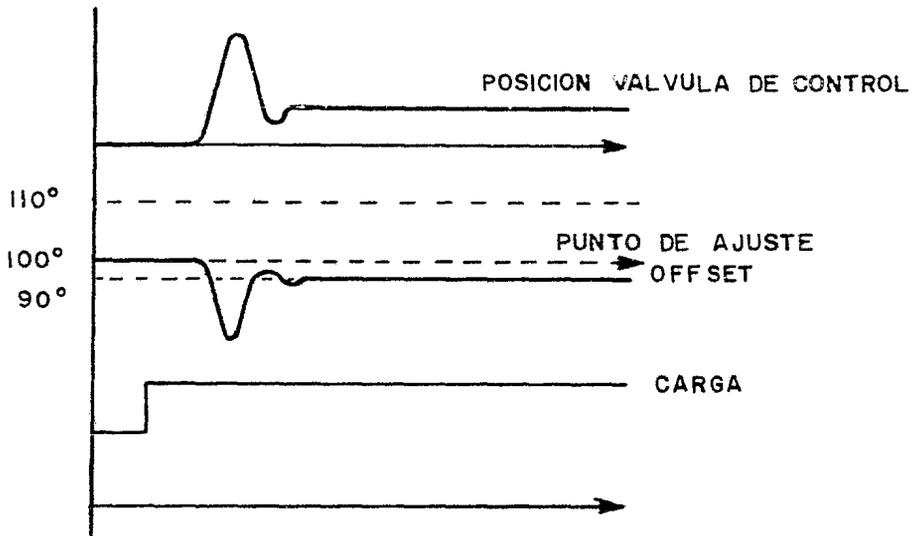
$$\text{Banda proporcional} = \frac{1}{\text{Ganancia}} \cdot 100$$

La banda proporcional puede definirse como el por ciento de cambio en la entrada que produce 100% de cambio en la salida, o dicho en otras palabras, es la cantidad de cambio en la variable controlada que es necesario para producir la operación total del elemento final de control. Para los controladores prácticos, la banda proporcional se encuentra entre 1% y 200%.

En un sistema de control con modo proporcional, el controlador tratará de regresar a la variable medida a su punto de ajuste siempre que ésta se desvíe de dicho punto. Resulta obvio suponer que cuando ocurre un cambio de carga en el proceso, el elemento final de control requiere de una nueva posición para compensarlo, pero un control proporcional únicamente reposiciona al elemento final de control cuando existe una desviación de la variable controlada con respecto a su punto de ajuste, es decir cuando existe un error, esto trae como resultado que cuando ocurre un cambio de carga, existirá necesariamente una desviación de la variable controlada respecto al punto de ajuste, conocida como "offset" siendo una característica única inherente al modo de control proporcional.

El siguiente ejemplo ayudará a aclarar este concepto de "offset": Considérese que en un sistema de control de temperatura, el controlador es ajustado para que opere a 100°C utilizando para ello uno de modo proporcional, como nos lo indica la Fig. II.2.5. Al ocurrir un cambio de

carga, la temperatura no regresa al punto de control ajustado originalmente y el controlador balancea su salida a un nuevo punto de control, para el ejemplo dado son 90°C existiendo una desviación de 10°C que viene a ser el "offset" del sistema.



Control de temperatura con un controlador proporcional.

Fig. II.2.5

El valor del "offset" es proporcional al cambio de carga y puede disminuir aumentando la ganancia del controlador y éste tendrá una mejor respuesta conforme su ganancia tienda a infinito, sin embargo, lo anterior crea otro problema que es la sobrecorrección que un sistema de alta ganancia tiende a hacer, con lo cual el sistema tenderá a oscilar en forma inestable.

La alta ganancia del sistema de control significa que cualquier variación de la variable controlada será amplificada K_p veces con el objeto de que el controlador corrija el disturbio. En operación en régimen permanente donde no hay disturbios al sistema, no hay nada que amplificar y la alta ganancia no causa problemas, es más es una gran ventaja

ya que minimiza el "offset" cuando se opera en este régimen.

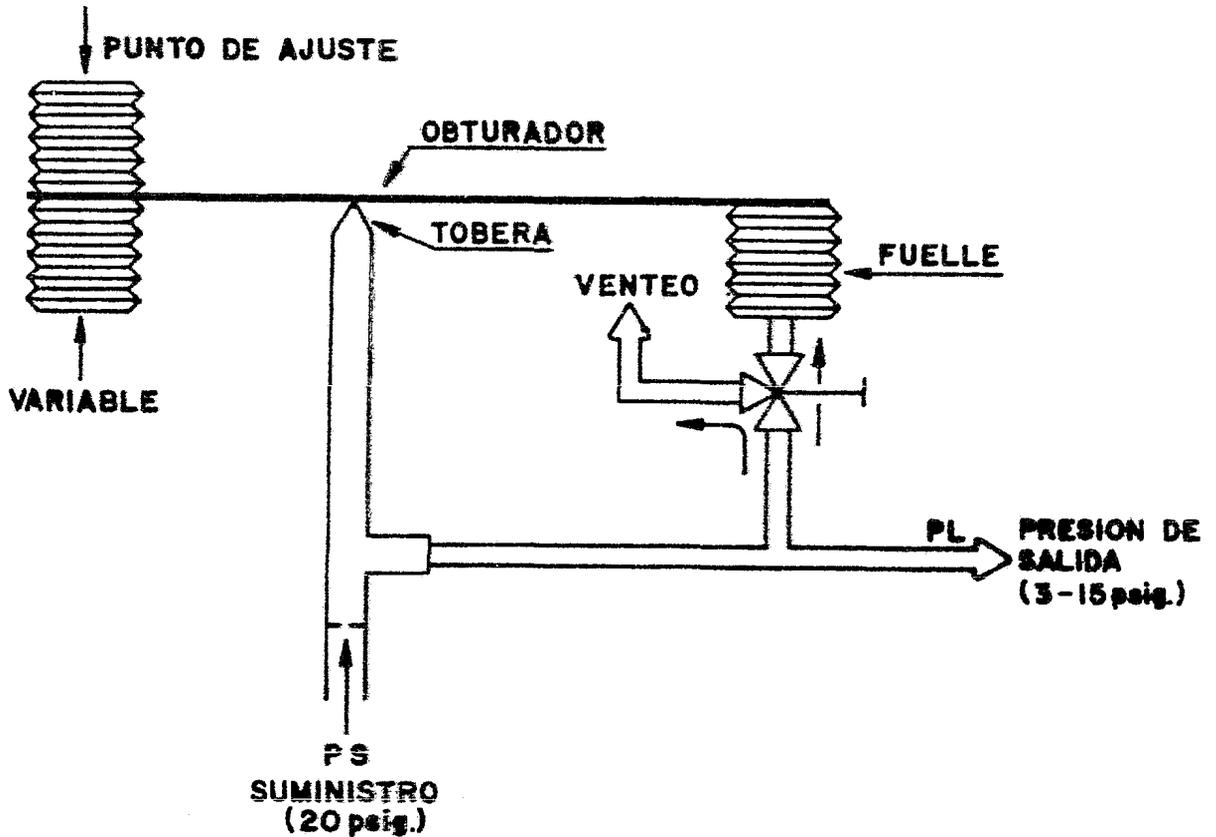
A continuación se verá el principio físico de funcionamiento de un controlador proporcional operado neumáticamente, Fig. II.2.6.

El amplificador de tobera-obturador es el más utilizado y opera de la siguiente manera:

- i. Su suministra aire y presión a la tobera a través del puerto de entrada y pasando por una restricción fija, como lo indica la Fig. II.2.6.
- ii. Destapando la tobera, la cual es más grande que el orificio fijo, permite al flujo de aire escapar.
- iii. El obturador al desplazarse hacia arriba y hacia abajo, varía el área de flujo de la tobera y por lo tanto modifica también la presión de aire que sale del controlador (PL) y llega al elemento final de control.
- iv. Conectando el elemento sensor al movimiento del obturador, por ejemplo un fuelle de presión, con cualquier cambio en la variable de proceso se transmite al obturador una variación proporcional que modifica la presión de salida (PL).
- v. Para variar la ganancia del controlador se coloca un fuelle en el pivote fijo del obturador.

De la presión de salida del controlador (PL) se conecta una válvula ajustable de tres vías con la cual variamos la cantidad de presión de aire que llega al fuelle del obturador con lo cual logramos una realimentación negativa que disminuye el efecto que el cambio en la variable controlada ha hecho en la presión de salida (PL). Es decir, si la varia

ble aumenta, la tobera se cierra y aumenta la presión (PL) que llega a los fuelles de realimentación, que tenderán a abrir la tobera con lo que disminuye el efecto que produjo el cambio en la variable controlada sobre la presión de salida (PL).



Controlador proporcional neumático.

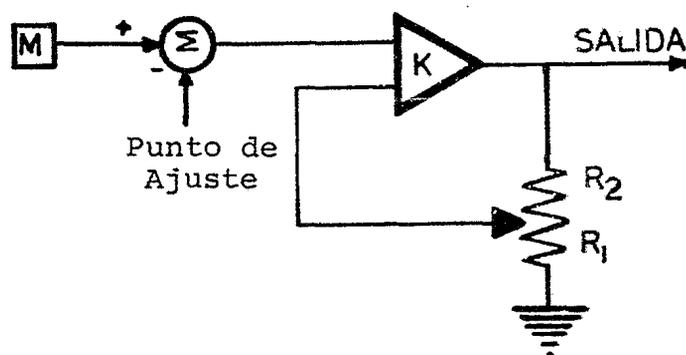
Fig. II.2.6

A la válvula de tres vías se le llama control de ganancia o control de banda proporcional, ya que dependiendo del ajuste que se le haga cambiará la ganancia del instrumento. Si toda la presión que se realimenta va a la atmósfera, no llega aire a los fuelles de realimentación con lo cual el controlador tendrá alta ganancia. Conforme se aumente la reali -

mentación el controlador tendrá baja ganancia.

Operando bajo el mismo principio pero con elementos eléctricos, un controlador proporcional puede ser construido como lo muestra la Fig.

II.2.7.



Controlador proporcional electrónico.

Fig. II.2.7

La señal de error entra al amplificador no inversor para el cual la ganancia viene dada en función de las resistencias de realimentación (R_1 y R_2) de tal manera que si variamos éstas, graduamos la ganancia del amplificador con objeto de obtener la banda proporcional adecuada.

La salida "Y" viene dada por la siguiente relación:

$$Y = \left(1 + \frac{R_2}{R_1}\right) E$$

Donde:

E- Error

II.2.3 CONTROL PROPORCIONAL MAS INTEGRAL.

Para este modo de control, la señal correctiva que envía el controlador hacia el elemento final de control se compone de dos efectos; uno de ellos comentado anteriormente como modo proporcional y un segundo modo de control conocido como modo de control integral o de reajuste.

Este modo de control es expresado en forma matemática como:

$$Y = K_i \int e \, dt \quad (\text{II.2.1})$$

Donde:

K_i constante de integración.

e error.

y salida.

t tiempo.

En este modo de control se reajusta el punto de control para reducir el error de estado estable "offset" a cero, es decir lo elimina, ya que el mecanismo de reajuste integrará el error en el sistema.

De la Ec. II.2.1 tenemos que:

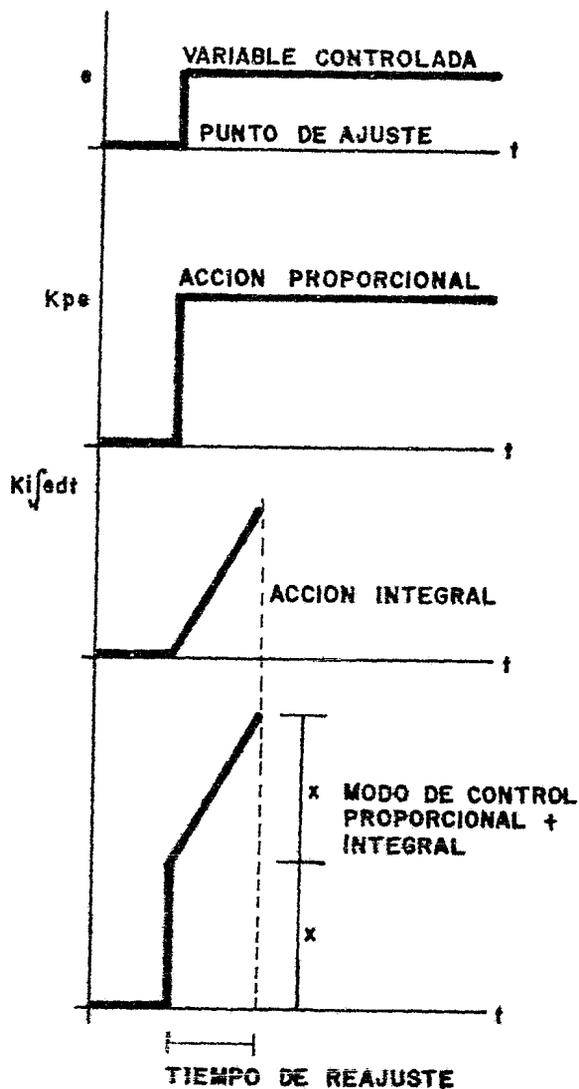
$$\frac{dy}{dt} = K_i e \quad (\text{II.2.2})$$

La Ec. II.2.2 quiere decir que el cambio en la señal de salida del controlador es proporcional al error. Visto de otra manera significa que si la variable está fuera del punto de control, el controlador ejercerá una acción correctiva cuya velocidad de cambio es proporcional a la desviación.

Mientras exista una desviación del punto de control, aún cuando provenga de un error de estado estable u "offset". el controlador ejercerá una acción correctiva. De esta forma el modo de control integral elimina el error de estado estable debido a un cambio de carga en un sistema de control proporcional.

La Fig. II.2.8. muestra gráficamente el efecto del modo de control proporcional más integral a un cambio de tipo escalón en la variable

controlada.



Control proporcional más integral.

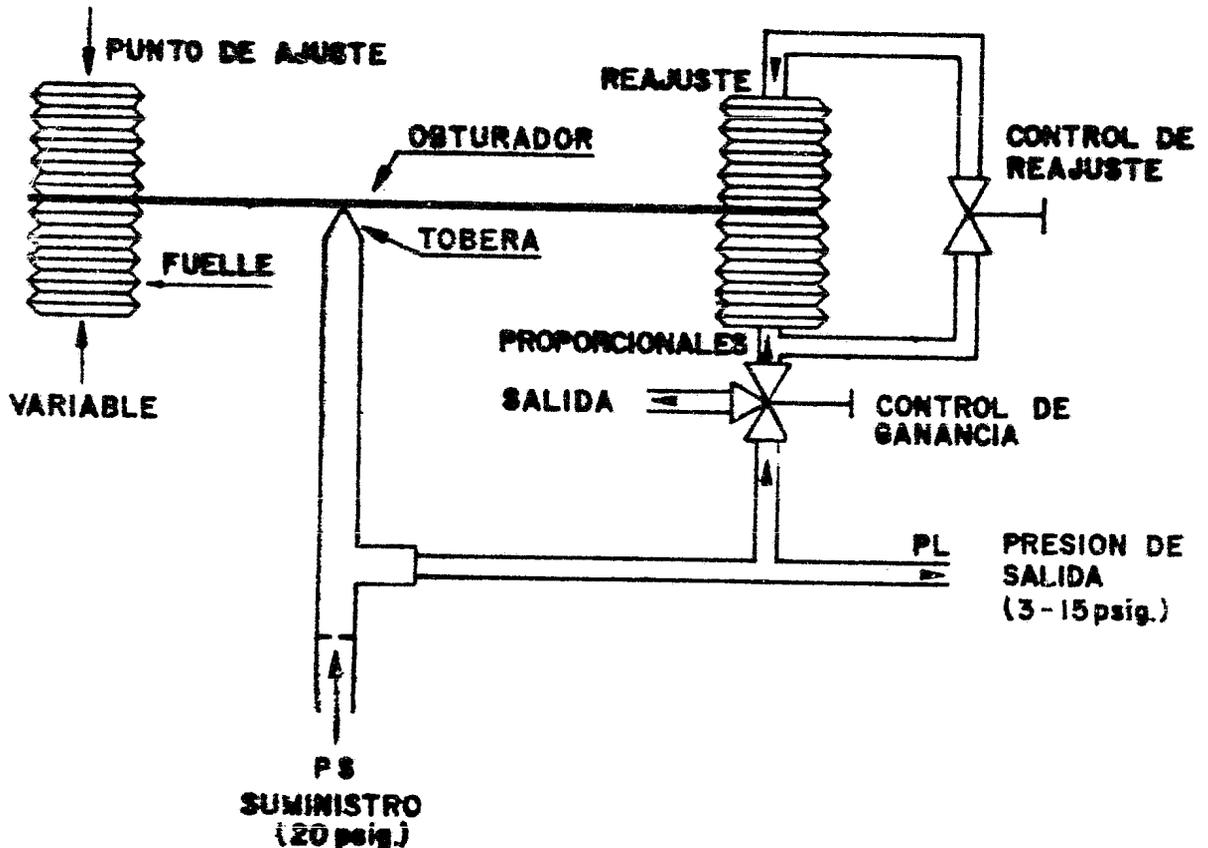
Fig. II.2.8

Como se observa en la Fig. II.2.8, la velocidad de cambio de la acción correctiva es expresada en términos de la acción de control proporcional básica, es decir, para una desviación dada "e" el controlador efectúa una acción correctiva proporcional a la desviación igual a $K_p e$. La acción integral o de reajuste se expresa en términos del tiempo que necesita el controlador para efectuar una acción correctiva igual a la

anterior $K_p e$. Las unidades de la constante de integración son expresadas en repeticiones por minuto, tiempo que tarda en repetirse la acción proporcional.

La filosofía de operación para un controlador neumático proporcional más integral es la siguiente:

Para evitar el "offset" se requiere que el controlador tenga alta ganancia cuando el sistema de control está llegando al régimen permanente de operación, esto lo podemos lograr para un controlador de balance de movimiento como el mostrado en la Fig. II.2.6 y que ahora se observa en la Fig. II.2.9.

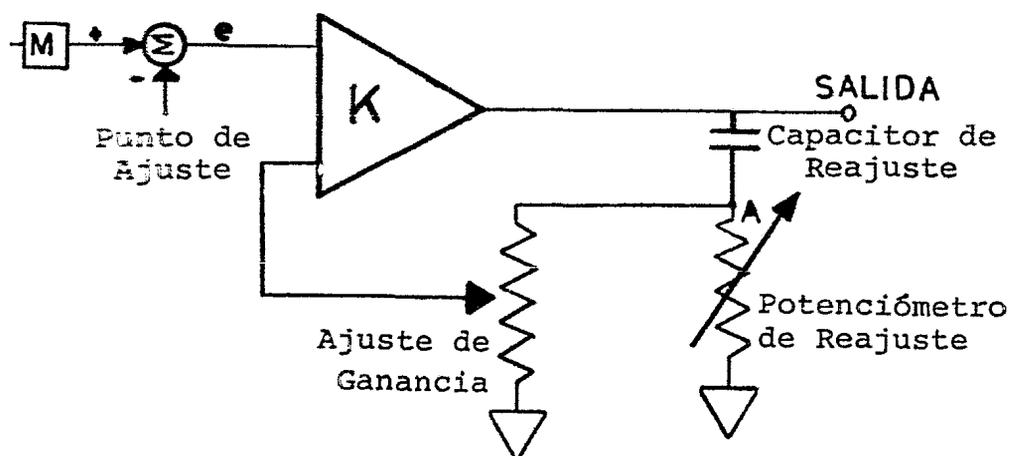


Controlador neumático proporcional más integral.

Fig. II.2.9

Añadiendo los fuelles de reajuste (realimentación positiva) colocados en sentido opuesto a los fuelles proporcionales (realimentación negativa), se puede observar en la Fig. II.2.9 que la presión que llega a los fuelles proporcionales se divide y una parte se envía a los fuelles de reajuste, antes de llegar a éstos pasa por una válvula de flujo ajustable llamada control de reajuste. El propósito de la válvula es dar un retardo con el objeto de que al momento en que ocurra un cambio de carga, el controlador opere con baja ganancia debido a la realimentación negativa que llega a los fuelles proporcionales. Conforme pasa el tiempo, el sistema de control tiende al régimen permanente de operación y la presión realimentada empieza a llegar a los fuelles de reajuste cancelando cada vez más la acción de los fuelles proporcionales. Cuando la presión en ambos fuelles se equilibra, el controlador tiene alta ganancia, con lo cual se disminuye el "offset".

El esquema básico de un controlador electrónico proporcional más integral operando bajo el mismo principio que el neumático lo muestra la Fig. II.2.10.



Controlador electrónico proporcional más integral.

Fig. II.2.10

En el circuito anterior el amplificador produce una señal de control proporcional siempre que la variable medida "M" no esté en el punto de ajuste. La ganancia del amplificador es ajustada mediante el potenciómetro de ajuste de ganancia o banda proporcional.

Nótese que el ajuste de ganancia es un circuito de realimentación del amplificador, es decir, la señal de salida es realimentada directamente a la entrada del amplificador en la polaridad que reduce la ganancia del mismo (realimentación negativa). En condiciones de equilibrio, el punto "A" debe ser un punto de tierra, si existe un error debido al "offset" el punto "A" no estará a tierra y el capacitor de reajuste cambiará y desarrollará una señal cuya relación de cambio depende de los valores RC en el circuito de reajuste y ésta será la señal de reajuste requerida.

II.2.4 CONTROL PROPORCIONAL MAS DERIVADA.

Bajo este modo de control, el controlador cambia su salida de una manera proporcional a la velocidad de cambio de la variable controlada.

Expresada de la siguiente manera:

$$Y = K_p e + K_d \frac{de}{dt} \quad (\text{II.2.3})$$

Donde:

Y salida

K_p constante proporcional.

K_d constante derivativa

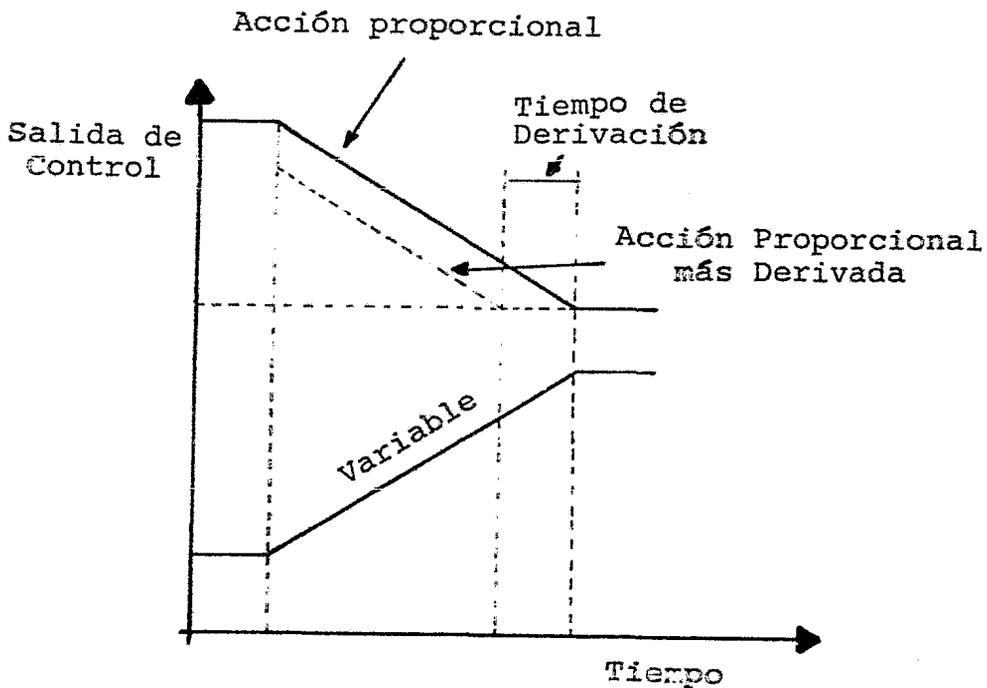
e error

Se puede apreciar en la Ec. II.2.3 que existe una relación lineal

entre la salida "Y" del controlador y la velocidad de cambio de la variable controlada (implícitamente expresada en el error).

El tiempo de derivación, expresado generalmente en minutos, es el tiempo para el cual la acción derivativa adelanta el efecto de la acción proporcional.

Como la acción correctiva que envía el controlador al elemento final de control es proporcional a la velocidad de cambio del error en vez del error mismo, una rápida desviación indica que está ocurriendo una fuerte perturbación en el sistema y el controlador puede ejercer una fuerte acción correctiva aun cuando sea pequeña la desviación, es decir, el controlador se adelanta a la desviación por lo que a menudo se le denomina acción anticipatoria (Pre act). La Fig. II.2.11 muestra este efecto gráficamente.

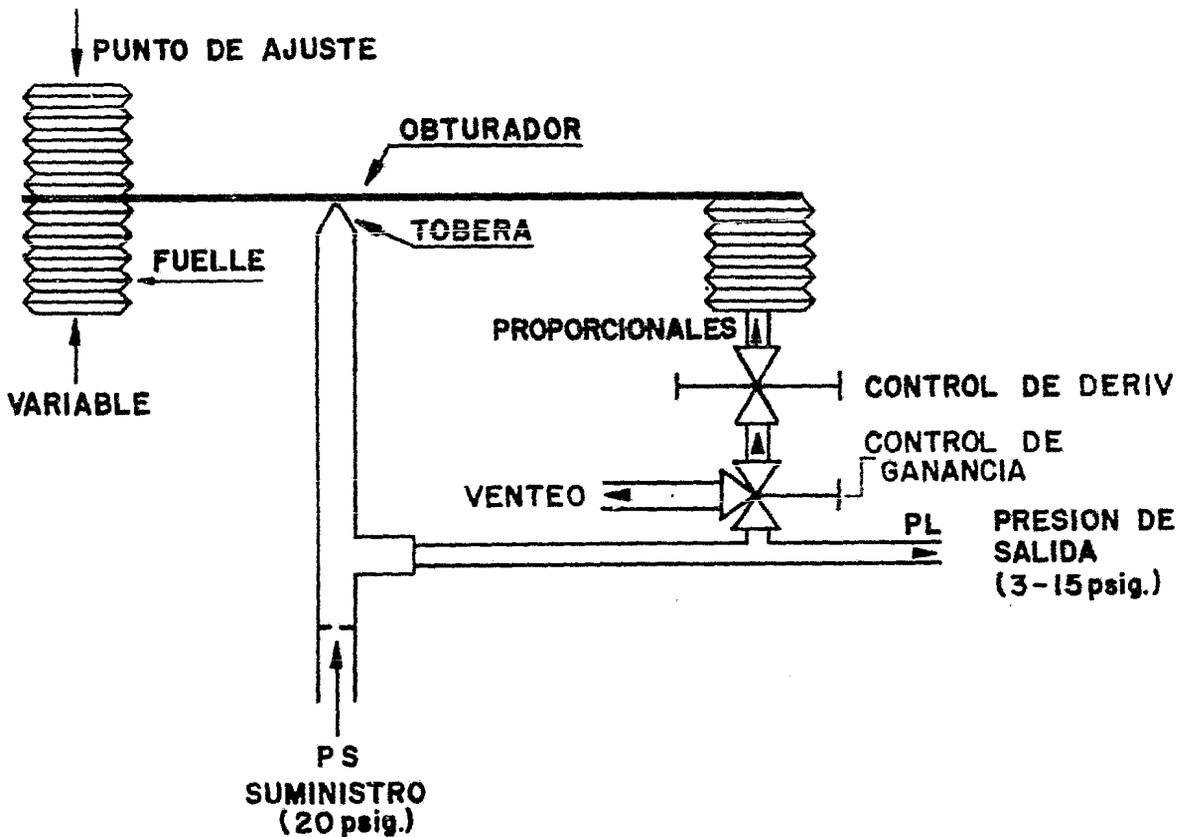


Control proporcional más derivada.

Fig. II.2.11

La acción de control derivativa no elimina el error de estado estable "offset".

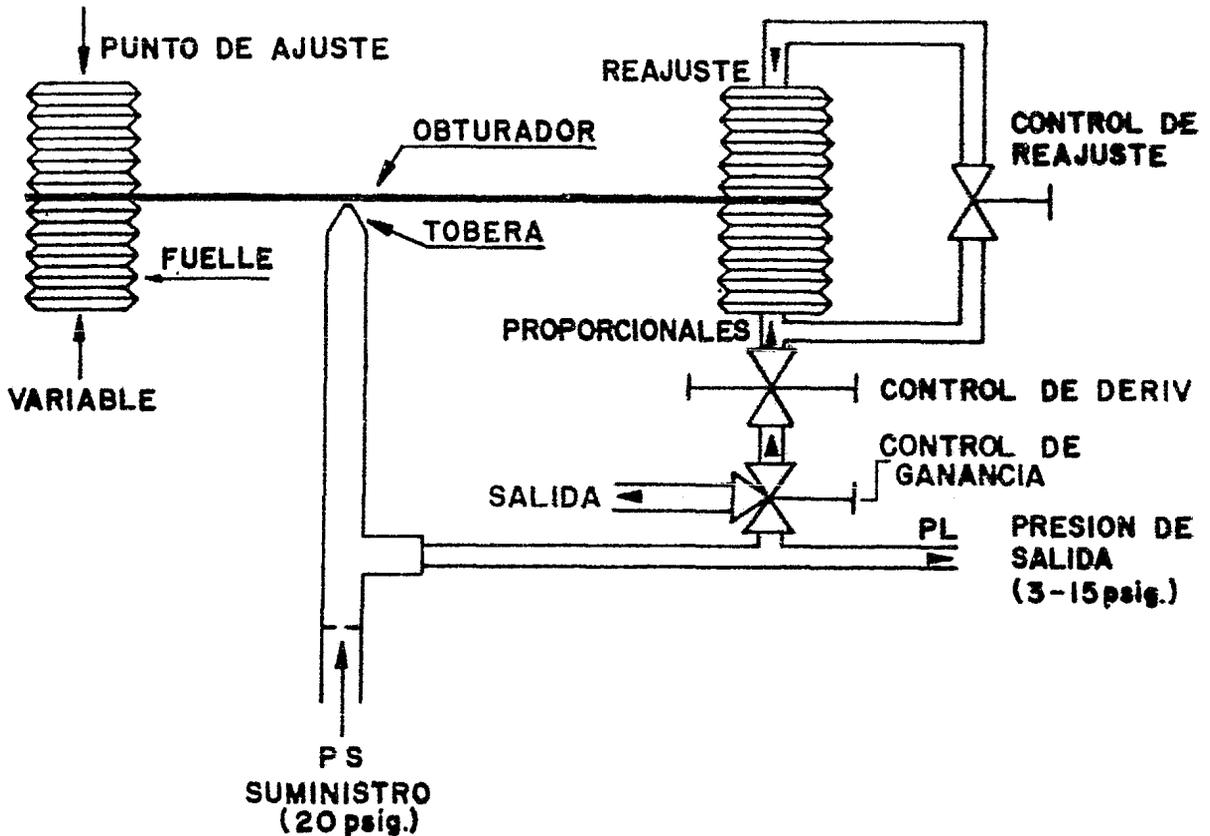
Para lograr un control proporcional más derivada, debemos tener alta ganancia inmediatamente después de que ocurre un cambio de carga, y esto lo logramos retardando la acción de realimentación negativa que va a los fuelles proporcionales por medio de una válvula de flujo. Bajo el principio de balance de movimiento, la Fig. II.2.12 nos muestra un controlador proporcional más derivada.



Controlador neumático proporcional más derivada.

Fig. II.2.12

La Fig. II.2.13 nos muestra un control con los tres modos operando bajo el principio de balance de fuerzas. Dependiendo del ajuste que se le de al control derivativo, mayor o menor será el tiempo que el controlador tome después de un cambio de carga para adelantar el efecto de la acción proporcional.



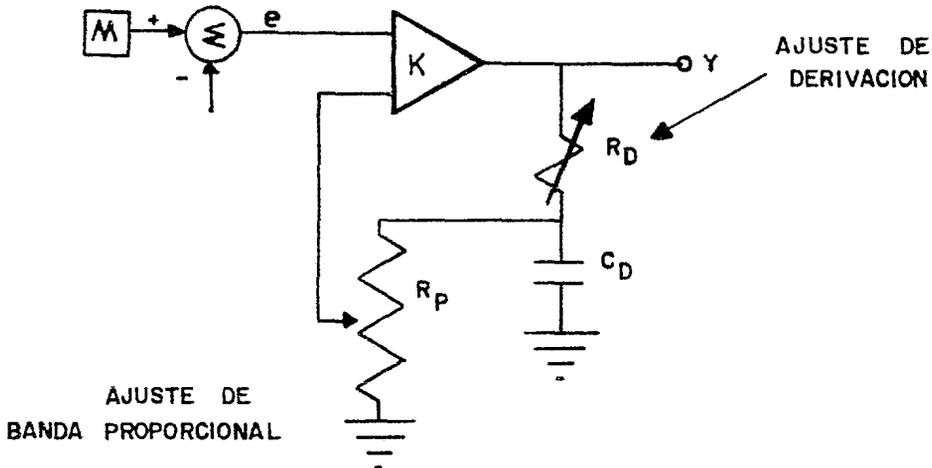
Controlador neumático proporcional más integral más derivada.

Fig. II.2.13

Un controlador proporcional más derivada implementado electrónicamente se muestra en la Fig. II.2.14.

Se desea, como en el caso neumático, que para una pequeña desvia -

ción origine una fuerte señal de salida "Y" del controlador y esto es logrado poniendo un condensador en paralelo con el potenciómetro de ajuste de ganancia. Cuando la señal de error cambia rápidamente, la señal de salida del amplificador cambia de igual forma.



Controlador electrónico proporcional más derivada.

Fig. II.2.14

El capacitor C_D tiene una resistencia pequeña y pone en corto circuito el ajuste de ganancia de realimentación negativa al amplificador y por lo tanto aumenta la ganancia del controlador. Así una señal de entrada que cambie rápidamente produce una señal correctiva más fuerte, como es de desear para este tipo de controlador en que la salida debe ser proporcional a la velocidad de cambio del error.

II.3 DINAMICA DE LOS PROCESOS BAJO LOS MODOS DE CONTROL.

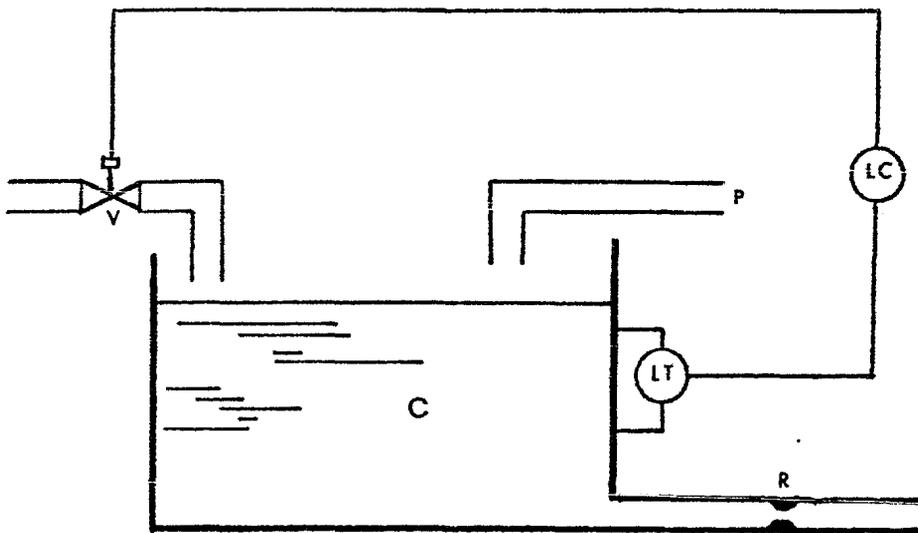
Para poder seleccionar un modo de control aplicado a un determinado proceso, es indispensable conocer las características que se están manejando, así como el grado de control requerido para poder con esto, apli

car el modo de control adecuado. Por lo cual es indispensable desglosar las características principales que nos proporcionan los diferentes modos de control.

Con el objeto de determinar el comportamiento dinámico del proceso bajo cualquiera de estos modos de control, a continuación analizaremos procesos para los principales modos.

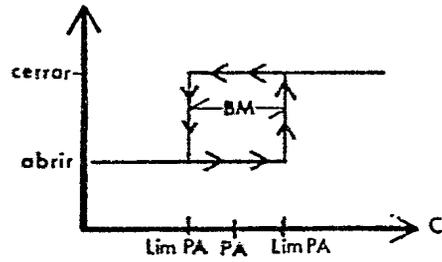
II.3.1 COMPORTAMIENTO DINAMICO BAJO EL CONTROL DE DOS POSICIONES.

La Fig. II.3.1 muestra un sistema en el cual se necesita regular el nivel de un determinado líquido. Si a dicho sistema aplicamos un modo de control de dos posiciones se tienen las siguientes características. Primeramente tenemos alrededor del punto de ajuste un rango en el cual va a estar oscilando, ver Fig. II.3.2.



Control de nivel.

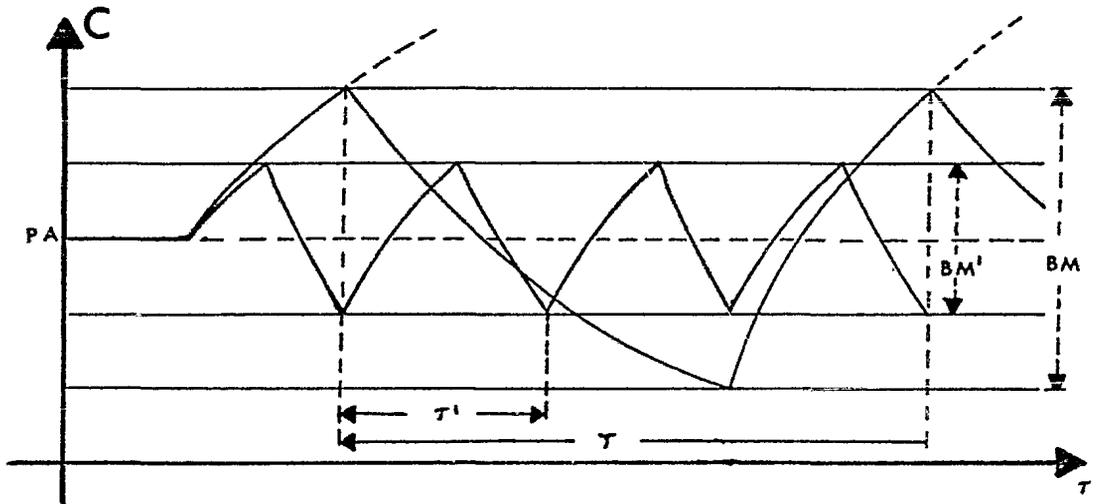
Fig. II.3.1



Control de dos posiciones con banda muerta.

Fig. II.3.2

Mientras la variable se encuentre dentro de los límites del punto de ajuste (banda muerta), el modo de control no actúa, pero en cuanto llega a cualquiera de estos dos límites el modo de control toma acción sobre la variable, dejando pasar líquido a través de la válvula o bien cerrando el paso de la misma. Mientras la capacitancia de nuestro sistema sea mayor, podremos disminuir el ancho de banda muerta y viceversa, ya que en esto radica el que nuestro sistema no tienda a oscilaciones que puedan dañar nuestro proceso, esto puede fácilmente verse en la Fig. II.3.3



Curvas de comportamiento dinámico

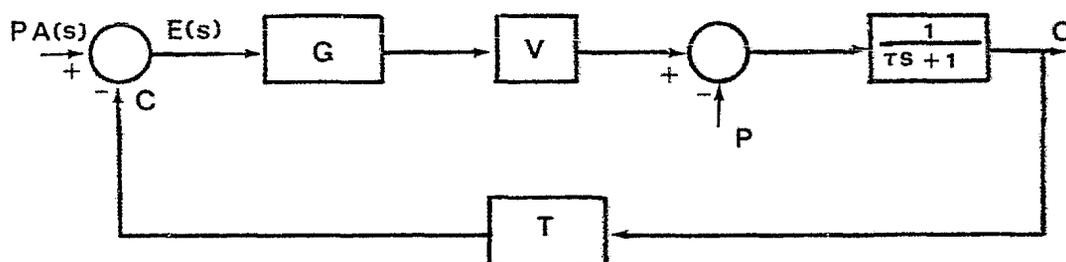
Fig. II.3.3

En la Fig. II.3.3 podemos observar que si la constante de tiempo τ fuera mayor, se amortiguaría más la forma de salida, tendiendo a dar una frecuencia menor el modo de control, además puede verse la forma en que se incrementa la frecuencia en el accionar del modo de control al disminuir la banda muerta.

II.3.2 COMPORTAMIENTO DINAMICO BAJO EL CONTROL PROPORCIONAL.

Si en vez de usar un control encendido-apagado utilizamos un control proporcional, obtendremos las siguientes características.

La Fig. II.3.4 representa por medio de diagramas de bloques este modo de control.

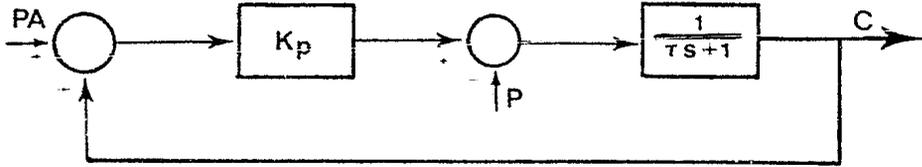


- Donde:
- PA Punto de ajuste.
 - G Función de transferencia del modo de control.
 - V Función de transferencia de la válvula.
 - P Perturbación.
 - T Función de transferencia del transmisor.

Sistema bajo el modo de control proporcional.

Fig. II.3.4.

A manera de ejemplificación, las funciones de transferencia de la válvula y del transmisor valdrán uno, por lo tanto la función queda como lo muestra la Fig. II.3.5.

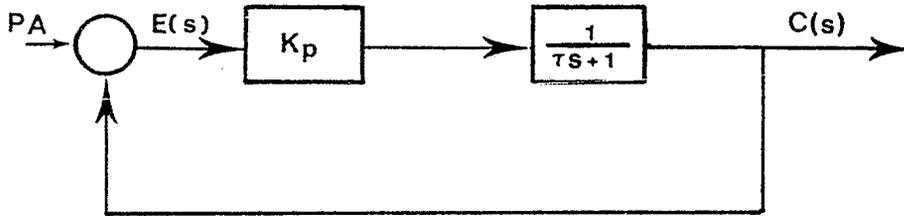


Donde: K_p Función de transferencia del modo de control proporcional.

Sistema simplificado.

Fig. II.3.5

El análisis de este sistema lo podemos realizar desde el punto de vista de una perturbación, o bien de un punto de ajuste como señales de entrada. El sistema de la Fig. II.3.6 es analizado utilizando el punto de ajuste como señal.



De donde obtenemos:

$$\frac{C(s)}{PA(s)} = \frac{K_p}{\tau s + 1} \cdot \frac{1}{1 + \frac{K_p}{\tau s + 1}} = \frac{K_p}{\tau s + K_p + 1}$$

$$\frac{C(s)}{P(s)} = \frac{1}{\frac{\tau s}{K_p + 1} + 1}$$

(II.3.1)

Donde muestra nueva constante de tiempo es:

$$\tau' = \frac{\tau}{K_p + 1} \quad (\text{II.3.2})$$

Haciendo uso del teorema del valor final obtenemos:

$$C(t) = \lim_{t \rightarrow \infty} sC(s) \quad (\text{II.3.3})$$

Si utilizamos como punto de ajuste una función escalón, entonces tendremos:

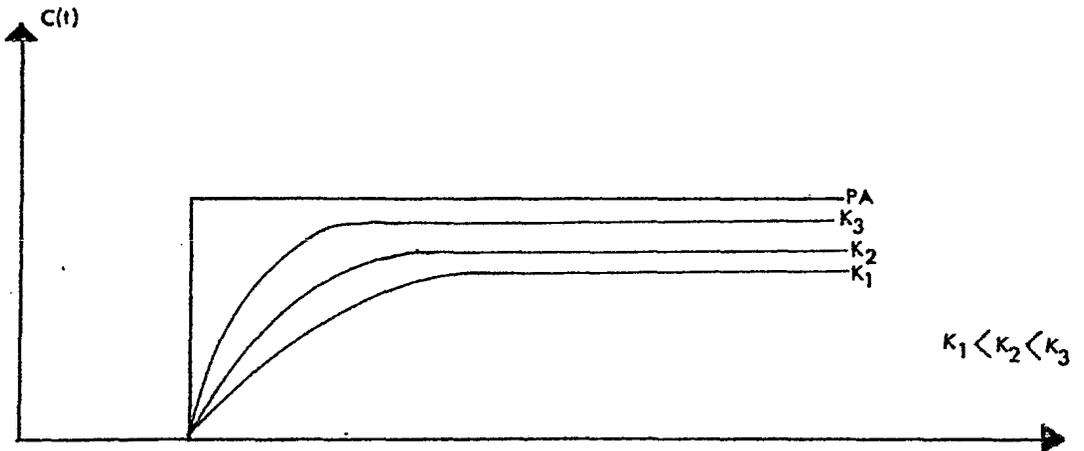
$$C(s) = \frac{\frac{K_p}{K_p + 1}}{\frac{s\tau}{K_p + 1} + 1} \frac{1}{s}$$

$$C(t) = \lim_{t \rightarrow \infty} sC(s) = \lim_{s \rightarrow 0} \frac{\frac{K_p}{K_p + 1}}{\frac{s\tau}{K_p + 1} + 1}$$

$$C(t) = \frac{K_p}{K_p + 1} \quad (\text{II.3.4})$$

Si ahora analizamos tanto la nueva τ' como esta última expresión, podemos observar que en la medida en que aumentemos la ganancia de nuestro modo de control proporcional, la salida C tendería a uno, disminuyendo con ello el error de estado estable. La nueva τ' al aumentar K_p sería de un valor más pequeño, como lo podemos observar gráficamente en la Fig. II.3.7, se aprecia que el mejor control se obtiene aumentando K_p hasta donde sea posible, sin embargo esta conclusión está basada en una aplicación a un sistema de primer orden, en el cual no existen oscilaciones, pero no siempre es posible considerar al sistema como de pri-

mer orden, pues en el caso de procesos aun de primer orden pero con constantes de tiempo pequeñas, los otros elementos del sistema tales como válvulas, transmisores, etc. pueden tener constantes de tiempo parecidas a la del proceso con lo cual éste deja de ser dominante. Por lo anterior es conveniente analizar los efectos del modo de control proporcional en un sistema de segundo orden.



Gráfica de respuesta del sistema para diferentes valores de K_p .

Fig. II.3.7

La Fig. II.3.8 muestra un modo de control proporcional aplicado a un sistema de segundo orden con punto de ajuste como entrada.

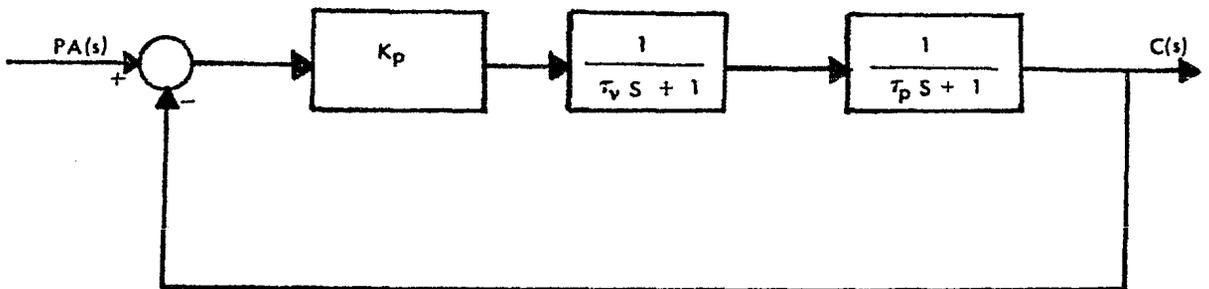


Fig. II.3.8

De donde obtenemos:

$$\frac{C(s)}{PA(s)} = \frac{K_p}{1 + \frac{K_p}{(\tau_v s + 1)(\tau_p s + 1)}}$$

$$\frac{C(s)}{PA(s)} = \frac{Kp}{(\tau s + 1)(\tau p s + 1) + Kp}$$

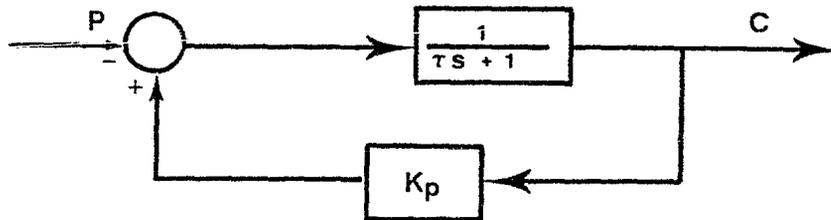
$$\frac{C(s)}{PA(s)} = \frac{Kp}{\tau v \tau p s^2 + (\tau v + \tau p)s + 1 + Kp}$$

$$\frac{C(s)}{PA(s)} = \frac{\frac{Kp}{\tau v \tau p}}{s^2 + \frac{\tau v + \tau p}{\tau v \tau p} s + \frac{1 + Kp}{\tau v \tau p}} \quad (\text{II.3.5})$$

Analizando la ecuación característica obtenemos:

$$s^2 + \frac{\tau v + \tau p}{\tau v \tau p} s + \frac{1 + Kp}{\tau v \tau p} = 0 \quad (\text{II.3.6})$$

Examinando ahora el mismo sistema pero desde el punto de vista de u na perturbación, nuestro diagrama de bloques queda como lo muestra la Fig. II.3.9



Sistema con señal de perturbación como entrada.

Fig. II.3.9.

Haciendo un análisis similar obtenemos:

$$\frac{C(s)}{P(s)} = \frac{\frac{1}{\tau s + 1}}{1 + \frac{Kp}{\tau s + 1}} = \frac{1}{\tau s + Kp + 1}$$

$$\frac{C(s)}{PA(s)} = \frac{\frac{Kp}{Kp + 1}}{\frac{s\tau}{Kp + 1} + 1} \quad (\text{II.3.7})$$

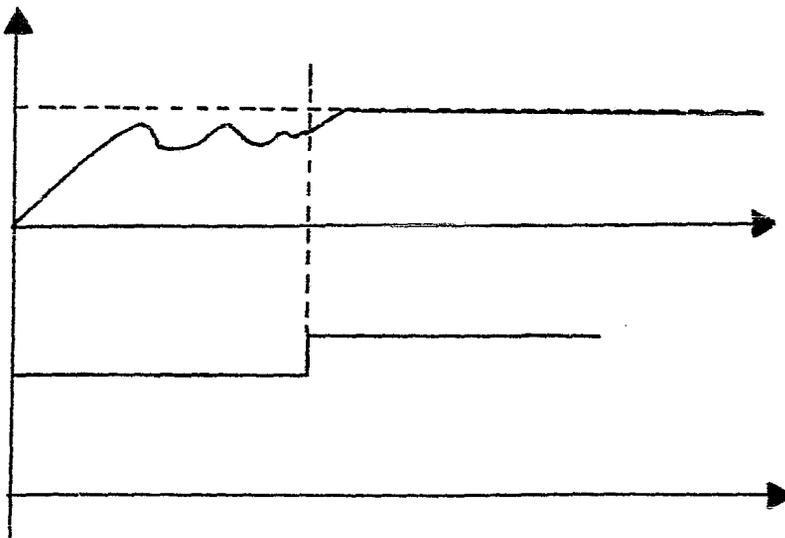
$$\tau'' = \frac{\tau}{K_p + 1} \quad (\text{II.3.8})$$

$$C(t) = \lim_{t \rightarrow \infty} \lim_{s \rightarrow 0} \frac{\frac{1}{K_p + 1}}{\frac{\tau s}{K_p + 1} + 1} = \frac{1}{K_p + 1} \quad (\text{II.3.9})$$

De la τ'' y de $C(t)$ obtenemos las mismas conclusiones vistas en el sistema de control con señal de punto de ajuste como entrada.

Por otra parte, al aumentar K_p , $C(t)$ tiende a cero y puesto que τ'' es igual a τ' , el comportamiento dinámico es similar.

En el uso del modo de control proporcional no eliminamos el error de estado estable "offset", pero éste puede ser corregido mediante el uso de un 'reset' manual que puede ser comprendido más fácilmente desde el punto de vista gráfico en la Fig. II.3.10



Eliminación del "offset" mediante la acción de reajuste.

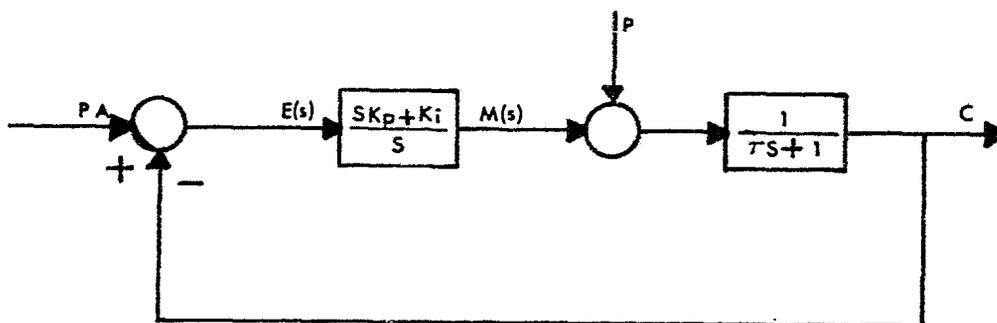
Fig. II.3.10

II.3.3 COMPORTAMIENTO DINAMICO BAJO EL CONTROL PROPORCIONAL MAS INTEGRAL.

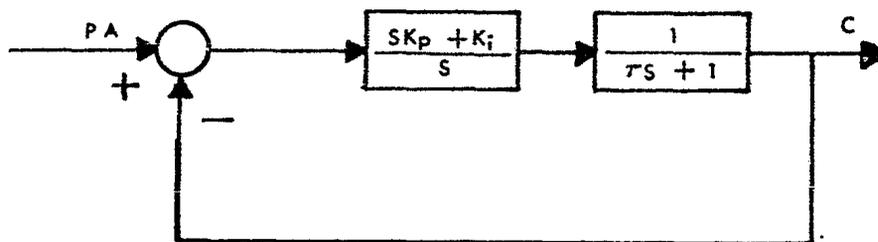
Si ahora aplicamos un modo de control proporcional más integral al mismo sistema de primer orden, nuestro diagrama de bloques quedará de la siguiente manera, Fig. II.3.11.

$$M(t) = K_p E + K_i \int E dt \quad (\text{II.3.10})$$

$$\frac{M(s)}{E(s)} = K_p + \frac{K_i}{s} = \frac{sK_p + K_i}{s} \quad (\text{II.3.11})$$



Analizándolo con señal de punto de ajuste como entrada:



Sistema de 1er. orden con modo de control proporcional más integral.

Fig. II.3.11.

$$\frac{C(s)}{PA(s)} = \frac{\frac{s K_p + K_i}{s} \frac{1}{\tau s + 1}}{1 + \frac{s K_p + K_i}{s} \frac{1}{\tau s + 1}} = \frac{s K_p + K_i}{s^2 \tau + s(K_p + 1) + K_i} \quad (\text{II.3.12})$$

Por medio del teorema del valor final y si $PA(s) = \frac{1}{s}$

$$C(t) = \lim_{t \rightarrow \infty} \frac{s K_p + K_i}{s^2 \tau + s(K_p + 1) + K_i} = 1 \quad (\text{II.3.13})$$

En esta forma, se puede apreciar que al utilizar el modo de control proporcional más integral eliminamos el "offset" inherente en la acción proporcional.

Analizando la ecuación característica tenemos :

$$\begin{aligned} s^2 \tau + s(K_p + 1) + K_i &= 0 \\ s^2 + s \frac{K_p + 1}{\tau} + \frac{K_i}{\tau} &= 0 \end{aligned} \quad (\text{II.3.14})$$

La Ec. II.3.14 es de la forma:

$$s^2 + 2\zeta \omega_n s + \omega_n^2 = 0$$

Por lo que

$$2\zeta \omega_n = \frac{K_p + 1}{\tau} \quad (\text{II.3.15})$$

$$\omega_n = \sqrt{\frac{K_i}{\tau}} \quad (\text{II.3.16})$$

$$\zeta = \frac{\tau}{K_i} \frac{K_p + 1}{\tau} \quad (\text{II.3.17})$$

De las Ecs. II.3.16 y II.3.17 podemos observar que en la medida en que aumentemos K_i , las oscilaciones comienzan a aumentar, ya que ω_n aumenta y ζ disminuye, pero la ζ la podemos incrementar por medio de la K_p . Estas dos constantes las podemos estar variando para obtener un control sin muchas oscilaciones.

II.3.4 COMPORTAMIENTO DINAMICO BAJO EL CONTROL PROPORCIONAL MAS DERIVADA.

Utilizando esta acción de control obtenemos las características siguientes:

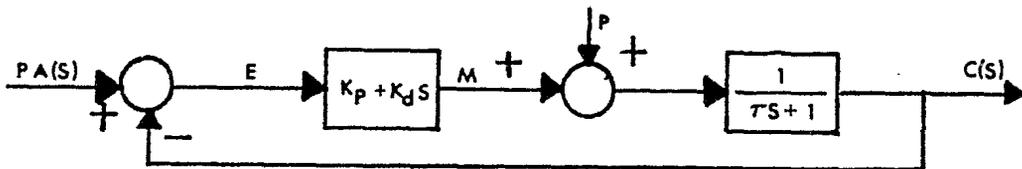
$$M(t) = \underbrace{K_p E}_{\text{Acción proporcional}} + \underbrace{K_d \frac{dE}{dt}}_{\text{Acción derivada}}$$

$$M(s) = K_p E(s) + K_d s E(s) \quad (\text{II.3.18})$$

$$\frac{M(s)}{E(s)} = K_p + K_d s \quad (\text{II.3.19})$$

$$G = K_p + K_d s$$

Por lo que nuestro diagrama de bloques quedará de la siguiente manera, Fig. II.3.12



Sistema de 1er. orden con modo de control proporcional más derivada.

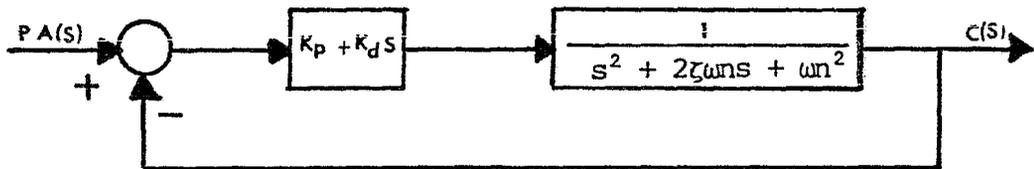
Fig. II.3.12

Haciendo un análisis similar a los anteriores obtendremos:

$$C(t) = \frac{K_p}{1 + K_p} \quad \text{Y} \quad \tau' = \frac{\tau + K_d}{1 + K_p}$$

Por lo que se puede ver que la acción derivada no tiene corrección sobre el error de estado estable.

Uno de los factores más importantes del uso de la acción derivada es la oposición al cambio, así como sus grandes efectos de estabilización, estas características pueden observarse al aplicarla a un sistema de segundo orden, quedando este nuevo diagrama de bloques de la siguiente manera, Fig. II.3.13, en el cual se analiza con señal de punto de ajuste como entrada.



Sistema de 2o. orden con modo de control proporcional más derivada.

Fig. II.3.13

$$\frac{C(s)}{PA(s)} = \frac{\frac{K_p + sK_d}{s^2 + 2\zeta\omega_n s + \omega_n^2}}{1 + \frac{K_p + sK_d}{s^2 + 2\zeta\omega_n s + \omega_n^2}}$$

$$\frac{C(s)}{PA(s)} = \frac{\frac{K_p + sK_d}{s^2 + 2\zeta\omega_n s + \omega_n^2}}{\frac{s^2 + 2\zeta\omega_n s + \omega_n^2 + K_p + sK_d}{s^2 + 2\zeta\omega_n s + \omega_n^2}}$$

$$\frac{C(s)}{PA(s)} = \frac{K_p + s K_d}{s^2 + 2\zeta\omega_n s + \omega_n^2 + K_p + sK_d}$$

$$\frac{C(s)}{PA(s)} = \frac{K_p + sK_d}{s^2 + (2\zeta\omega_n + K_d)s + K_p + \omega_n^2} \quad (\text{II.3.20})$$

Por lo tanto:

$$\omega_n'^2 = K_p + \omega_n^2 \quad (\text{II.3.21})$$

$$\omega_n' = \sqrt{K_p + \omega_n^2} \quad (\text{II.3.22})$$

$$2\zeta'\omega_n' = 2\zeta\omega_n + K_d \quad (\text{II.3.23})$$

De la Ec. II.3.23 podemos observar que en la medida en que aumentemos K_d , obtendremos una r' mayor por lo que tendremos un sistema más amortiguado.

II.4 VALVULAS DE CONTROL.

En todos los procesos de una planta termoeléctrica, los elementos de control tienen un papel muy importante en las operaciones de automatización que se llevan a cabo ya que de ellos depende la correcta distribución y control de fluidos.

Los elementos finales de control pueden ser considerados músculos

de un sistema de control automático, dado que los mismos proporcionan la energía necesaria para mantener su función de control de fluidos a partir de un bajo nivel de energía proveniente del controlador; paradójicamente, dichos elementos de los sistemas de control son los que reciben menor atención, a pesar de estar sujetos a severas condiciones de temperatura, presión, corrosión y contaminación que otros componentes. Sin embargo, cumplen satisfactoriamente su función de manipulación de fluidos de procesos.

Una válvula de control es un elemento neumático, hidráulico o eléctrico que energizado externamente, obstruye parcial o completamente el flujo de una tubería de acuerdo a una señal desde el elemento de control. Muchas válvulas de control pueden ser reconocidas como tales aunque el actuador sea manual.

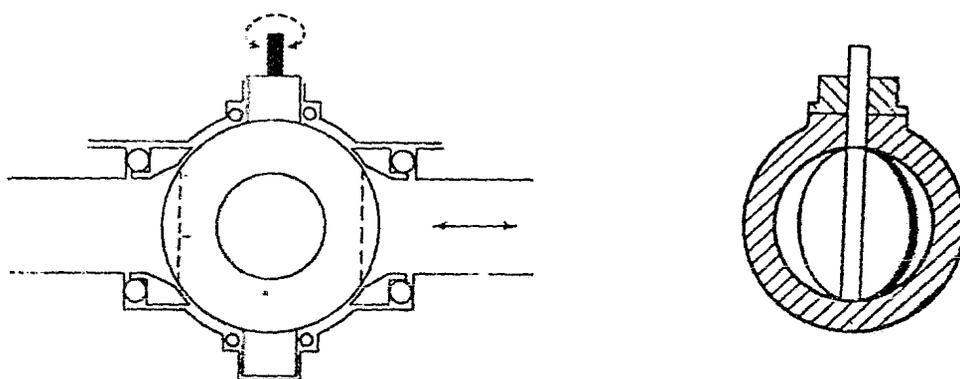
El cuerpo ensamblado de una válvula de control difiere de alguna manera de las válvulas de cierre, pero los problemas de definición pueden ser eliminados si se tiene presente el siguiente criterio.

- i. Las válvulas de control son usadas primeramente para regular energía en un sistema y no para propósitos de cierre o bloqueo.
- ii. Las partes internas deben resistir altas velocidades y turbulencias del fluido por largos períodos sin mantenimiento.
- iii. Aun cuando se diseñen para cierre tan bien como para control, Los grados de hermetismo pueden raramente ser supuestos como el que es posible obtener para una válvula diseñada específicamente para cierre.

Algunas válvulas de control están diseñadas para mantener una rela-

ción matemática entre la carrera de la válvula y su área de puerto, conocida como "característica de flujo".

Otras, tales como la común de mariposa y la válvula de bola de puerto completo, tienen características fijadas por la construcción básica de la válvula, ver Fig. II.4.1.



a. Válvula de bola.

b. Válvula de mariposa.

Fig. II.4.1

El actuador usado como regulador mueve el vástago de la válvula deslizándolo o girándolo para establecer el área de puerto deseada a través de la válvula. La fuerza motriz puede ser neumática, hidráulica, eléctrica o alguna combinación de éstas, Fig. II.4.2.

De esta manera se asume que el actuador de la válvula de control debe ser capaz de posicionar y mantener una posición de la válvula en respuesta a las señales desde un instrumento controlador.

Cuando se requiere una respuesta rápida del elemento final de control, normalmente se utiliza un posicionador que actúa como una realimentación, agilizando la respuesta.

El posicionador es un complemento de los actuadores muy utilizado en los controles modulantes. Es un dispositivo que recibe la señal de control y una medición de la posición del vástago del actuador, las compara y manda al actuador la señal de corrección hasta que éste tenga exactamente la posición requerida por la señal de control.

Su función es confirmar que efectivamente el actuador llegue a la posición deseada evitando así errores generados por histéresis, fricciones o por no linealidades propias del diafragma, También reduce el tiempo de respuesta del actuador y en determinadas aplicaciones, puede amplificar la señal de presión cuando se requieren fuerzas relativamente grandes.

Las válvulas de control se aplican comúnmente en:

Válvulas de control de temperatura

Válvulas de globo balanceadas de 6" o más.

Válvulas de globo desbalanceadas de 3" o más.

Válvulas de mariposa.

Válvulas de diafragma.

Caídas de presión de 100 lb/pul o más

Líneas de transmisión neumáticas de 200 pies o más.

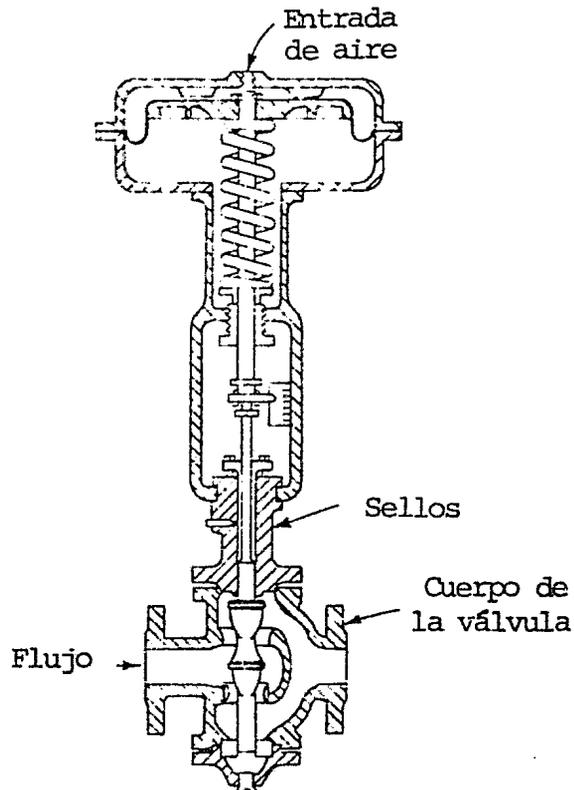
Sistema de control en cascada o controles múltiples.

Sistemas de rango dividido.

Cuando un controlador maneja dos o más válvulas.

Cuando se requiere mayor presión sobre el actuador.

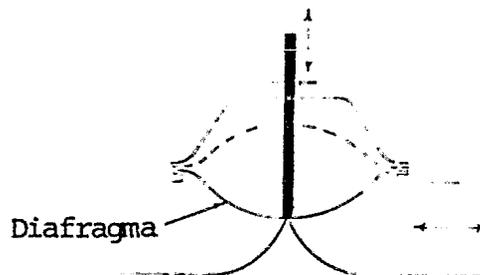
En las válvulas de bola, el par requerido para vencer la fricción entre el asiento y la esfera llega a ser muy grande sobre todo en válvulas mayores, por lo que es común usar actuadores de pistón en este caso.



Típica válvula de control con actuador neumático.

Fig. II.4.2

En casos donde el fluido es altamente corrosivo, es común aplicar las válvulas de diafragma en las que solo el cuerpo de la válvula y un diafragma de material elastómero están en contacto con el fluido.



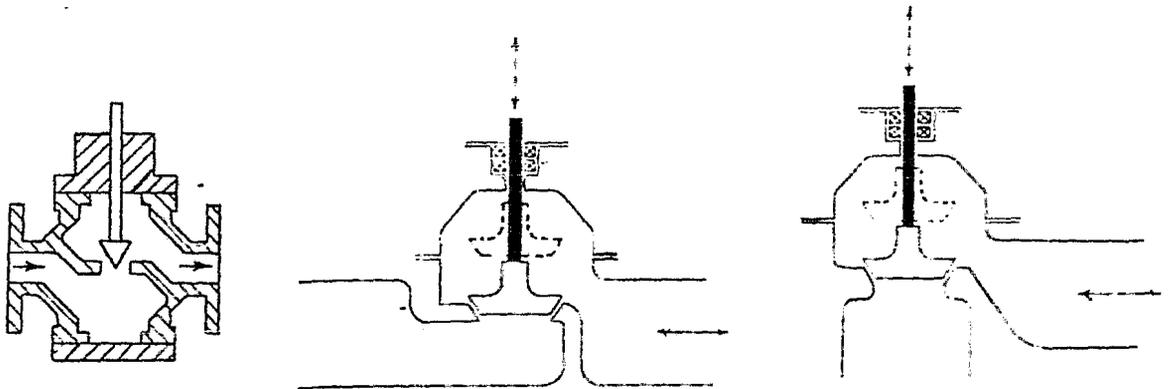
Válvula de diafragma.

Fig. II.4.3

El diafragma cierra el paso del fluido en el cuerpo de la válvula y el movimiento del diafragma es conseguido por una pieza opresora conectada al actuador. El cuerpo de la válvula puede ser recubierto fácilmente con un material resistente a la corrosión, siendo ésta su principal ventaja. Como desventaja se puede considerar que la fuerza necesaria para cerrar la válvula es muy grande por lo que muchas veces se requiere un actuador de pistón y por esta misma razón este tipo de válvulas se limita a 8" como máximo. La característica de control no es muy buena puesto que se aproxima a la de apertura rápida, Fig. II.4.3.

II.4.1 TIPOS DE CUERPOS.

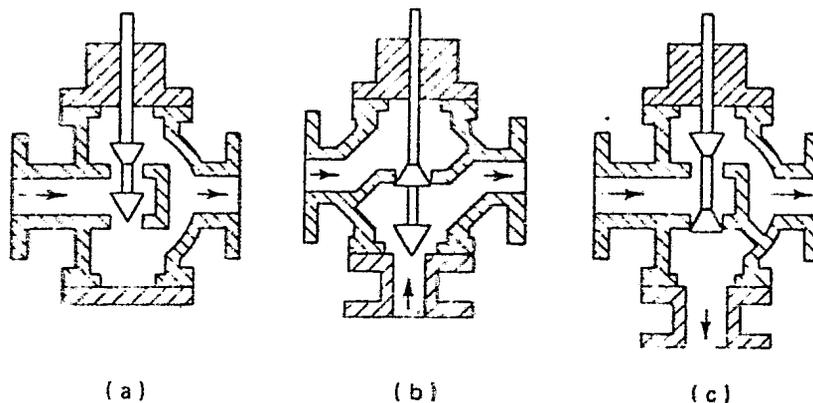
El término 'globo', simplemente se refiere a la forma del cuerpo que es del tipo vástago deslizante y puede ser de paso recto o de configuración en ángulo con una variedad de conexiones finales para adaptarse a la tubería. Desde el punto de vista de frecuencia de uso, la válvula del tipo globo es ciertamente la más común, Fig. II.4.4.



Válvulas de globo.

Fig. II.4.4

Diversas modificaciones de las válvulas de globo de un solo puerto han sido introducidas, las cuales con potentes actuadores neumáticos están virtualmente desplazando la versión de válvula de doble puerto semibalanceada, la cual era el diseño predominante hace solo pocos años para propósitos generales, ver la Fig. II.4.5.

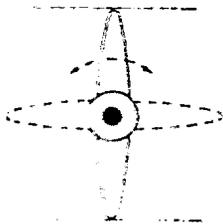


Válvulas de doble puerto.

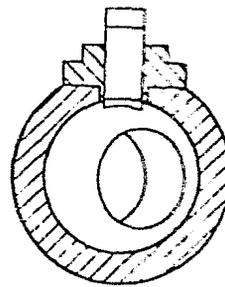
Fig. II.4.5

La segunda mayor clasificación de las válvulas de control abarca las válvulas de vástago rotatorio que ahora incluye versiones para propósitos generales tan buenas como las familiares válvulas de mariposa y las relativamente recientes válvulas de bola, ver Fig. II.4.6. Diseñadas adecuadamente, esta clase general de válvulas manejan casi todos los flujos excepto los muy pequeños o los de caídas de presión muy altas.

Para servicio en aplicaciones corrosivas o de fluidos con sólidos en suspensión, flujos muy bajos, presiones superiores de 2550 psi, existe otra variedad de válvulas especiales.



Válvula de mariposa.



Válvula de bola.

Fig. II.4.6

II.4.2 CARACTERÍSTICAS DE LAS VALVULAS DE CONTROL.

La característica de flujo de una válvula de control se define como el comportamiento del flujo respecto a la apertura de la válvula.

La característica de flujo en las válvulas de globo se logra con la forma del tapón. Existen distintos tipos de tapones como se muestra en la Fig. II.4.7.

Para entender el significado completo de la definición deben considerarse dos puntos de vista.

- a. La característica de flujo inherente.
 - b. La característica de flujo instalado.
- a. Característica de flujo inherente.

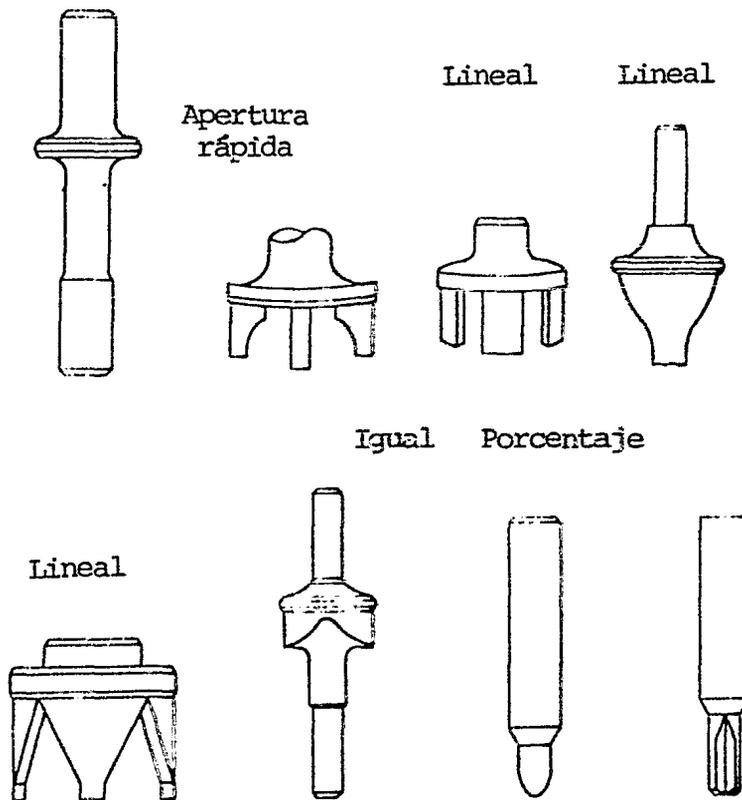
La característica de flujo inherente está basada en la caída de presión constante a través del cuerpo de la válvula para cualquier apertura. Esto debe ser tomado en cuenta en el análisis de problemas puesto que la diferencia entre curvas reales y las publicadas puede ser bastante

te grande.

b. Característica de flujo instalado.

Es la relación real entre la apertura de la válvula y el flujo a través de la válvula aplicada a algún sistema particular de flujo.

Algunos factores adicionales a las características inherentes influyen en la característica instalada. La más común es una restricción tal como una pérdida de la línea en serie con la válvula, un cambio en la caída total de presión en el sistema en función del flujo como podría ser la causada por una bomba o una apertura completa de una válvula de "by pass". El efecto es sustancialmente frecuente y debe siempre ser considerado en un análisis de cualquier problema de control.



Tipos de tapones.

Fig. II.4.7

II.4.3 SELECCION DE CARACTERISTICAS DE VALVULAS DE CONTROL.

Los lineamientos en la selección de la característica adecuada para una válvula de control están poco definidos. La válvula ideal para la mayoría de las aplicaciones debería tener característica efectiva tal que el lazo de control pudiera tener igual estabilidad a lo largo de un cambio completo de carga. La interpretación cuidadosa de este párrafo es la clave del problema.

La controversia principal recae en la selección entre la característica lineal contra la característica de igual porcentaje puesto que éstas son las dos características inherentes generalmente disponibles para control de procesos continuos.

La mayoría de los sistemas de control requieren características lineales, por ejemplo: la estabilidad de un sistema de control de presión de gas depende del volumen almacenado y no del flujo; la estabilidad de un control de nivel de líquido está determinada por el área de superficie y rango de nivel pero no del flujo. Existen muy pocos casos donde el proceso indicará por sí mismo específicamente que la característica de igual porcentaje es la de mejor control. Las válvulas de características lineales son usadas principalmente para compensar otras pérdidas por fricción en el sistema, paradójicamente, el uso de las válvulas de igual porcentaje es mayor que las lineales; el problema práctico de selección de la característica de la válvula debería ser considerada a la vista de los siguientes factores:

a. Variación de la carga.

Bajo un cambio de carga de hasta 3 a 1, el comportamiento tanto de

la válvula lineal como la de igual porcentaje es casi idéntico.

b. Caída de presión variable.

Casi todas las válvulas instaladas en líneas de descarga de bombas o en serie con otro equipo del proceso tienen una característica instalada que difiere de la inherente. En este caso la válvula de igual porcentaje tiende a ser lineal y la lineal a ser de apertura rápida. La de igual porcentaje es definitivamente la mejor selección. Si el cambio de carga es pequeño, la válvula lineal puede ser empleada pero llega a ser extremadamente difícil escoger el tamaño adecuado.

c. Estabilidad del sistema.

Si el sistema de control es simple permitiendo ajustar una alta ganancia en el controlador, la característica de la válvula llega a perder importancia.

d. Características especiales.

Es posible producir válvulas con características para adecuar a sistemas especiales. La alteración puede ser en el diseño básico de una válvula o puede ser realizado a través de posicionadores de leva. Esto se justifica únicamente para sistemas los cuales llegan a ser excepcionalmente complejos.

II.5 ESQUEMAS DE CONTROL DE VARIABLES MÚLTIPLES.

En el control de variables múltiples, la variable manipulada es una función combinada de las variables controladas. Por lo general los sistemas con este tipo de control utilizan dentro del mismo circuito más de un transmisor, controlador o válvula y se aplican cuando se requiere

un control más aceptable o se desea obtener un límite, reparto de carga o cualquier efecto especial. A continuación se explican algunos de los circuitos con este tipo de control, cada uno con su respectivo esquema de control

II.5.1 CONTROL EN CASCADA.

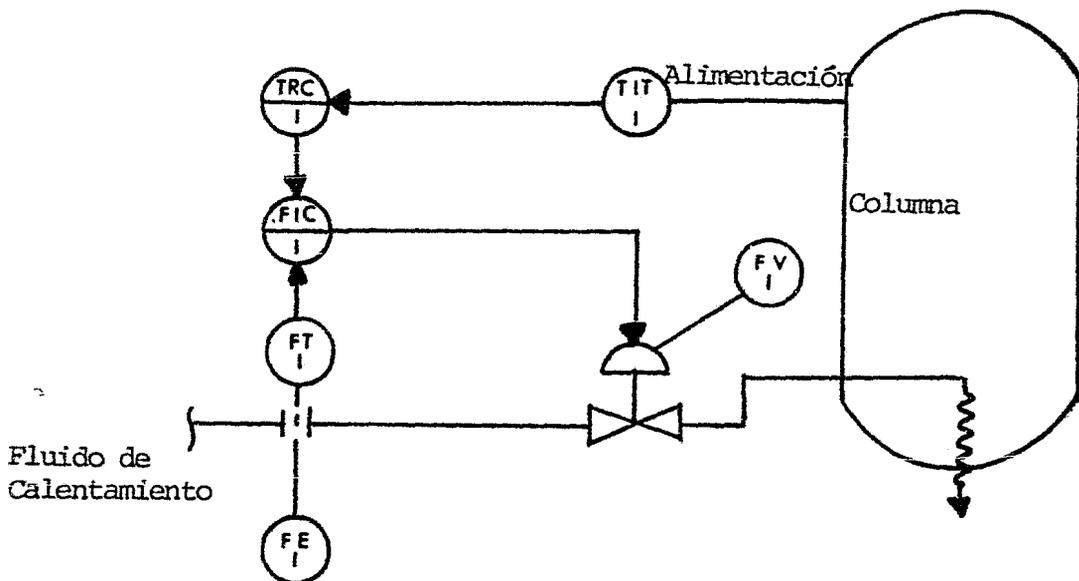
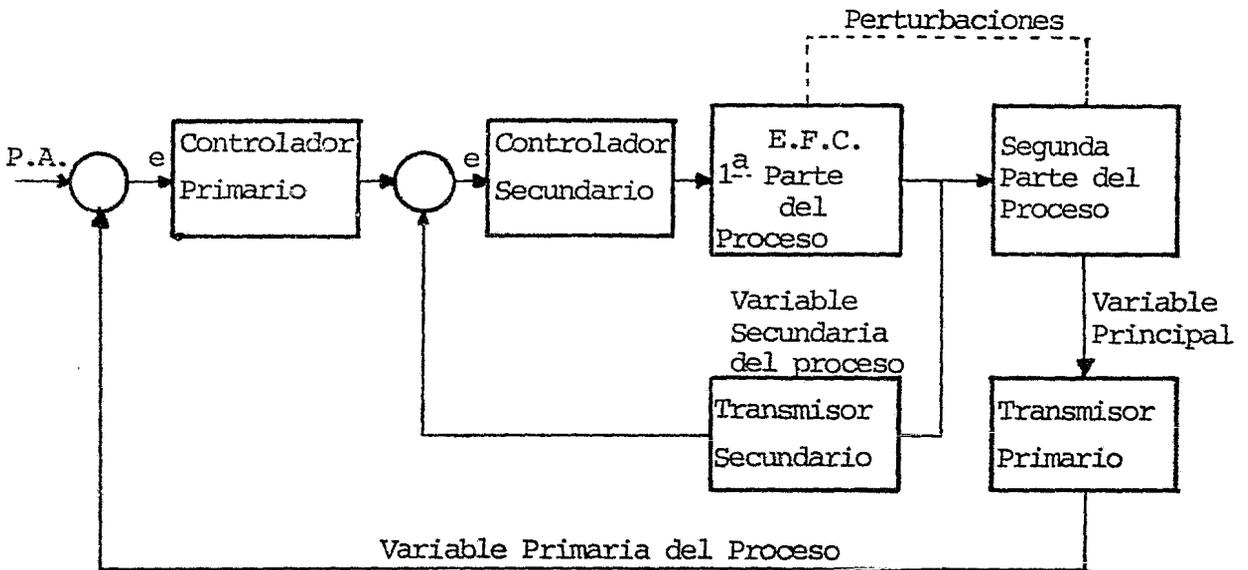
Se entiende por control en cascada un sistema en el cual la salida de un controlador en vez de actuar sobre un elemento final de control, posiciona el punto de ajuste de otro controlador llamado secundario.

Un circuito común y corriente no puede compensar cambios indeseables en la variable manipulada (secundaria) hasta que dichos cambios viajando através de resistencias y capacitancias del proceso llegan a afectar la variable controlada (primaria) después de un retraso considerable y que no puede eliminarse, pues es una característica del proceso.

En el control en cascada con uno de los controladores actuando sobre la variable secundaria, cualquier cambio indeseable es detectado y corregido antes de que afecte a la variable principal, como se observa en la Fig. II.5.1 y Fig. II.5.2.

La Fig. II.5.2 muestra un proceso que consiste en calentar un fluido que pasa através de tubos rodeados por quemadores alimentados por combustóleo. La temperatura del fluido debe mantenerse entre límites estrechos, lo cual es difícil por las variaciones erráticas de la presión del combustóleo. Una elevación de dicha presión aumentará el calor introducido en los quemadores y se originará una temperatura excesiva en el fluido. Si esta presión baja al mismo tiempo que se eleva la temperatura del fluido, el regulador siempre producirá una acción correctiva

para reducir el flujo de combustible justamente en el instante en que la presión cae, dando como resultado una fluctuación de la temperatura del fluido excesiva.

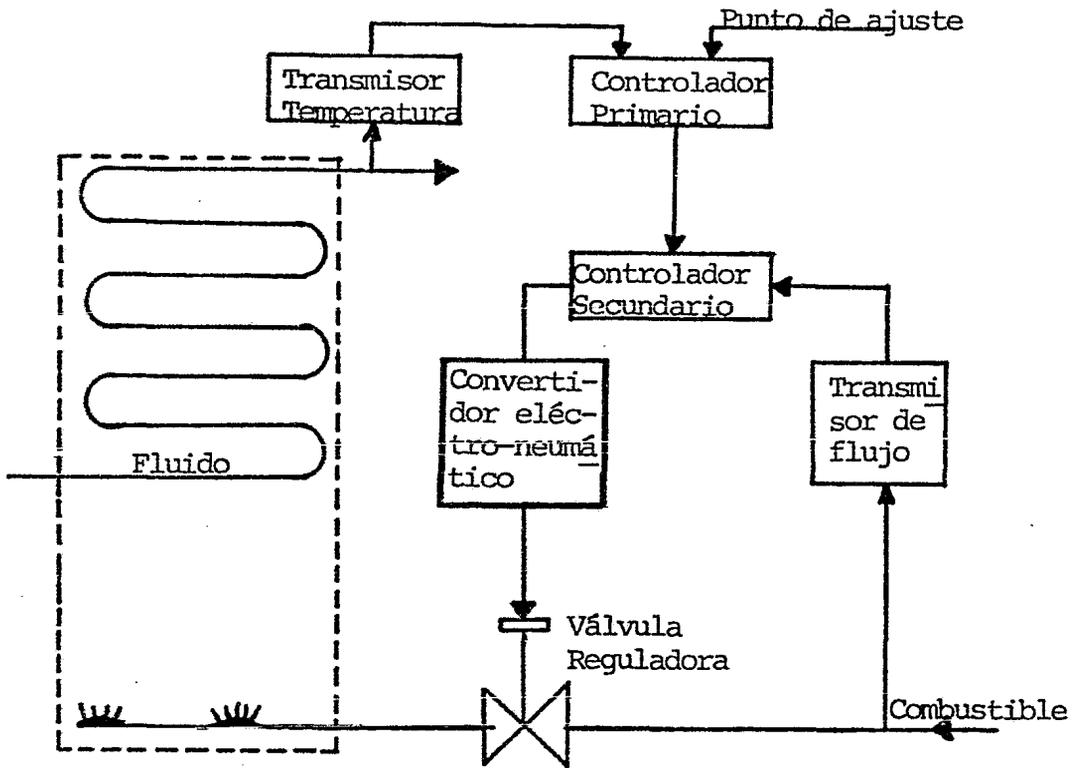


Control en cascada.

Fig. II.5.1

El controlador de flujo protege al proceso de las variaciones de efectos secundarios que se originarían por los efectos de la variación de la presión de combustible y permite al regulador primario regular la temperatura con buena estabilidad.

El caudal del combustible se mide por la diferencia de presión a través de la placa de orificio con un transmisor de flujo.



Control en cascada.

Fig. II.5.2

La señal de salida de 4 a 20 mA del transmisor se aplica a la entrada de la medición del controlador de flujo de combustible.

La señal de temperatura alimenta la entrada del controlador primario. La salida del controlador primario de 4 a 20 mA se aplica a la entrada del controlador secundario. Esta señal es ahora el punto de con-

signa para el regulador de flujo y el sistema está funcionando en cascada. El uso lógico del sistema de control en cascada solo requiere instrumentos de regulación comunes. Una unidad standard puede proporcionar indicación o registro y control de las dos variables y además indicación de señal de salida y cambio manual o automático.

El control en cascada no se aplica normalmente en circuitos rápidos de control como el flujo y la presión, es más útil en sistemas de control de temperatura o composición. Las ventajas más evidentes son:

- i. Reducir el efecto de las perturbaciones.
- ii. Ajuste más exacto en presencia de perturbaciones.
- iii. Posibilidad de incorporar límites alto y bajo dentro del control secundario.

II.5.2 CONTROL DE IMPULSO HACIA ADELANTE CON REALIMENTACION.

En este sistema, la salida del control primario actúa sobre el elemento final de control, corregida por una señal proporcional a una constante ajustable y a la rapidez del cambio de la variable secundaria. En este tipo de sistemas cualquier cambio de carga es compensado aún antes de que dicho cambio afecte al proceso, el ejemplo de la Fig. II.5.3 muestra el control de temperatura de un calentador a fuego directo.

II.5.3 CONTROL DE RELACION ENTRE VARIABLES DE DISTINTAS DIMENSIONES.

Existen procesos en donde es necesario tener un control de relación entre dos variables de distinta índole, como presión y temperatura o presión y gasto, etc.

El control de relación es un sistema de lazo abierto en donde la va

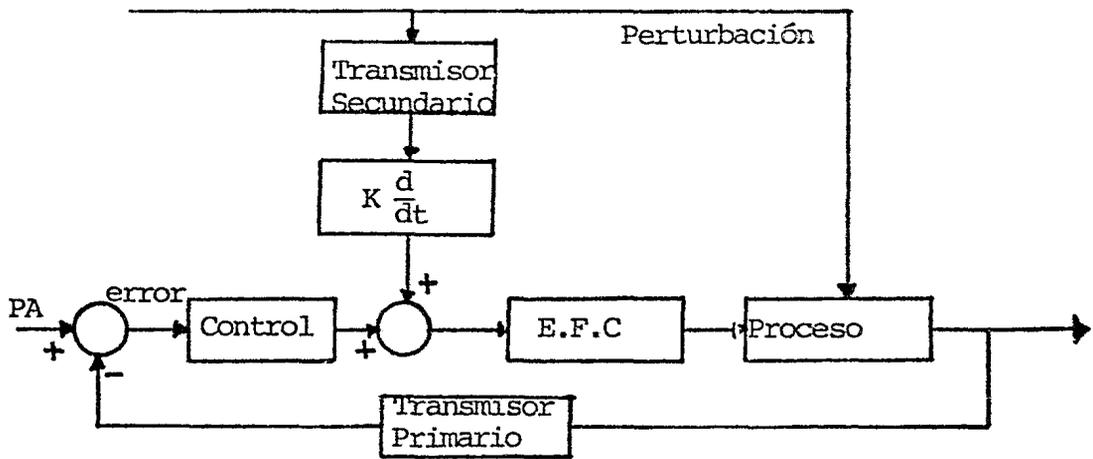
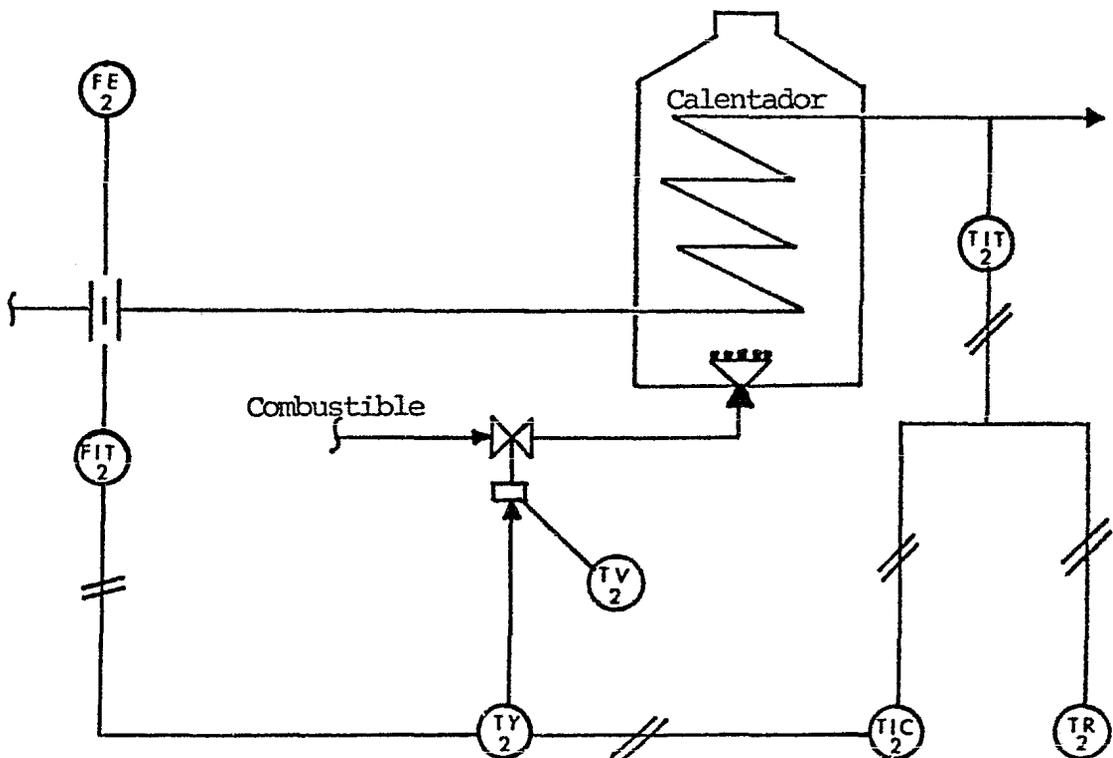


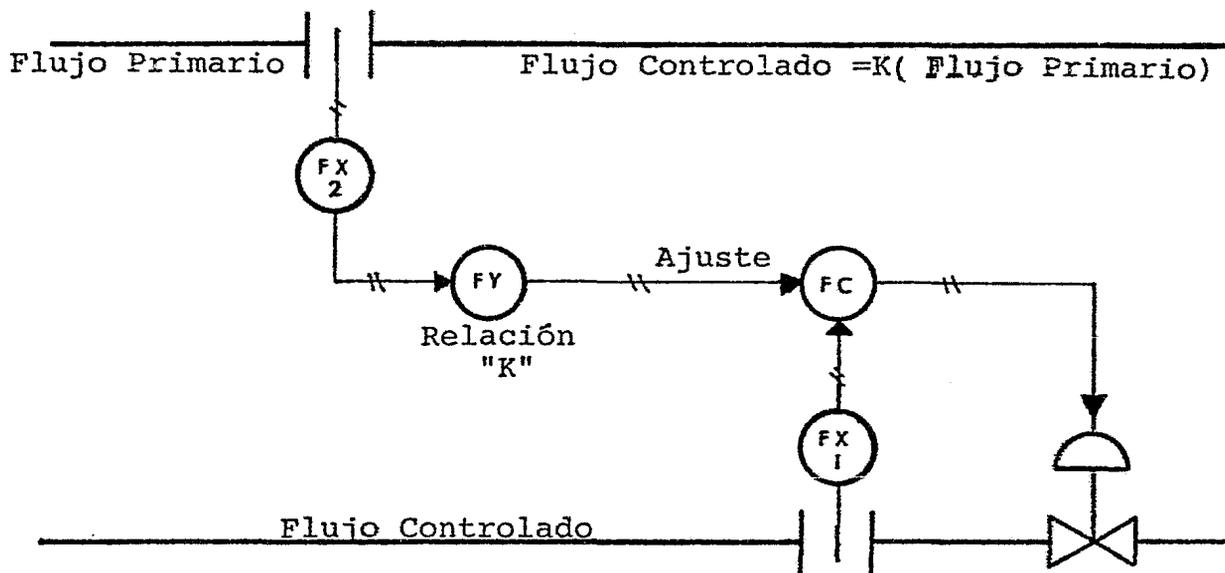
Diagrama de Bloques



Control de temperatura de un calentador

Fig. II.5.3

riable controlada en el cociente de dos variables medidas. El control se efectúa ajustando una de las variables (la variable controlada) para que mantenga una proporción con respecto a la otra (la variable primaria) En la Fig. II.5.4 la constante de proporcionalidad es la relación indicada por "K".

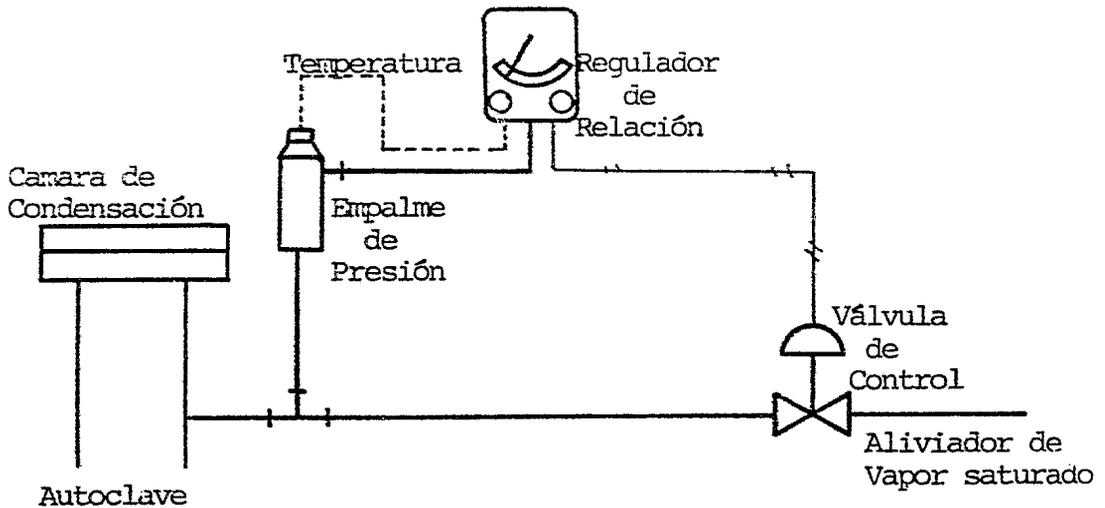


Control de relación de flujos

Fig. II.5.4

Por ejemplo un regulador de relación, Fig. II.5.5 conserva constante la diferencia entre la temperatura y la presión. Un elemento mide la variable incontrolada (temperatura) y está ligado con una razón de 1:1 al índice de control de la variable regulada (presión).

El regulador de temperatura ajusta el índice de control del regulador de presión para mantener una diferencia prefijada entre la temperatura y la presión total. La temperatura se emplea aquí como una medida de la presión del vapor saturado. Cuando la relación entre dos variables no es constante, se puede utilizar un generador de funciones.



Regulador de relación.

Fig. II.5.5

La Fig. II.5.6 muestra como ejemplo el control de flujo de un compresor centrífugo en el cual si el flujo es muy bajo o la presión de descarga muy alta, tiende a vibrar de manera peligrosa.

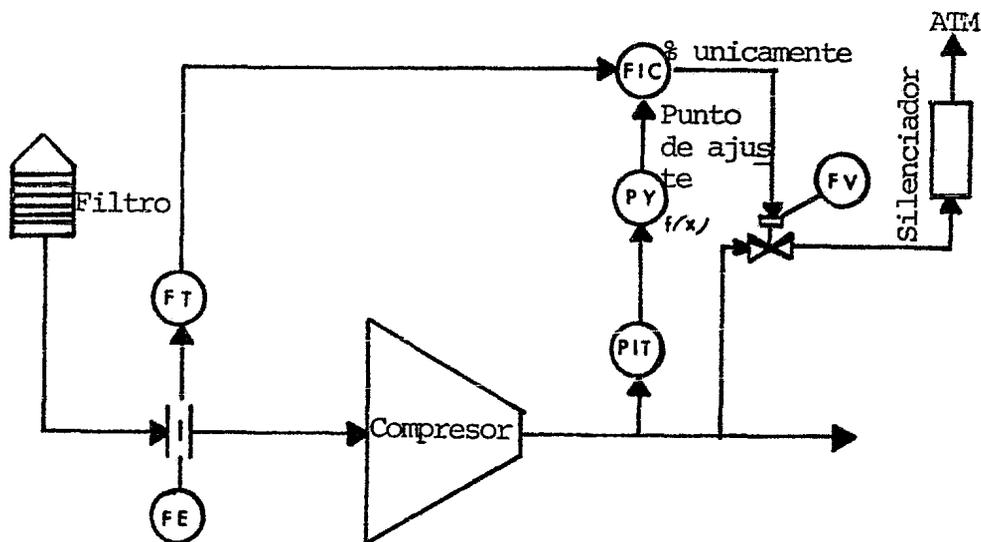
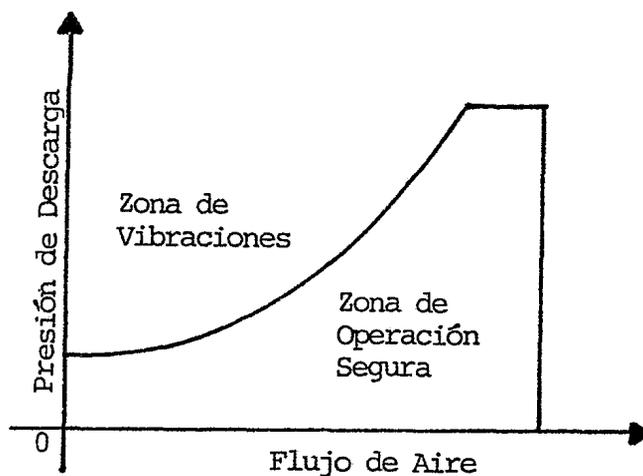
Los sistemas de relación no están limitados a dos componentes, un caudal primario puede ajustar varios caudales controlados, cada uno de ellos con relevadores de relación separados y controles individuales.

Una variante de este sistema permite ajustar todos los componentes de una mezcla como una fracción del caudal total necesario, el cual puede ser ajustado por un comando maestro.

II.5.4 CONTROL ANTICIPATORIO CON RETROALIMENTACION.

Se llama control predictivo hacia adelante o anticipatorio con retroalimentación al sistema que básicamente es un circuito de control abierto, superpuesto o complementado por un circuito de control cerrado.

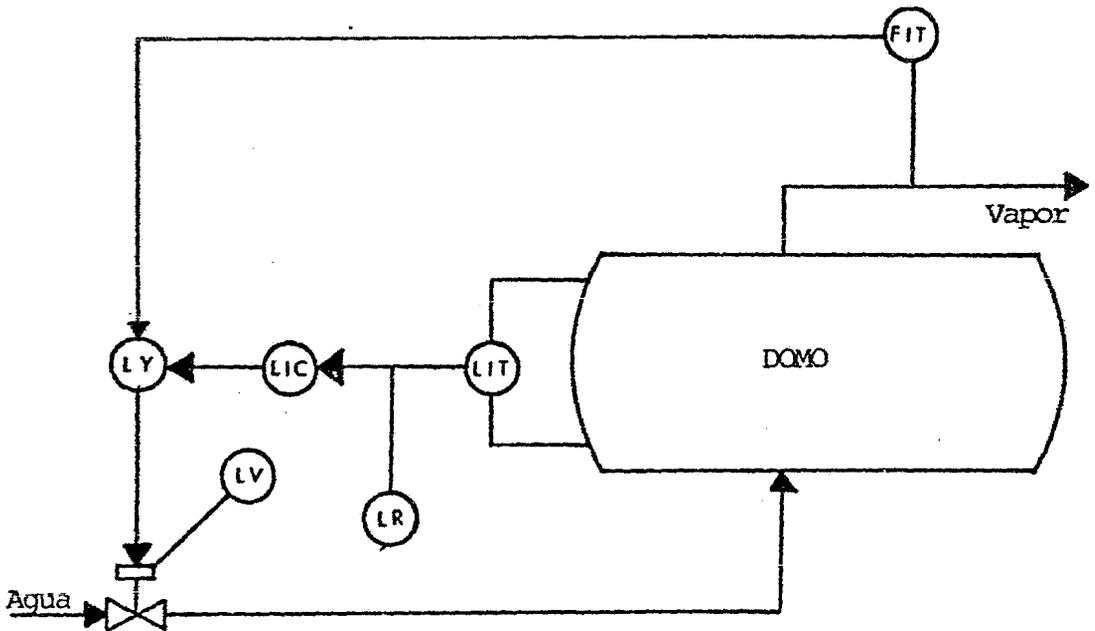
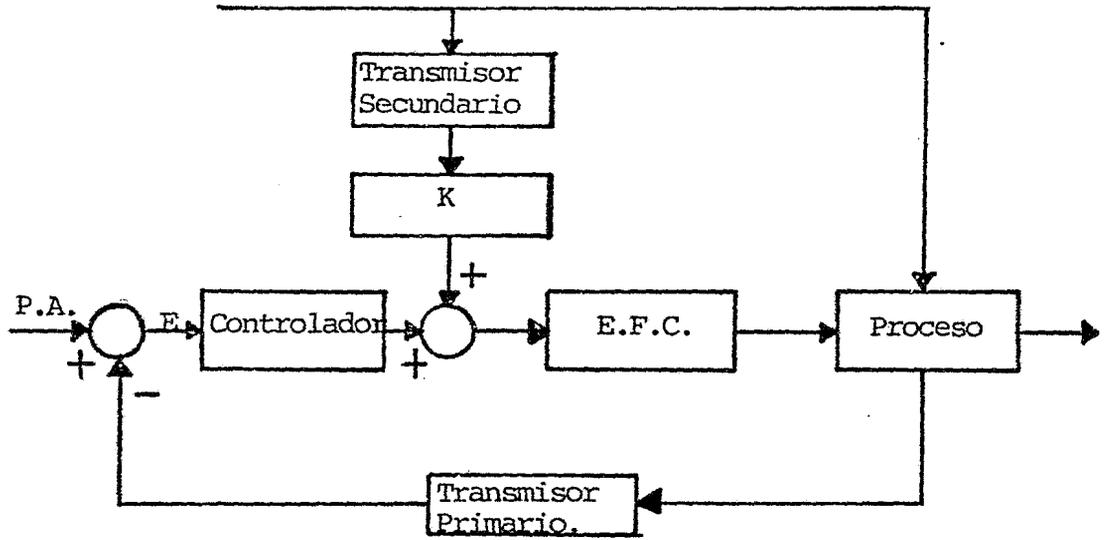
Este arreglo es útil solamente cuando hay una relación que se puede predecir entre los cambios de carga y el valor requerido de la variable manipulada. El circuito abierto actúa simultáneamente a los cambios



Control de flujo de un compresor centrífugo.

Fig. II.5.6

de carga, dando una corrección instantánea en la proporción debida. Por otro lado, el circuito cerrado actúa solamente cuando se produce un error y simplemente afina el sistema corrigiendo las imperfecciones inherentes al circuito abierto de control, ver Fig. II.5.7.



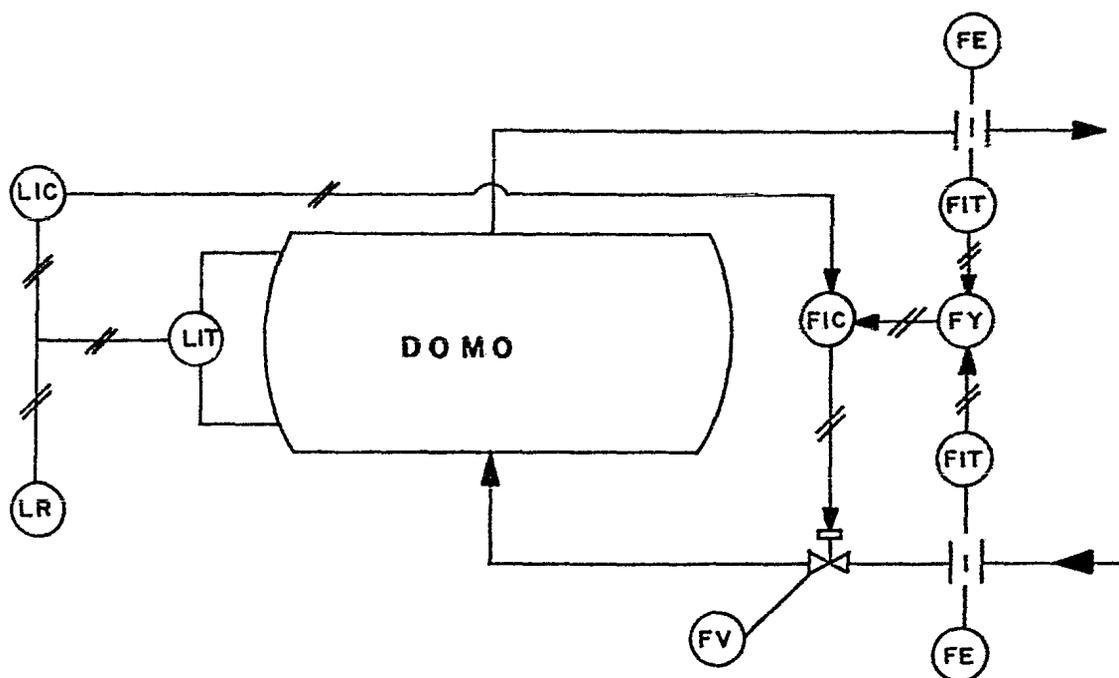
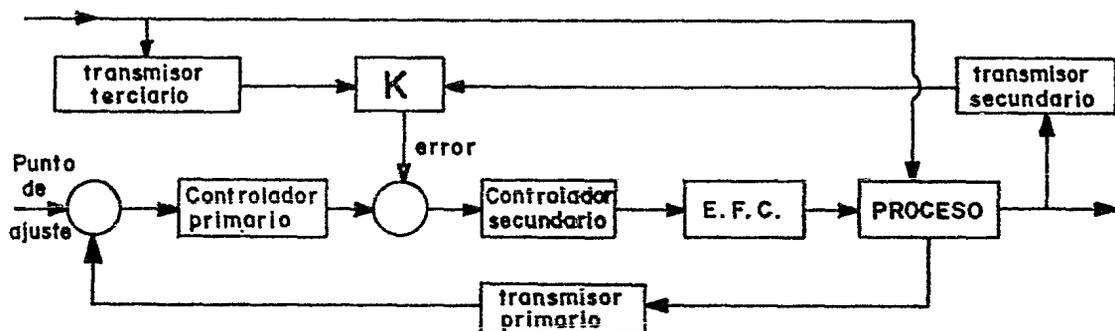
Generador de vapor
Control anticipatorio con retroalimentación

Fig. II.5.7

II.5.5 CONTROL ANTICIPATORIO CON RETROALIMENTACION COMBINADO CON CASCADA.

Esta configuración de control no es más que una combinación de ambos controles.

Se observa en la Fig. II.5.8 que este sistema tiene una inmediata respuesta a variaciones en la carga o en la variable manipulada.

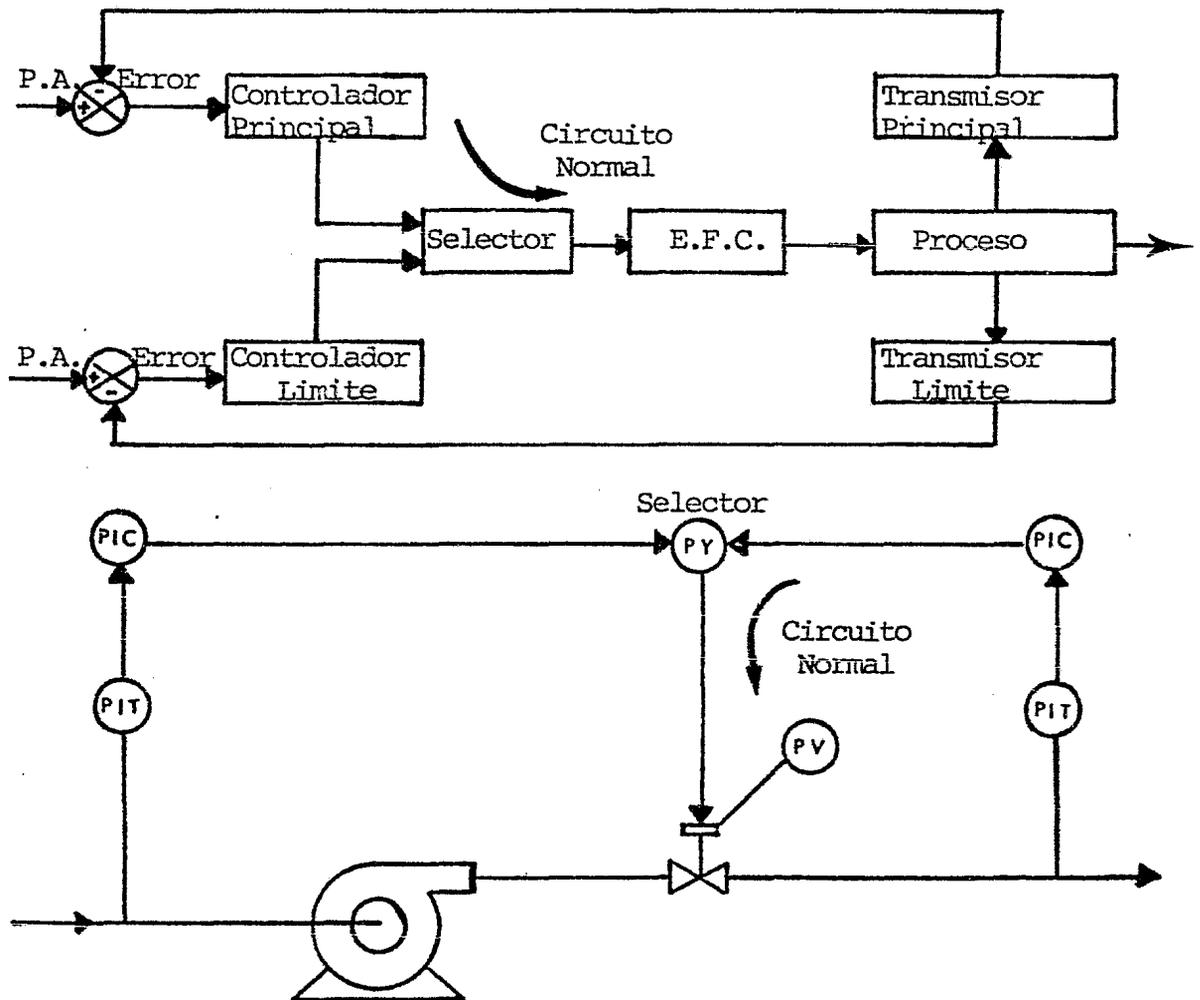


Control anticipatorio con retroalimentación combinado con cascada.

Fig. II.5.8

II.5.6 CONTROL DE DOMINIO A TRAVÉS DE UN SELECTOR.

Quando el control normal de una variable afecta a otra en forma tal que puede producirse una condición antieconómica o peligrosa, se instala un segundo controlador que solo toma el mando cuando dicha variable se acerca a su límite prestablecido, Fig. II.5.9.



Control de dominio a través de un selector

Fig. II.5.9

II.5.7 CONTROL DE RELACION CON AJUSTE AUTOMATICO.

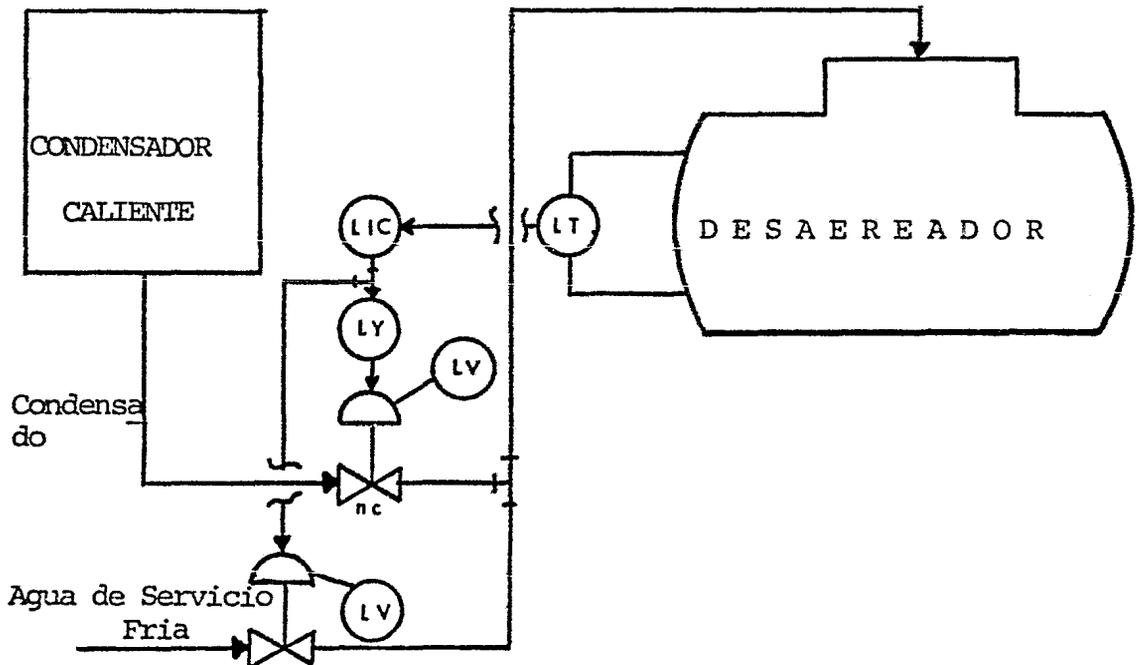
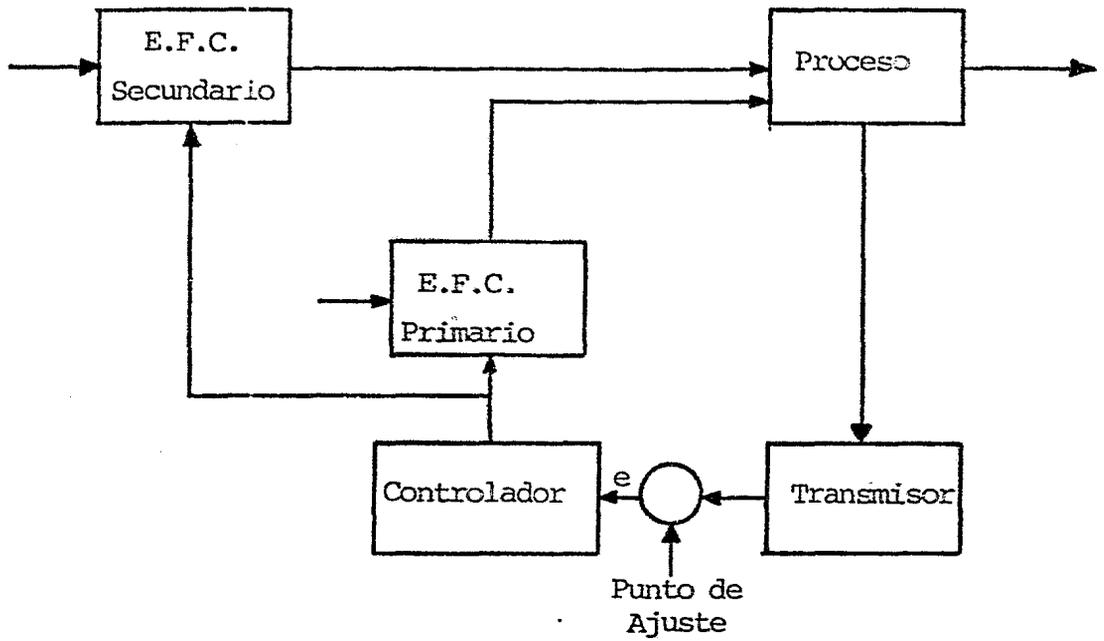
Este arreglo de control se usa normalmente cuando la variable controlada principal depende de la relación de otras dos variables.

En el ejemplo de la Fig. II.5.10, la relación aire-combustible alimentada a la caldera se reajusta con un controlador de porcentaje de oxígeno en los gases de combustión, manteniéndose en esta forma el exceso de aire constante y por lo tanto la combustión es más eficiente en todo momento.

II.5.8 CONTROL DE RANGO DIVIDIDO.

El control de rango dividido se usa cuando se puede controlar la variable con dos variables manipuladas, ya sea que una de ellas sea preferente sobre la otra o bien, que el proceso según su estado requiera una u otra para mantener la variable en control.

En el ejemplo de la Fig. II.5.11, el nivel del desaereador debe mantenerse constante usando, de preferencia, el agua de condensado caliente ya que es un producto más puro y contiene más energía que la fuente alternativa de agua fría desmineralizada.



Control de rango dividido

Fig. II.5.11

III

Descripción de una Planta Termoeléctrica.

III.1 CONCEPTOS GENERALES.

Una planta termoeléctrica tiene por objeto transformar el calor en energía eléctrica. Esta transformación no se hace en forma directa, sino requiere de varios pasos para los cuales se vale de tres elementos principales y su correspondiente equipo auxiliar sin el cual no sería posible su funcionamiento.

- i. Caldera o generador de vapor.
- ii. Turbina de vapor.
- iii. Generador de corriente alterna.

Primeramente se realiza la combustión con carbón, combustóleo o gas natural, en el interior del hogar u horno de la caldera. La energía potencial almacenada en el combustible es transformada en energía calorífica al calentarse el agua y convertirla en vapor.

El vapor es conducido a la turbina y en las toberas de la misma, la energía calorífica se convierte en energía de movimiento o cinética que luego se transforma en energía mecánica al girar el rotor.

El último paso se lleva a cabo en el generador y consiste en hacer

girar un rotor dentro de un campo magnético convirtiendo la energía mecánica en energía eléctrica utilizable.

Para la combustión es necesaria cierta cantidad de oxígeno que se toma del aire, el cual es impulsado a través de un ducto que lo conduce hasta los quemadores en donde aire y combustible se mezclan (en cantidad adecuada) y arden, después de haber alcanzado una cierta temperatura.

El agua absorbe el calor desprendido en la combustión y debido a esto va elevando su temperatura hasta que llega a la evaporación.

Mediante el uso de tuberías adecuadas, el vapor es admitido en la turbina, donde una expansión que produce trabajo al bajar de presión, efectúa la transformación del calor en trabajo mecánico del que se puede disponer como par motor en el eje de la turbina. El par motor se transmite directamente al rotor del generador eléctrico y se emplea en vencer el arrastre producido por la atracción electromagnética, que forma parte del funcionamiento del generador, en el que se consume la energía del par motor y se produce un potencial eléctrico que representa energía eléctrica, que se puede transportar a grandes distancias especialmente si se sube su voltaje con transformadores.

En este capítulo veremos algunos de los varios equipos importantes de la planta termoeléctrica así como una descripción del proceso de la planta y las relaciones funcionales de los distintos equipos en la generación de energía eléctrica.

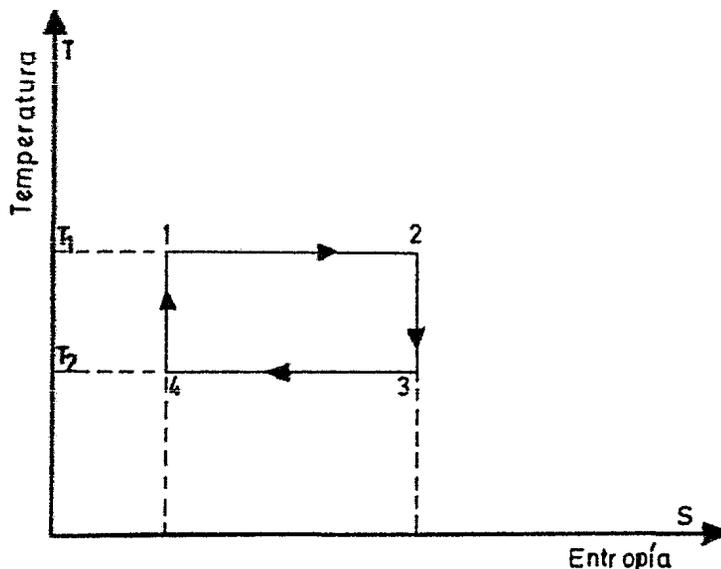
La máquina térmica trabaja de acuerdo al ciclo Rankine, con algunas modificaciones para aumentar la eficiencia térmica del proceso de la transformación de calor en energía eléctrica, estas modificaciones se

explican partiendo del ciclo más simple hasta llegar al ciclo que se utiliza actualmente en las plantas termoeléctricas.

Aunque el ciclo de Carnot es el de mayor eficiencia térmica y el más deseable teóricamente, no se utiliza debido a razones prácticas. El tamaño de los equipos para el ciclo Carnot sería mucho mayor con respecto al de los equipos para el ciclo Rankine, por lo tanto su costo también sería mayor. El ciclo Rankine modificado, resulta ser el ciclo más económico y más adecuado.

III.1.1 EL CICLO DE CARNOT.

En el ciclo Carnot, representado en la Fig. III.1.1, la recepción del calor se verifica a temperatura constante en la caldera desde (1) hasta (2), siguiendo una isoterma (curva a temperatura constante); la expansión se verifica a entropía constante en la turbina, de (2) a (3)



Ciclo simple de Carnot.

Fig. III.1.1.

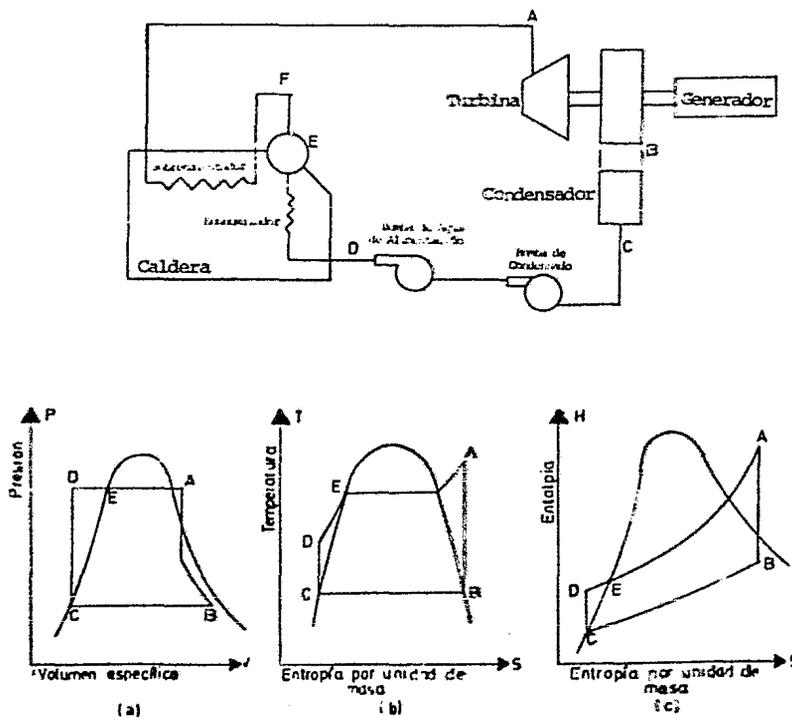
siguiendo una adiabática (curva a entropía constante), es decir sin adición ni sustracción de calor al fluido que trabaja, fenómeno que en la práctica no sucede. La condensación se verifica a temperatura constante en el condensador de (3) a (4) siguiendo otra isoterma y por último tiene lugar la compresión adiabática en la bomba, de (4) a (1), que completa el ciclo. Este ciclo, delimitado por dos isotermas y dos adiabáticas, es el de mayor rendimiento entre otros que pueden considerarse con los mismos límites de temperatura. El trabajo entregado está dado por el área delimitada por la trayectoria (1), (2), (3), (4).

III.1.2 EL CICLO RANKINE Y SUS MODIFICACIONES.

Originalmente se usó el ciclo Rankine en la construcción de las plantas termoeléctricas con agua como fluido, se usa actualmente (modifica --- do) y seguramente se seguirá usando por mucho tiempo, en la Fig. III.1.2 se muestra este ciclo en su forma simple.

La operación representada por el ciclo de la Fig. III.1.2 es: el agua del condensador se bombea hacia la unidad generadora de vapor (caldera). El agua llega a un conjunto de tubos llamado economizador, donde adquiere energía calorífica proveniente de los gases de la combustión del material fósil y después pasa al domo, trayectoria CDEF, en el domo se convierte en vapor y usualmente se sobrecalienta. El vapor de la caldera continúa a la turbina, donde se expande produciendo suficiente potencia para hacer girar el eje del generador de energía eléctrica, trayectoria AB. De la turbina, el vapor expandido fluye hacia el condensador, trayectoria BC, elemento en el cual el vapor se transforma en líquido cerrándose el ciclo. Dependiendo de la localización geográfica de la planta ter-

moelétrica, el proceso del agua-vapor puede ser cerrado o abierto, en forma cerrada cuando el uso del mismo fluido se permite una y otra vez, y en forma abierta cuando el fluido utilizado en un recorrido a través de todo el sistema no se vuelve a utilizar, es decir, se renueva continuamente el fluido.



C-D Conversión de energía calorífica a energía cinética.

D-E Reabsorción de energía cinética a energía calorífica.

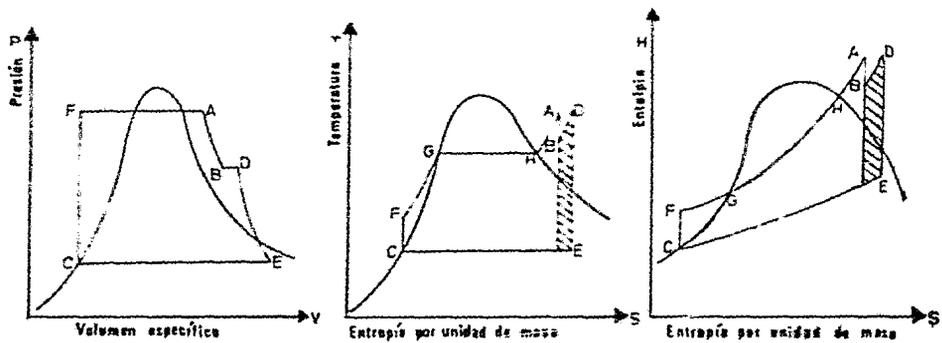
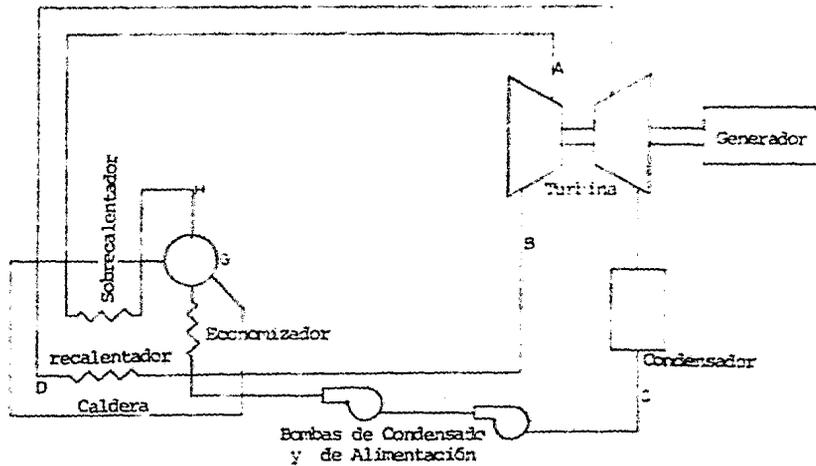
D-E-A Calentamiento a presión constante.

A-B Expansión ideal a entropía constante.

B-C Extracción de calor latente en el condensador (Condensación).

Ciclo Rankine (Forma simple).

Fig. III.1.2



- A Vapor.
- B Vapor a recalentar.
- A-B Expansión ideal a $S=\text{constante}$, antes del recalentamiento.
- B-D Recalentamiento a $P=\text{constante}$.
- C-F Incremento de presión ideal a $S=\text{constante}$, en la bomba de alimentación.
- D-E Expansión ideal a $S=\text{constante}$ después del recalentamiento.
- E-C Extracción del calor latente en el condensador.
- G Generación de vapor en el domo de la caldera.
- H Vapor saturado seco.
- FGHA Calentamiento a $P=\text{constante}$

Operación del ciclo Rankine
con recalentamiento.

Fig. III.1.3

Se observa de la Fig. III.1.2, gráfica B, que la expansión real en la turbina no es adiabática, como en el ciclo de Carnot, ya que cierta pérdida de energía es inevitable y la línea de expansión AB se inclina un poco hacia la derecha. Al final de esta curva, indicado por el vapor de escape de la turbina punto C, se observa que la humedad es alta y provoca mayor desgaste en los álabes. Para resolver este problema el vapor se sobrecalienta antes de enviarlo a la turbina.

a. El ciclo Rankine con recalentamiento.

El contenido de humedad (vapor que se condensa) en la turbina puede reducirse elevando la temperatura del vapor entrante, elevándose la presión de éste. Hay un límite máximo en la temperatura entregada por la caldera, para evitar esta condición indeseable de condensación y simultáneamente mejorar la eficiencia térmica del ciclo, trabajando o no en su temperatura límite. El vapor entrante se expande a través de la turbina solo parcialmente, luego regresa a la caldera para recalentarse en una sección de la misma llamada recalentador. Sin embargo, aunque el recalentador lleva al vapor a su temperatura original, su presión es menor y por lo tanto ese vapor puede ser expandido a través de la sección de baja presión al final de la turbina sin lograr formar un excesivo condensado. La Fig. III.1.3 muestra la operación de este ciclo.

El ciclo con recalentamiento se emplea en las plantas termoeléctricas fundamentalmente para disminuir la erosión en la turbina, causada por la humedad. La mejora que introduce en la eficiencia no es considerable pues su ganancia termodinámica es pequeña, observable por el área ahorrada de la Fig. III.1.3, gráfica B. Sin embargo, en unidades grandes

(100 MW o más) es significativo y aceptable, por lo cual es recomendable y hasta necesario.

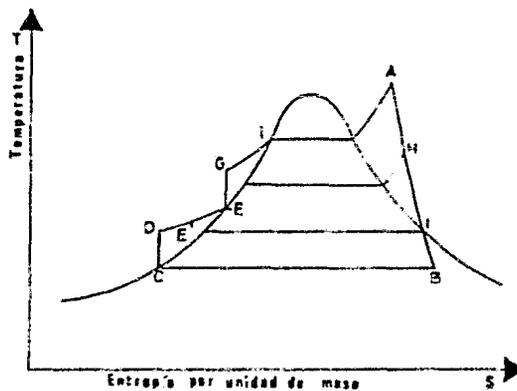
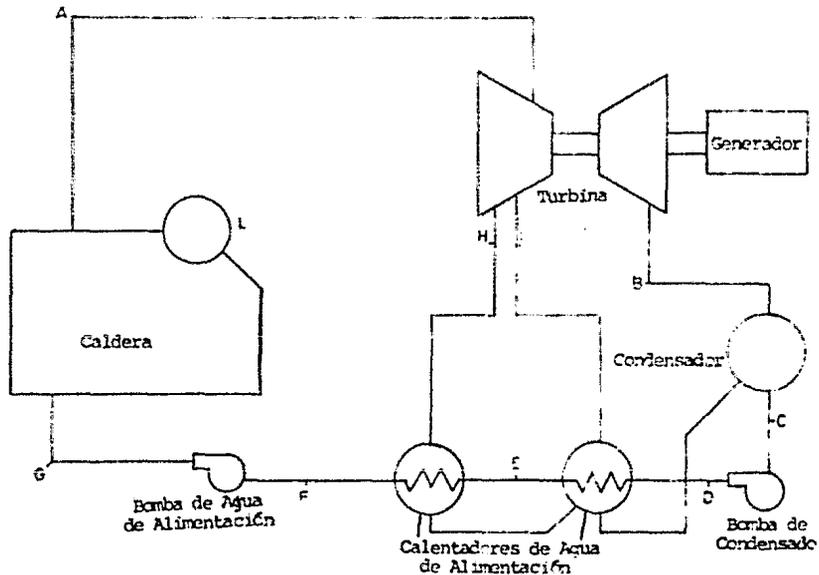
El método que se emplea para aumentar la eficiencia térmica del ciclo, es precalentar el agua de alimentación, el ciclo que emplea este método se le conoce como ciclo Rankine regenerativo.

b. El ciclo Rankine regenerativo.

De la cantidad entrante a la turbina solo una parte de su energía (aproximadamente un tercio) se convertirá en trabajo efectivo realizado por la turbina. La energía calorífica restante se transferirá al agua de enfriamiento del condensador cuando se efectúe el proceso de condensación en el ciclo. Sin embargo en el ciclo regenerativo, se utiliza también vapor parcialmente expandido para precalentar el agua de condensado, que se alimenta a la caldera, antes de entrar a la misma. Entonces el vapor usará su calor casi totalmente para hacer el precalentamiento al agua de alimentación ó agua de condensado. El agua de alimentación entrará a la caldera con cierto precalentamiento, es decir con mayor contenido calorífico que el agua en el condensador. Este hecho incrementa significativamente la eficiencia de la planta termoeléctrica observable por el aumento de área de la gráfica A de la Fig. III.1.4, ya que una mayor cantidad del calor en el vapor se utiliza para realizar trabajo mecánico. Al proceso anterior se le llama "calentamiento regenerativo del agua de alimentación". Y a los elementos intercambiadores de calor donde se realiza el precalentamiento del agua de alimentación se les llama comúnmente "calentadores de agua de alimentación". En las plantas termoeléctricas, están instaladas generalmente, formando un tren

de calentadores. En la Fig. III.1.4 se muestra un ciclo de este tipo.

Sin embargo, en las plantas termoeléctricas de capacidad considerable se utiliza la combinación del ciclo regenerativo con el ciclo con -recalentamiento, por las razones antes mencionadas.



Ciclo Rankine regenerativo.

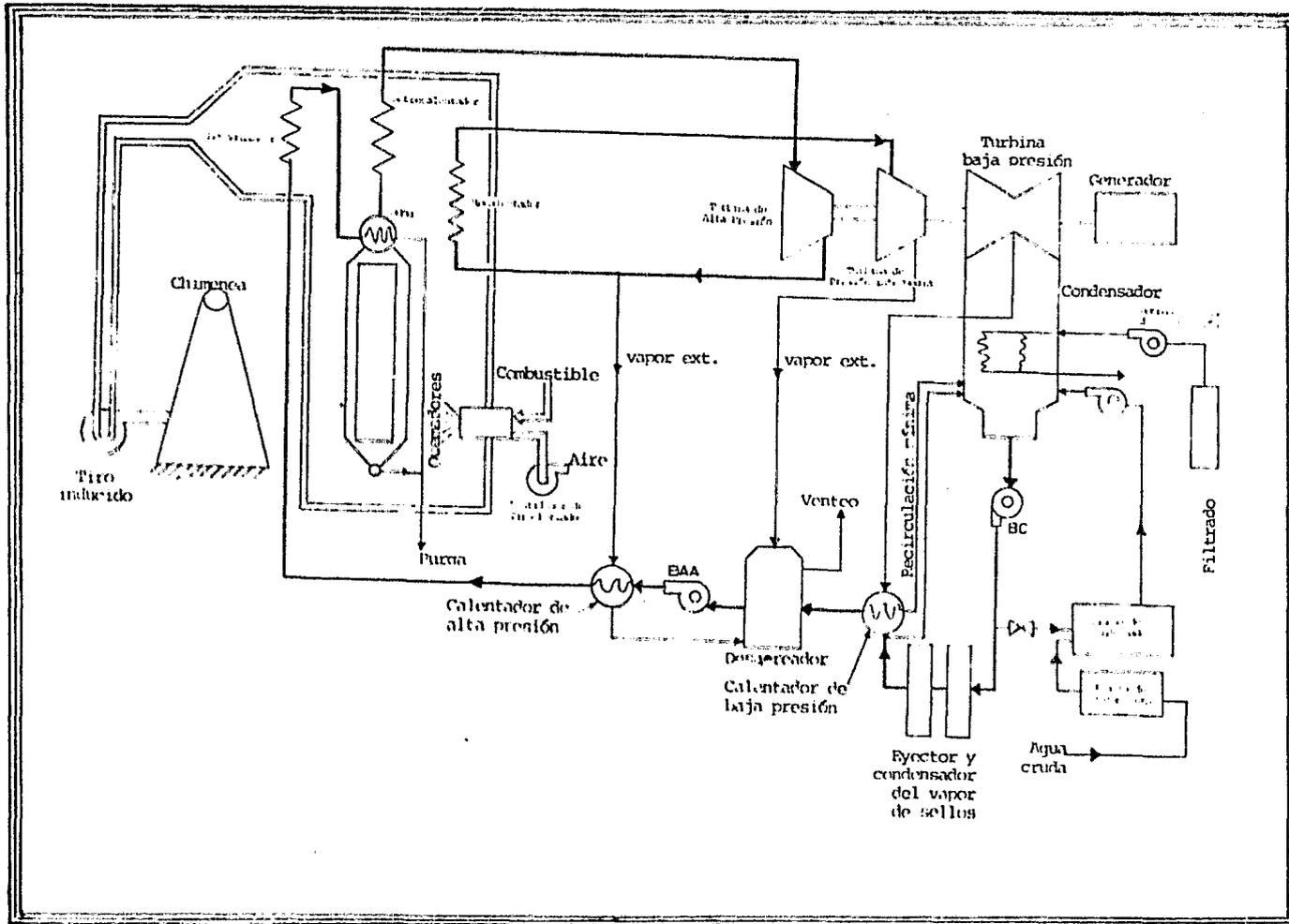
Fig. III.1.4

c. El Ciclo regenerativo con recalentamiento.

El ciclo Rankine regenerativo con recalentamiento, ampliamente utilizado en la mayoría de las plantas, es una combinación del ciclo rege-

nerativo con el ciclo con recalentamiento previamente descritos. Esta combinación hace posible el empleo del vapor en una planta moderna generadora de energía eléctrica de la manera más eficiente posible. La Fig. III.1.5 muestra un ciclo de este tipo. De la misma forma el diagrama de la Fig. III.1.6 muestra la mayoría de los equipos fundamentales (que se describen a lo largo de este capítulo) que se utilizan en una planta termoeléctrica que maneja el ciclo regenerativo con recalentamiento.

La operación básica de los equipos de la Fig. III.1.5 es: El vapor sobrecalentado sale de la caldera (punto M), fluyendo hacia la turbina de alta presión (HP). El vapor se expande en la turbina de alta presión produciendo trabajo mecánico. Se toma vapor del escape de la turbina HP (punto O), y se retorna a la caldera donde es recalentado antes de alimentarse a la turbina de presión intermedia (IP), (punto P). El vapor continúa su recorrido en el ciclo y pasa del escape de la turbina IP, (punto Q), a la turbina de baja presión (LP). El escape de la turbina LP se transmite al condensador, (punto A), donde el vapor se condensa en agua líquida. El agua condensada o condensado se bombea por medio de la bomba de condensado, (punto B) hacia la entrada del calentador de agua de alimentación de menor presión (punto C). Aquí el agua se calienta en un intercambiador de calor de coraza y tubos, por el vapor extraído de la turbina de baja presión (punto D). El agua de alimentación se calienta progresivamente por el tren de calentadores de agua de alimentación, incluyendo también un aumento de temperatura que se realiza en un calentador conocido como el desaereador (punto E). Del desaereador, el agua llega a las bombas de alimentación a la caldera, donde adquiere una alta presión (punto I), pasa por los calentadores de alta presión y llega a —



Planta Termoeléctrica.

Fig. III.1.6

La elección por cualquiera de los ciclos, anteriormente descritos, dependerá de razones económicas y del diseño técnico. De la misma forma la selección de componentes y arreglo final de la planta se ejecuta después, según las indicaciones del Balance de Calor de la misma, que es un conjunto de análisis y cálculos termodinámicos detallados y rigurosos hechos al inicio del diseño de la planta. El alcance y objetivo de la tesis no permite enunciar los criterios anteriores.

III.2 SISTEMA DE AGUA DE ALIMENTACION

El sistema de agua de alimentación tiene por objeto la conversión del agua condensada en agua caliente y alimentarla a la caldera a una presión suficientemente alta con respecto a la misma, de manera que se produzca una corriente adecuada en función de las demandas que se producen en la operación con carga variable.

III.2.1 EQUIPO PRINCIPAL

El sistema de agua de alimentación se localiza en las zonas de alta presión, desde la descarga de las bombas de agua de alimentación hasta la entrada al economizador.

a. Bombas de alimentación de agua a la caldera.

Las bombas de alimentación succionan del desaereador y descargan el agua al generador de vapor a través de uno o varios calentadores de alta presión y el economizador, proporcionando abastecimiento de agua a los servicios que lo requieran.

Actualmente, las bombas de alimentación de agua son casi siempre -

centrífugas del tipo de impulsor cerrado y varios pasos, debido a las altas presiones y capacidades de las calderas modernas.

Algunos de los diversos factores que intervienen en la presión que debe vencer la bomba de alimentación se pueden numerar así:

- i. Rozamiento en la tubería de alimentación.
- ii. Pérdida de carga en uno o más calentadores de alta presión.
- iii. Pérdida de carga en el economizador.
- iv. Presión interior de la caldera.

Los sistemas de accionamiento más empleados son el accionamiento eléctrico y el accionamiento por turbina de vapor.

En el primer caso la bomba es accionada por un motor eléctrico de velocidad constante, a través de un variador de velocidad de tipo hidráulico, y a la unidad se le conoce como motobomba.

En el segundo caso es una turbina auxiliar la que impulsa a la bomba y a la unidad se le conoce como turbobomba.

Actualmente la turbobomba se está imponiendo, en centrales de 400 MW o más, sobre la motobomba debido a que las que tienen accionamiento a vapor, se puede alimentar mientras se tenga vapor en la caldera, cosa que no ocurre cuando el accionamiento de las bombas es exclusivamente a base de motores eléctricos y la corriente falla.

b. Calentadores de alta presión.

Los diferentes tipos de calentadores de alta presión pueden arreglarse de varias maneras para lograr el objetivo de incrementar la eficiencia del ciclo regenerativo con respecto a los otros ciclos de vapor.

Estos calentadores reciben vapor de extracción de la turbina de alta presión, que es el que transmite el calor al agua de alimentación al haber un intercambio térmico en el interior. Los calentadores están dispuestos en serie, es decir, la salida de uno se conecta con la entrada del siguiente hasta que finalmente el agua llegue al economizador

c. Economizador.

Un economizador reduce la temperatura de los humos de salida, amentando la temperatura del agua de alimentación de la caldera. De esta manera el economizador recupera el calor que llevan los humos.

El economizador está formado por un conjunto de tubos, a los que generalmente se les da forma de serpiente con el objeto de aprovechar espacio en la caldera y mejorar la transmisión de calor.

La localización de cada uno de los equipos mencionados dentro del ciclo de una planta termoeléctrica está indicada en la Fig. III.1.6.

III.3 SISTEMA DE VAPOR

El sistema de vapor principal consiste del vapor que fluye de la caldera a la turbina en condiciones de alta presión y temperatura.

La función de la caldera es convertir el agua en vapor a presión y temperatura predeterminadas, lo que constituye un cambio en estado fsico, producido por la transmisión de calor de la combustión de una sustancia al agua. La caldera es un depósito a presión a la cual se bombea agua en estado líquido a la presión de operación. Después de que el calor ha vaporizado el líquido, el vapor producido queda listo ya sea para usarse directamente o para sobrecalentarse.

III.3.1 EQUIPO PRINCIPAL.

Para las plantas de media y alta capacidad, el sistema de vapor incluye caldera, sobrecalentador, turbina, recalentador, eyector, sistemas de venteo y sistema de extracciones de vapor.

a. Calderas.

Las principales funciones de un generador de vapor son la transmisión de calor y la producción de presión en el fluido.

Algunas de las principales características deseables que debe presentar la caldera son:

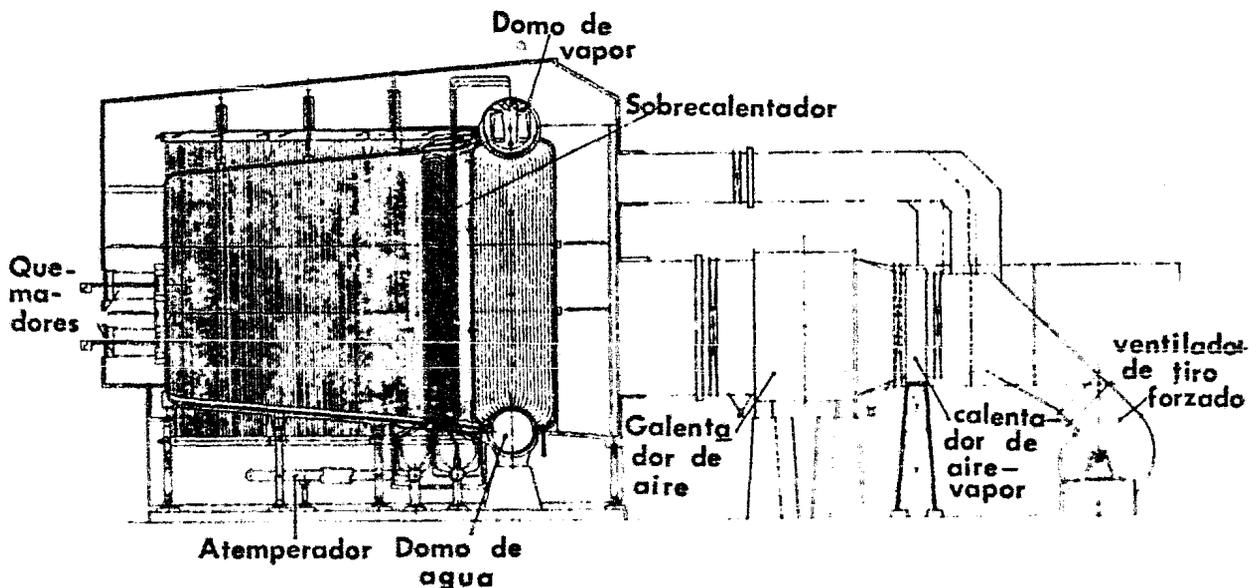
- i. Eficiencia elevada, representada por la transmisión de calor necesario con el mínimo de pérdidas. Que incluye el uso de desviadores efectivos, superficies de calefacción auxiliares, etc.
- ii. Que siempre esté lista para trabajar y que esté construida de tal manera que siempre esté en servicio. Evitar que se tapen los tubos, facilidad de dar servicio a los órganos auxiliares así como a la caldera.
- iii. Deberá producir vapor limpio.
- iv. Capacidad para producir vapor recalentado a la temperatura especificada a carga completa.
- v. Deberá soportar variaciones en la producción de vapor sin variaciones en la presión del mismo y evitando variaciones bruscas en los niveles del agua, calentamientos localizados y otros fenómenos pasajeros.

Las calderas pueden clasificarse en función de que la superficie de --

calefacción tubular esté cubierta con agua o con los gases calientes de la combustión. De acuerdo a esto resultan dos grupos: las calderas de tubos de humo y las de tubos de agua.

Las calderas de tubos de humo son aquellas en las que los productos de la combustión pasan por los tubos y por el otro lado están rodeados de agua.

Las calderas de tubos de agua, Fig. III.3.1, consisten en un conjunto de tubos y domos.



Caldera de tubos de agua.

Fig. III.3.1

Los tubos pueden ser rectos o doblados. Las calderas de tubos rectos llevan un grupo de tubos paralelos rectos de igual longitud y unidos en sus extremos a cabezales. Estos cabezales están unidos a su vez a uno o más

domos.

Las calderas de tubos doblados no llevan cabezales, los domos desempeñan la función de cabezal. Las calderas de centrales termoeléctricas son en su mayoría de tubos de agua.

b. Sobrecalentador.

Existen dos tipos de sobrecalentadores: el sobrecalentador de convección, que se instala en el pasaje de gases que está completamente fuera de la zona del área del hogar recibiendo el calor de los gases que pasan sobre su superficie y el sobrecalentador radiante, que está localizado en la parte superior o cerca de la salida del hogar de la caldera recibiendo el calor en sus paredes por radiación.

La función del sobrecalentador es agregar calor adicional al vapor saturado después de que éste abandona el domo de vapor, sin ningún cambio posterior en la presión final de vapor.

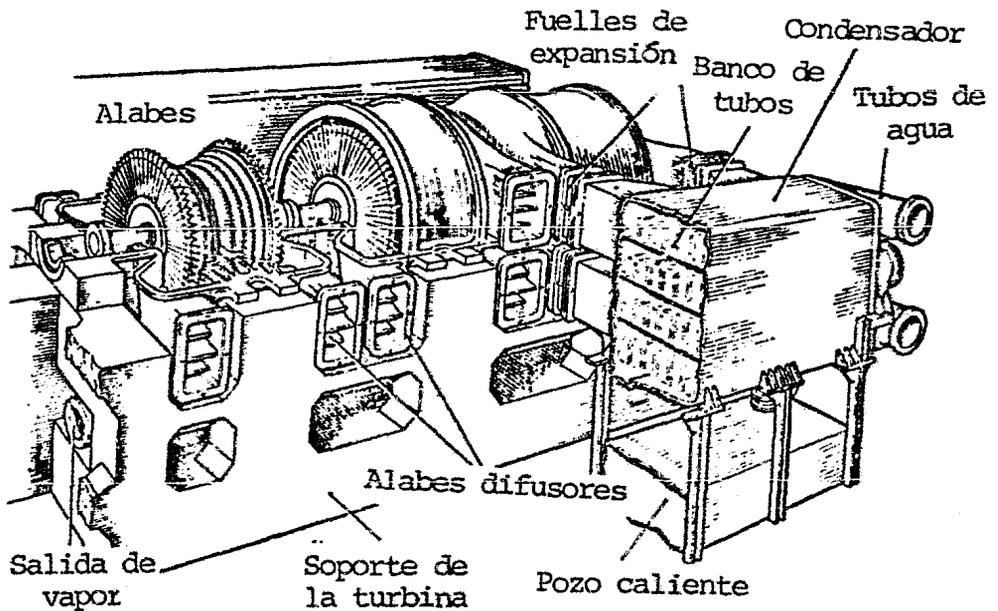
c. Turbina de vapor.

La función principal de la turbina de vapor, Fig. III.3.2, es transformar la energía potencial del vapor debida a la presión y a la energía interna, en energía cinética y ésta a energía mecánica. Se puede hacer una distinción entre las turbinas según los tipos de álabes que utilizan:

- i. Alabes de acción (o de impulso).
- ii. Alabes de reacción.

La característica principal de la turbina de acción es que la expansión del vapor tiene lugar en la tobera y no en los álabes del rodete.

La energía potencial se transforma en energía cinética al atravesar las toberas y la caída de presión se completa en la tobera simple. A la turbina con escalonamiento de presión se le puede considerar como dos turbinas simples montadas en serie, cada una con sus toberas y rodete.



Turbina de vapor.

Fig. III.3.2

También las hay con escalonamiento de velocidad.

En las turbinas de reacción, se utiliza una caída parcial de presión para lanzar vapor contra las paletas móviles. La presión se reduce aún más en las paletas, con la resultante creación de energía cinética y directa utilización accionando los rodetes por reacción contra los á-

labes. Se emplean suficientes escalones para aprovechar la expansión de vapor hasta la presión de escape.

La turbina de vapor es una máquina de velocidad constante y los reguladores de la misma tienen por misión mantener la velocidad.

d. Recalentador.

El objetivo de recalentar el vapor es aumentar el rendimiento de la conversión de energía térmica en energía mecánica en sistemas donde se tienen turbinas escalonadas, como se observa en la Fig. III.1.6. Por medio del recalentamiento se disminuye la humedad del vapor de entrada y consecuentemente del vapor de salida, esto evita bajas de rendimiento y erosiones en los álabes de la turbina de baja presión. El recalentador se sitúa cerca del hogar para que utilice el calor de los gases de combustión y se logre obtener la temperatura de vapor requerida. La localización también se muestra en la Fig. III.1.6.

e. Eyector.

En el sistema de vapor, el eyector se utiliza como auxiliar para mantener vacío en el condensador y expulsar gases no condensables. Para lograr esto, utiliza vapor auxiliar a alta presión.

f. Sistema de venteo.

El objetivo del sistema de venteo es eliminar vapores incondensables acumulados. Estos reducen la eficiencia de transmisión de calor y provocan la corrosión. Los equipos a los que se les provee de venteo por medio de válvulas, generalmente son: calentadores, desaereador y eyectores.

g. Sistema de extracciones de vapor.

Este sistema suministra vapor a diferentes equipos que tienen funciones específicas como son: el eyector, calentadores de agua de alimentación, calentador de aire con vapor, desaereador, etc.

III.4 SISTEMA DE CONDENSADO.

El sistema de condensado está comprendido desde el condensador hasta la succión de las bombas de agua de alimentación a la caldera, es la porción de baja presión.

III.4.1 EQUIPO PRINCIPAL.

El vapor de escape de la turbina se condensa en el condensador, fluye al pozo caliente y desde la parte baja del pozo llega a las bombas de condensado que lo envían al desaereador a través del eyector de aire, el condensador de vapor de sellos y los calentadores de baja presión, además de proporcionar a través de varios ramales el condensado requerido por los distintos servicios de la planta.

a. Condensador.

El condensador efectúa el cambio de estado del vapor a líquido. Para lograrlo es necesario quitar al vapor su calor latente de vaporización. El agua que se obtiene llamada "condensado", se acumula en el pozo caliente, cuyo nivel se mantiene mediante el suministro de agua de repuesto proveniente del tanque de almacenamiento del condensado.

Los condensadores se pueden clasificar como :

a.1 Condensadores de mezcla.

i. Condensadores de chorro.

ii. Condensadores barométricos.

a.2 Condensadores de superficie.

a.1 Condensadores de mezcla

La condensación se lleva a cabo mediante la mezcla íntima entre el vapor y el agua fría que se inyecta. A menos que se use agua muy limpia o destilada, el condensado no puede servir de nuevo para la alimentación, por lo cual no suele usarse este tipo de condensador en las centrales de vapor.

La contrapresión o vacío contra la cual trabaja una turbina de vapor tiene un efecto considerable sobre su rendimiento total. La energía calorífica contenida en el vapor que alimenta una turbina y que podemos convertir en potencia depende de la relación existente entre la presión del vapor a la entrada de la turbina y la presión que tenga al salir de ésta. Cuanto mayor esta relación, mayor es la energía que podemos aprovechar.

Para aprovechar el condensado en el ciclo y mejorar el vacío, se han sustituido los condensadores de mezcla por los de superficie.

a.2 Condensadores de superficie.

En este tipo de condensadores, el agua de circulación pasa por el interior de un haz de tubos y el vapor descargado de la turbina rodea a estos tubos. La transferencia de calor del vapor al agua

de circulación se realiza a través de las paredes de los tubos, por contacto indirecto.

Estos condensadores han influido notablemente en el perfeccionamiento de la turbinas de vapor. Un buen condensador da lugar a una reducida caída de presión, posee la disposición de superficie de efectividad máxima y su construcción debe ser económica.

b. Bombas de condensado.

El condensado colectado en el pozo caliente es removido hasta el desaerador mediante las bombas de condensado. Por lo general son del tipo centrífugo, accionadas casi siempre por motor eléctrico síncrono, de par de arranque normal y de velocidad constante. Como la velocidad es constante, cuando hay cambios en la cantidad de condensado debido a cambios en la carga, el control del flujo descargado se hace recirculando el condensado mediante válvulas reguladas por el nivel en el condensador, manteniendo un nivel adecuado y evitando que la bomba pueda decaerse.

c. Eyectores de aire.

En el eyector se usa como medio de enfriamiento el condensado principal, que enfría el vapor utilizado para la succión de aire y gases incondensables provenientes del condensador.

El condensado que viene de las bombas, fluye por el interior de los tubos incrementando su temperatura al absorber la energía interna del vapor y condensándolo, para descargarlo al condensador principal.

El condensado principal que ha servido ya como refrigerante para la

condensación de incondensables, fluye hacia el condensador de vapor de sellos.

d. Condensador de vapor de sellos.

También aquí, el condensado principal se utiliza como medio de enfriamiento para condensar el vapor que sale de los sellos de la flecha de la turbina.

e. Calentadores de baja presión.

Estos calentadores comprenden las primeras etapas del ciclo regenerativo de calentamiento. El vapor necesario para el calentamiento, se obtiene de extracciones de la turbina. El condensado fluye a través de los tubos del calentador, mientras que el vapor de extracción y drenaje fluyen a través de la carcasa. Generalmente se tiene una sección de enfriamiento del drenaje, que sirve para enfriarlo a una temperatura aproximada a la de la entrada del condensado. Estos calentadores están normalmente venteados al condensador y tienen válvulas normalmente cerradas con orificio de restricción dimensionado para el flujo requerido, según las condiciones de operación.

En ocasiones en que es necesario sacarlos de servicio o darles mantenimiento, se cuenta con una línea de bloqueo que permite seguir proporcionando condensado sin pasar por los calentadores.

f. Desaireador.

Para evitar la entrada de aire disuelto con agua al sistema, el método más utilizado es la desaireación que consiste en elevar la temperara

tura del agua para que la solubilidad disminuya y reducir la presión del vapor en la atmósfera que lo rodea para remover los gases disueltos.

El condensado procedente de los calentadores de baja presión entra al desaereador, donde se tiene una atmósfera de vapor de extracción de la turbina. Después del calentamiento y desaereación, el condensado pasa al tanque de almacenamiento del desaereador que alimenta a las bombas de agua de alimentación. Generalmente se equipa al tanque de almacenamiento con mamparas para prevenir turbulencia y oleaje y con un cabezal para distribuir el condensado a través del volumen del tanque de almacenamiento para que la temperatura del agua sea homogénea. Existe una línea de flujo mínimo de recirculación que llega al tanque procedente de las bombas de alimentación. El sobreflujo del desaereador es descargado al condensador.

La línea de extracción de vapor al desaereador cuenta con válvulas de extracción para prevenir flujo de vapor en sentido contrario, o sea, hacia la turbina.

A la entrada del condensador, se tiene una válvula para controlar el nivel del tanque de almacenamiento. Si el nivel del tanque es alto se descarga directamente al condensador.

La localización de los equipos enunciados dentro del ciclo se muestra en la Fig. III.1.6.

III.5 SISTEMA DE AGUA DE CIRCULACION.

El sistema de agua de circulación se encarga de proveer el flujo de agua requerido para condensar el vapor de escape de la turbina, así co-

mo suministrar agua de enfriamiento, procedente de ríos, lagos, mar o pozos, a todos los sistemas de baleros y cojinetes del equipo auxiliar que lo requiera.

III.5.1 EQUIPO PRINCIPAL.

Este sistema consiste de equipo de filtrado, bombas de agua de circulación y torres de enfriamiento o estanques dependiendo de la localización de la planta.

a. Filtrado.

El equipo de filtrado debe remover los escombros e impurezas del agua de circulación, pues pueden ser lo suficientemente grandes como para bloquear el condensador o cualquier tubo de enfriamiento auxiliar. Debe ser fácil de limpiar durante periodos en que el agua tenga excesivas impurezas. También se debe tomar en cuenta el hecho de que las impurezas colectadas en una malla de aperturas relativamente grandes, pueden transformarla en una de caminos más reducidos para el agua y en estas condiciones la totalidad de impurezas colectadas en la malla aumentaría y el flujo de agua se vería restringido.

b. Bombas.

Dependiendo del sitio escogido para la planta, se determinará el tipo de sistema de agua de circulación, el diseño de carga para las bombas y el tipo más adecuado de bombas para los requerimientos particulares. La pérdida de agua de circulación daría como resultado una caída inmediata de las unidades.

Las bombas operan contra una carga capaz únicamente de vencer las pérdidas por fricción en el sistema y la altura estática de las cajas de agua del condensador.

La cantidad de agua requerida debido a cambios en las condiciones climáticas, se puede controlar variando el número de bombas en servicio, la obturación de la válvula de descarga de la bomba, la obturación en el condensador o variando la velocidad de la bomba. Sin embargo, la obturación provoca cavitación en la bomba y los controles de velocidad son caros. Por lo que se debe proyectar el sistema, si no se menosprecia su seguridad.

c. Torres de enfriamiento.

Se utilizan para disminuir la temperatura del agua de circulación cuando la topografía y clima locales no permitan otra alternativa.

Su función es incrementar el área superficial entre el agua caliente y el aire de enfriamiento ya sea convirtiendo el agua en pequeñas gotas o dando una área grande sobre la cual el agua corra en forma de capas. El intercambio de calor tiene lugar entre el aire ascendente y el agua que va cayendo, en parte como calor sensible debido a la diferencia de temperatura entre el agua y el aire, pero principalmente debido a la evaporación de un pequeño porcentaje de agua acarreada hacia arriba por la corriente ascendente de aire en forma de vapor de agua y llevando su calor latente de vaporización.

d. Estanques.

Otra manera de disminuir la temperatura del agua de circulación es

mediante la utilización de estanques.

Mientras mayor área tenga el estanque, habrá mayor superficie de contacto entre el agua y la atmósfera, logrando mejores resultados. Además un estanque grande deberá hacer posible, en casos extremos, operar la planta durante ciertos períodos sin agregar agua de repuesto. Es decir, su función no se limita al enfriamiento únicamente, sino que también sirve de almacenamiento.

Por lo general, el agua se toma constantemente de algún río, lago o mar cercanos a la planta mediante estaciones de bombeo.

III.6 SISTEMA DE AIRE Y GASES.

Este sistema proporciona el aire necesario para la combustión y permite el aprovechamiento de los gases producto de la misma antes de descargarlos a la atmósfera.

III.6.1 EQUIPO PRINCIPAL.

Para proporcionar el aire, la mayoría del equipo de alta capacidad emplea ventiladores, llamados de tiro forzado que provocan una presión que fuerza al aire dentro del hogar. Y es requerido un tiro a la salida de la caldera, provocado por el ventilador de tiro inducido, para que los productos de la combustión circulen a través de la unidad, pasando por el sobrecalentador y recalentador de vapor, economizador, calentador de aire y finalmente la chimenea para su descarga a la atmósfera.

Para plantas de carbón se utilizan además ventiladores de aire primario conjuntamente con los de tiro forzado y precipitadores electrostáticos debido a la gran cantidad de cenizas contenidas en los gases.

a. Ventiladores de tiro forzado.

Una consideración importante en el proceso de combustión es el proporcionar el oxígeno contenido en el aire, pues la habilidad para proporcionararlo es factor limitante para la combustión.

El ventilador de tiro forzado origina que fluya el aire necesario a través de la capa de combustible. Un incremento en la capacidad requiere de un incremento de la presión producida por el ventilador para que fluya el aire adicional. Cuando aumenta la combustión, más aire es añadido al hogar y se tiene el correspondiente incremento de gases removidos, dando como resultado un flujo más grande pero manteniendo una presión constante en el hogar.

El tamaño de los ventiladores va relacionado con las resistencias que deberá vencer el aire: pérdidas por rozamiento, codos, cambios de dirección, resistencia de la capa de combustible resistencia del calentador de aire, etc.

b. Sobrecalentadores de vapor.

El vapor que ha sido calentado arriba de la temperatura de saturación correspondiente a su presión es llamado sobrecalentado y contiene más calor que el vapor saturado a esa misma presión, proporcionando más energía para la turbina.

El sobrecalentador logra su objetivo haciendo circular el vapor por sus serpentines formados por bancos de tubos soldados entre si y rodeando a estos serpentines por los gases calientes de la combustión. El sobrecalentador se encuentra a la salida del primer paso del hogar.

Debe permitir el drenaje del vapor condensado cuando la unidad es

puesta fuera de servicio o se va a volver a encender

c. Recalentador de vapor.

Las calderas modernas cuentan, además del sobrecalentador, con una sección de recalentamiento para el vapor de escape de la turbina de alta presión.

Consiste también de una superficie de calefacción formada por bancos de tubos que esta arreglada de tal forma que el flujo de vapor es - tá en contraflujo de los gases calientes.

d. Equipo recuperador de calor de los gases.

En el balance de calor de la caldera, las más grandes pérdidas se deben al calor de los gases de salida. Para aumentar la eficiencia hay que reducir este calor lo cual se logra utilizando economizadores y ca lentadores de aire.

d.1 Economizador.

Su función es absorber el calor de los gases de combustión y proporcionarlo como calor sensible al agua de alimentación antes de que ésta entre al circuito evaporador de la caldera.

Se localiza en algún lugar del recorrido de los gases entre la caldera y la chimenea. El economizador puede ser de flujo paralelo donde agua y gas fluyen en la misma dirección o de contraflujo donde fluyen en sentidos opuestos. Estos últimos son los más eficientes, pues se incrementa la absorción de calor.

b.2 Calentador de aire.

Su función no solo se limita a aumentar la eficiencia, sino que es un equipo necesario para suministrar aire caliente y asegurar una combustión satisfactoria del combustible en el hogar.

Debido a su tamaño compacto, los calentadores de aire regenerativo son los más utilizados en la mayoría de las calderas de gran capacidad. El gas fluye a través de unas planchas a las que transmite su calor y como éstas giran por la acción de un motor, transfieren su calor al aire que es pasado a través de ellas, consecuentemente se presentan problemas de sellado para que no se mezcle aire y gas.

e. Equipo de extracción y acondicionamiento de gases.

e.1 Precipitadores electrostáticos.

Su función es remover la ceniza volátil de los gases producto de la combustión y facilitar su colección mediante tolvas secas.

Los precipitadores reciben los gases provenientes de los calentadores de aire y los descargan en los ventiladores de tiro inducido para ser expulsados a la atmósfera a través de la chimenea.

El precipitador tiene electrodos que se encargan de cargar eléctricamente a las partículas de ceniza para que sean atraídas por las placas colectoras y cuenta con dispositivos de golpeo, impulsados por motores eléctricos, que al actuar sobre las placas hacen que las partículas de ceniza resbalen y caigan dentro de las tolvas de ceniza.

Una falla en los precipitadores no afecta la generación de e-

nergía, pero puede dañar a los ventiladores de tiro inducido, además de emitir gases contaminantes con gran contenido de ceniza y desaprovechar posibles usos de ésta.

Cuando los gases tienen gran contenido de azufre, debido a las características del carbón, se utilizan además separadores de azufre.

e.2 Ventiladores de tiro inducido.

Cuando se utilizan calentadores de aire o economizadores se requiere de ventiladores de tiro inducido para remover los gases de combustión de la unidad además de los de tiro forzado.

Si solo se tiene tiro inducido, los ventiladores deben ser capaces de causar que el aire fluya al interior del hogar y que los productos de combustión se descarguen al exterior.

e.3 Chimenea.

Su función es proporcionar gran velocidad y fácil diseminación de los productos de combustión. En la mayoría de las calderas pequeñas, sin equipo recuperador de calor, su tiro se debe a la acción exclusiva de la chimenea. En cambio, en unidades de mayor capacidad, la función de la chimenea se complementa con los ventiladores de tiro inducido.

III.7 SISTEMA DE COMBUSTIBLE.

Existen varios métodos de combustión, sin embargo casi todos ellos caen en cualquiera de las dos categorías. El primero es la combustión

en suspensión, en el cual todo el combustible se quema sin necesidad de un colchón de combustible. Ejemplo de esto es, la combustión de gas, combustión de carbón pulverizado, combustión de petróleo y varios de los subproductos de este último. El otro método es la combustión mediante el empleo de un colchón de combustible. Ejemplo de éste es la combustión en cargadores.

La mayoría de las plantas termoeléctricas de nuestro país manejan combustible líquido y gaseoso (combustóleo y gas), sin embargo, ya existe una planta generadora que manejará combustible sólido (carbón) que está próxima a funcionar, ésta es la de Río Escondido en Coahuila.

El objetivo del sistema de combustible es proporcionar un suministro en cantidades apropiadas con presión y temperatura determinadas al conjunto de quemadores en que está equipado el generador de vapor.

La mayoría de las plantas termoeléctricas tienen generadores de vapor diseñados para quemar dos tipos de combustibles: uno de aceite combustible y otro de gas natural, por ejemplo la planta de Tula, la de Salamanca, la de Valle de México, etc. En el caso de Río Escondido, se quemará carbón y diesel para calentamiento y pilotos.

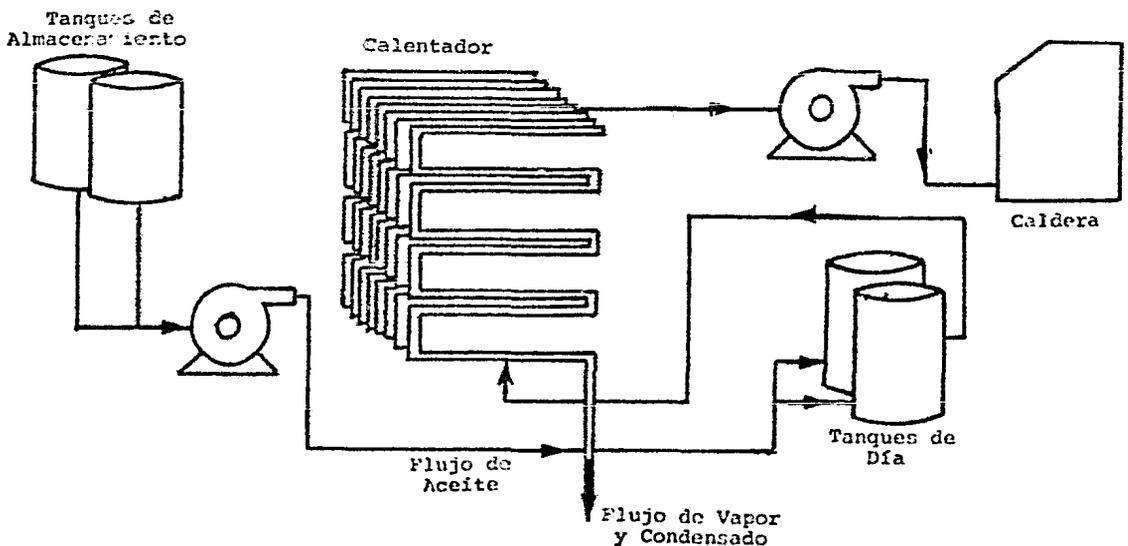
III.7.1 COMBUSTIBLE LIQUIDO (COMBUSTOLEO).

El sistema de combustible líquido de una planta termoeléctrica constituye un proceso de flujo continuo, con un sistema de almacenamiento que se reabastece periódicamente. Petróleos Mexicanos suministra el combustible, ya sea por oleoducto, barco o ferrocarril y se almacena en grandes tanques donde se mantienen a una temperatura correspondiente a la viscosidad óptima de bombeo. Para controlar la temperatura del com-

bustible se utilizan varios serpentines con flujo de vapor como elemento calefactor. Para medir el nivel de este tipo de tanques se emplea comúnmente un dispositivo de flotador.

De los tanques de almacenamiento se transfiere, generalmente a través de un calentador, a los tanques de día que abastecen a la caldera, en la Fig. III.7.1 y III.7.2 se muestra un arreglo típico del equipo e instrumentación situado entre los tanques de almacenamiento y los tanques de día, entre estos últimos y los quemadores.

Los calentadores generalmente son de tipo tubular, en donde el vapor de calentamiento fluye por los tubos y el combustible por la carcasa. El combustible se envía a un cabezal común de distribución derivándose la alimentación en pequeños ramales que van a cada quemador. Cada sección de las líneas principales de combustible que van desde el tanque de día hasta los quemadores, se protege con válvulas debido a que está expuesta a sobrepresiones por aumento de temperatura.

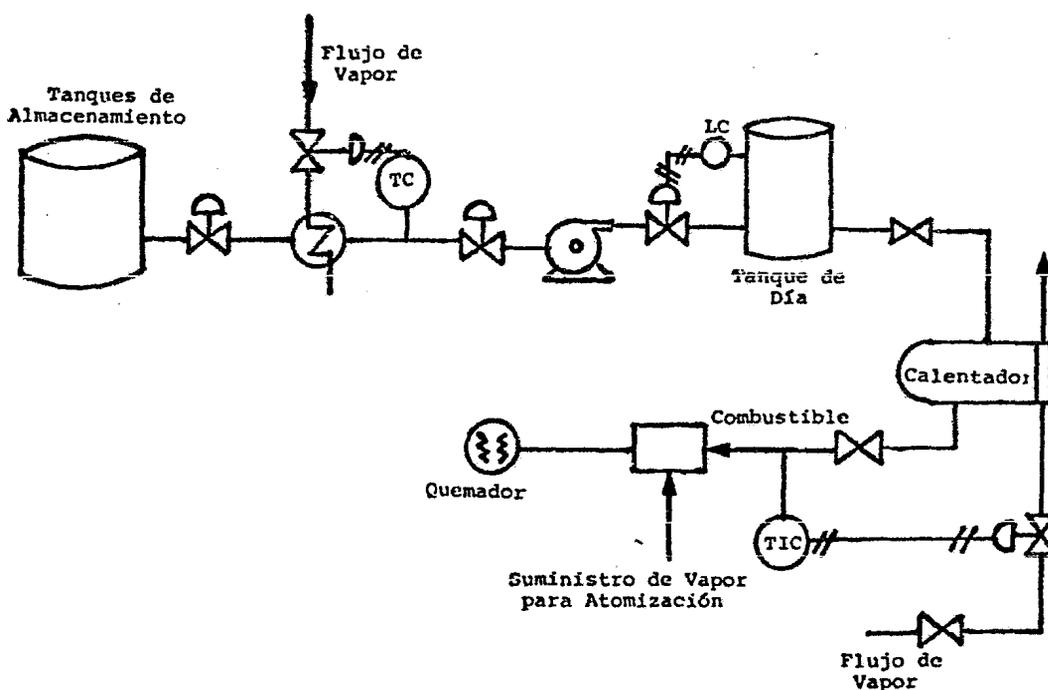


- Sistema de combustible líquido

Fig. III.7.1

El sistema principal de combustible se mantiene a la temperatura de operación por medio de un sistema de vapor de baja presión, que puede ser por tuberías paralelas o en espiral, unidas a la parte exterior del tubo de combustible.

El propósito del sistema de vapor de calentamiento es mantener al combustible dentro de una temperatura que facilite su manejo a través de todo el sistema.



Instrumentación del
sistema de combustible líquido.

Fig. III.7.2

El vapor de calentamiento se utiliza para los carros tanque, las fosas de combustible, los calentadores de los tanques de almacenamiento y de día, los calentadores de combustible y las venas de calentamiento de las líneas de combustible.

El combustible se suministra a los quemadores por medio de atomizadores, estos dispositivos fraccionan el combustible en partículas extremadamente pequeñas y puede ser por atomización mecánica o a vapor en el quemador.

III.7.2 COMBUSTIBLE GASEOSO.

Los quemadores de gas también están en la clasificación de combustión en suspensión. Este combustible se suministra directamente a los quemadores puesto que el tamaño de sus partículas es extremadamente pequeño, por lo tanto no necesita atomizador.

El gas natural también lo suministra Petróleos Mexicanos por medio de gasoducto, hasta una estación de medición y a través de tuberías fluye hasta un punto cercano al generador de vapor. El flujo es controlado por válvulas.

El suministro de gas al generador de vapor se efectúa por un cabezal de distribución que llega a éste después de haber pasado por una estación reductora de presión. Los quemadores tienen un sistema de gas de pilotos formado por un ramal que se deriva del cabezal de distribución. Generalmente, el gas de encendido está provisto de un sistema de emergencia que consta de dos o más tanques estacionarios de gas butano.

III.7.3 COMBUSTIBLE SOLIDO.

En nuestro país todavía no hay plantas termoeléctricas en operación que utilicen el carbón como combustible, esto se debe a que el carbón no se explota en la forma en que se hace con el petróleo, sin embargo, dadas las reservas suficientes en algunas regiones del país, ya se tie-

nen en proyecto algunas plantas de este tipo.

Puesto que la planta termoeléctrica de Río Escondido será la primera que opere con carbón, la siguiente descripción del sistema de manejo de combustible pertenece a dicha planta, sin embargo este sistema puede hacerse extensivo para las plantas en proyecto.

El sistema de manejo de carbón está diseñado para recibir 1400 Ton/hr de carbón proveniente de las minas, el cual es transferido a las pilas de recibo. El carbón es transferido de las pilas de recibo a las pilas activas de almacenamiento, de estas últimas alimentan a la planta mediante alimentadores subterráneos. Las pilas activas tienen una capacidad de 22,500 Ton cada una, lo que representa reservas para día y medio de operación a plena carga de las cuatro unidades en cada pila. Las pilas muertas, adyacentes a las pilas activas tienen una capacidad de 450.000 Ton cada una, o 30 días de operación a plena carga de la planta. El sistema de manejo de carbón también está provista de tomadores de muestras manuales, pesadores, separadores de metales, quebradores y detectores de metal antes de que el carbón sea alimentado a los silos de las calderas.

a. Sistema de recibo y almacenamiento.

El carbón se alimenta de las minas mediante dos transportadores de banda, uno de la mina I y el otro de la mina II. Ambos transportadores descargan en una columna para formar una pila de recibo de 25,000 Ton de capacidad. Cada una de las dos estaciones de reclamo A y B consisten de cuatro tolvas, cada una montada con un alimentador de banda de 500 Ton/hr de capacidad.

Los alimentadores descargan en las bandas transportadoras de 2,000-Ton/hr de capacidad cada una, donde se encuentran instaladas las básculas pesadoras con registro digital. De ahí el carbón es descargado mediante estaciones de transferencia en los transportadores; también de 2,000 Ton/hr cada uno, para almacenarse en las pilas activas. Los transportadores también están equipados con un sistema de supresión de polvo a base de rociadores de agua. La finalidad del sistema de almacenamiento es de disponer de carbón suficiente para no interferir la operación de la planta en caso de una interrupción de suministro de las minas.

b. Sistema de alimentación.

Bajo cada pila activa se encuentra una serie de ocho tolvas montadas al ras de la pila y cada tolva está montada con un alimentador de banda de 500 Ton/hr de capacidad. Dos alimentadores cualesquiera en combinación pueden suministrar el carbón total requerido por la planta a plena carga y depositarlo en los transportadores de banda de 1000 Ton/hr de capacidad, localizados abajo de los alimentadores. El uso de los alimentadores será rotado con el fin de igualar el vaciado de la pila.

El carbón descargado en los transportadores es removido del túnel de reclamo y transportado a la superficie a un punto cercano a la torre de transferencia. Al final de cada transportador se tiene instalado un separador magnético, para remover y descargar las piezas de acero en un colector instalado a nivel del piso y fuera de la torre.

En la torre de transferencia, el carbón se transporta y eleva de una galería inclinada y cubierta al edificio de trituración, de donde se descarga de la tolva de distribución a los trituradores. El carbón des-

cargado en la tolva de distribución se mantiene a un nivel de operación para lograr un flujo total cruzado para cualquiera de las cuatro descargas de la tolva.

c. Sistema de trituración.

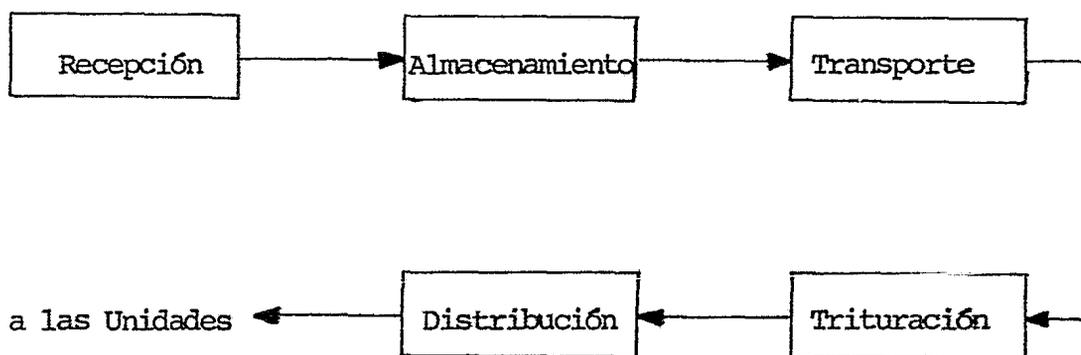
La capacidad de los trituradores es de 750 Ton/hr cada una y tritura el carbón a 19 mm. Cada triturador descarga el carbón a un alimentador que lo descarga directamente a un transportador de banda de 500 Ton/hr de capacidad, de donde se alimenta a las cuatro unidades respectivamente. Cada uno de estos transportadores tiene instalado un detector de metales para sacar de operación el sistema correspondiente con presencia de metales en la banda.

El carbón depositado en los transportadores es elevado a través de una galería inclinada hasta la tolva de distribución a los silos de las cuatro unidades donde se descarga para su distribución.

d. Sistema de distribución de silos.

Las tolvas de distribución a silos que reciben carbón de los transportadores tienen una capacidad de 60 Ton cada una y para reclamar carbón de ellas se dispone de dos alimentadores de banda localizados en la parte inferior de cada tolva. Estos alimentadores tienen una capacidad de 500 Ton/hr cada uno y descargan en tolvas tipo cascada. Los silos están equipados con compuertas motorizadas operadas a control remoto, las que permiten que el operador pueda desviar el carbón al siguiente silo, para el caso en que se encuentre fuera de operación o de que se requiera alimentar preferentemente a otro silo.

En el extremo de cada transportador para llenado de silos, el carbón descarga en una tolva cascada, donde se llena primero un silo; al llenarse éste, el carbón se derrama hacia el silo adyacente hasta llenarlo totalmente llegando al nivel donde pasa al siguiente transportador en serie. Sin embargo, el carbón puede dirigirse a cualquier silo seleccionado, independientemente del nivel de los silos intermedios.



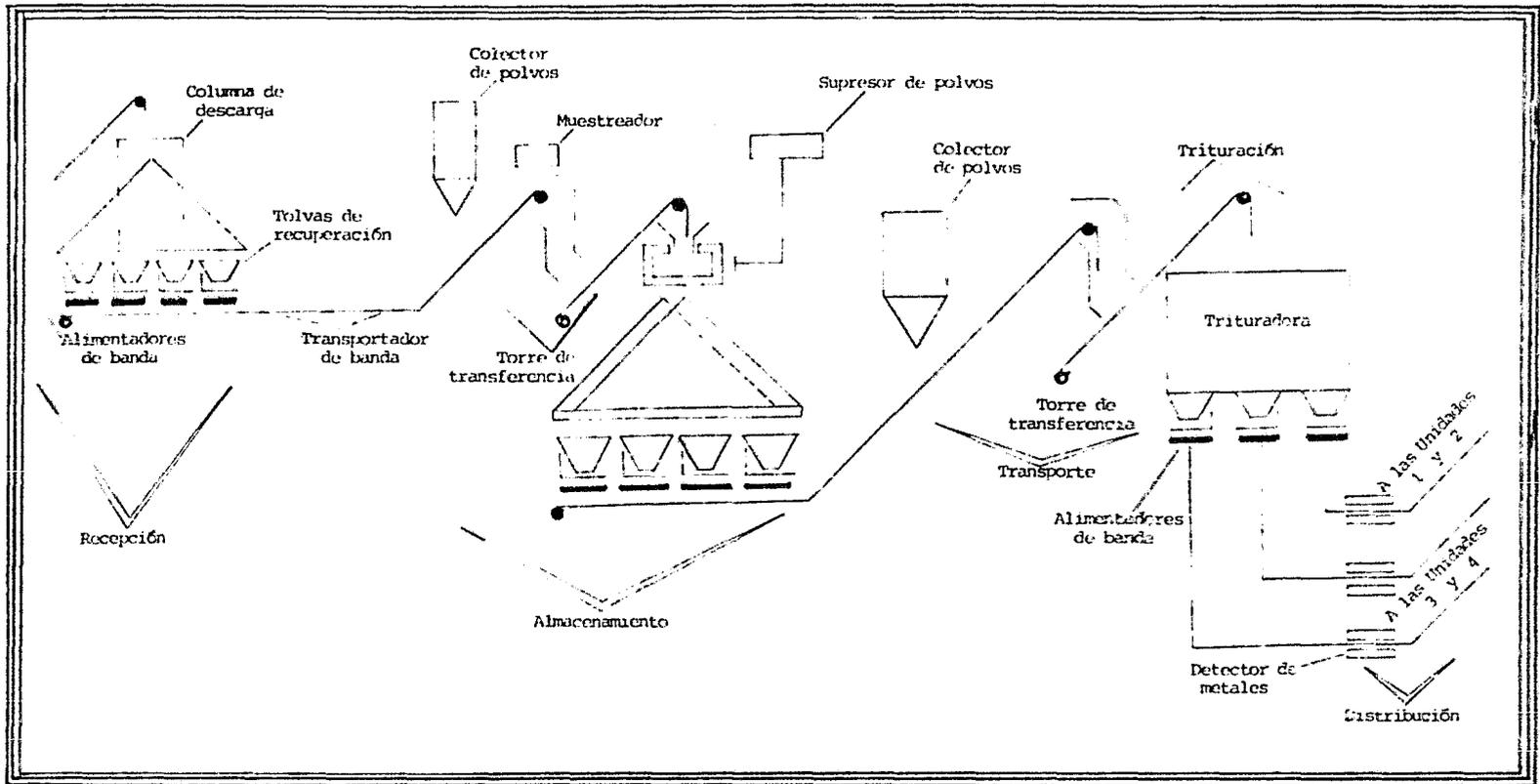
Sistema de manejo del carbón.

Fig. III.7.3a

e. Sistema de control de polvo

Las emisiones de polvo en el sistema de manejo de carbón están controladas mediante áreas cerradas, supresores de polvo y colectores de bolsas.

Todos los transportadores del sistema, excepto los sistemas cascada



Sistema de manejo del carbón.

Fig. III.7.3b

y dos de los transportadores, están cubiertos en galerías así como las torres de transferencia y el edificio de trituración. Esto con el objeto de evitar que el polvo de carbón sea levantado por la acción del viento.

El sistema de supresión de polvo es a base de una solución compuesta que se mezcla con el agua y humedece el carbón evitando así la producción de polvo. Esta solución se administra mediante rociadores sobre la descarga de carbón a la pila.

Los colectores de polvo tipo bolsa se utilizan para contener el polvo en los túneles de la pila de recibo, en los túneles de reclamo de las pilas activas, en los puntos de transferencia, en el edificio de trituración, en el sistema de transportadores de cascada y en los silos de almacenamiento. Las Figs. III.7.3a y III.7.3b muestran un diagrama simple del sistema de manejo y suministro de carbón.

III.8 SISTEMAS AUXILIARES.

Estos sistemas están completamente fuera de circuito principal, pero son sistemas que ayudan al buen funcionamiento y/o durabilidad de los equipos, logrando mayor confiabilidad y alargando la vida de las plantas.

Entre estos sistemas tenemos los sopladores de hollín, sistema de muestreo, de dosificación, de agua de servicio y contra incendio, aire para servicio e instrumentos, tratamiento de aguas, etc.

a. Sistema de sopladores de hollín.

Debido a la naturaleza de los depósitos que se acumulan a causa de

La combustión, se deben tener medios para prevenir una acumulación excesiva que pueda llegar a obstruir el paso de los gases y para mantener las superficies de calentamiento de la caldera en una condición propia para la efectiva transferencia de calor.

El método más utilizado es el sistema de sopladores de hollín. La mayoría de los sopladores usa vapor, aunque también existen sopladores que tienen aire como medio de soplado.

El tipo de soplador, la colocación, la presión de operación y la frecuencia de operación varían de acuerdo a las necesidades específicas del hogar y de otros equipos como sobrecalentadores, precalentadores de aire y economizadores.

Los sopladores de hollín convencionales están continuamente expuestos a altas temperaturas por lo que sus toberas se dañan y el equipo se torna inoperativo, como resulta costoso su mantenimiento, se han cambiado por sopladores retráctiles. El elemento soplador retráctil se encuentra localizado en el exterior y está diseñado para ser introducido cuando se requiera. Por lo cual se pueden colocar en áreas en las cuales es difícil mantener un soplador fijo en servicio continuo y expuesto a altas temperaturas.

Para lograr una limpieza efectiva de las superficies de calentamiento, los sopladores retráctiles cuentan con un movimiento de rotación y otro de translación a lo ancho de la caldera, para una adecuada distribución de vapor o aire para la limpieza.

b. Sistema de dosificación.

Su función es inyectar soluciones químicas de concentración apropiada

da y en cantidades adecuadas para evitar, en la medida de lo posible, la corrosión de la superficie interna de las tuberías así como las del equipo y así incrementar la durabilidad de la planta.

Generalmente se tiene un sistema de alta presión para inyectar directa e intermitentemente la dosificación química adecuada en el domo del generador de vapor y así prevenir la corrosión de la superficie interior. Y también se tiene un sistema de baja presión para inyectar neutralizantes que remuevan los sólidos en suspensión en el sistema de condensado.

c. Sistema de muestreo.

Para determinar las características de los fluidos en diversos puntos a lo largo del ciclo, se utiliza un sistema de muestreo para poder conocer a tiempo valores intolerables de parámetros importantes.

Los principales puntos de donde se extraen muestras para su análisis son: el pozo caliente del condensador, la descarga de las bombas de condensado, la salida del desaerador la entrada y la salida del economizador, el domo del generador de vapor tomándose aquí muestras de agua y de vapor saturado, la línea de vapor principal, salida del recalentador (vapor recalentado caliente).

El sistema cuenta con boquillas colectoras de muestras, enfriadores, analizadores de PH y oxígeno, celdas de conductividad, registradores y dispositivos de control.

IV

Controles de una Planta Termoeléctrica.

IV.1 CONCEPTOS GENERALES.

Básicamente el objeto del control automático o manual es dar una atención constante y continua al proceso de generación de energía eléctrica. En este sentido los controladores automáticos superan a los controladores manuales.

Sin embargo, la diferencia básica entre los controladores automáticos y los manuales es que los primeros pueden computar y recordar pero no pueden razonar para nuevas condiciones y actuar más allá de los datos que hay en ellos.

La tendencia actual es mejorar la automatización de las plantas generadoras para que en la práctica se aprovechen más eficientemente los equipos existentes. A esto responde el cuestionario que hizo la Comisión Federal de Electricidad a través del Instituto de Investigaciones Eléctricas para conocer el nivel de automatización en las plantas termoeléctricas y difundir la experiencia a otras plantas además de mejorar las próximas.

Debido a que el tema de control de una planta termoeléctrica es un tema muy extenso y difícil, si se tiene en cuenta que se necesita una

gran cantidad de equipo y dispositivos para medir y controlar las diferentes variables que existen en todo el proceso, se verán únicamente algunos de los principales controles de la planta.

Como se ha mencionado en capítulos anteriores, los generadores de vapor que se tratan en esta tesis son de los que utilizan combustibles fósiles para generar el calor requerido para convertir agua a vapor. En este capítulo fijaremos nuestra atención hacia las calderas que están provistas de un domo que almacena vapor y agua, para mantener llenos los tubos de este líquido.

El proceso de generación de vapor puede clasificarse de acuerdo con los medios de proceso que emplea. De este modo, las operaciones que se efectúan en el lado de la combustión y de las superficies de transferencia de calor se llaman operaciones del lado del fuego, y las que ocurren en el lado de la evaporación se llaman operaciones del lado del agua.

Las características de ambos tipos de operaciones pueden resumirse en general como sigue :

Lado de fuego:

Gases sucios a baja velocidad.

Temperaturas altas.

presiones bajas.

Lado del agua:

Vapor o agua relativamente limpios.

Presiones altas.

Velocidades altas.

Generalmente el objetivo de los sistemas de control es mantener un equilibrio o balance deseado de masa, energía o ambos. En el control de

la generación de vapor existen tres problemas básicos de equilibrio, — también llamados balances:

- Balance de calor.
- Balance de distribución.
- Balance de masa.

De la necesidad de mantener estos balances, surgen cinco sistemas— principales de control, para las operaciones del lado de agua y del la-- do del fuego. Estos son:

- i. Razón de combustión.
- ii. Eficiencia de la combustión.
- iii. Presión del hogar.
- iv. Nivel de domo.
- v. Temperatura del vapor.

La razón de combustión implica tanto al lado del agua como al lado del fuego, puesto que su función consiste en equilibrar la demanda de e-- nergía del lado del agua con el suministro de energía del lado del fue-- go. Los sistemas ii y iii corresponden al lado del fuego y los sistemas iv y v al lado del agua. A los sistemas de razón y eficiencia de combus-- tión se les conoce conjuntamente como "Sistemas de control de combus --- tión". El sistema de temperatura de vapor consta de dos subsistemas: va-- por sobrecalentado y vapor recalentado, para calderas con recalentador - y sobrecalentador.

Estas cinco variables primarias son de carácter universal. Las cinco deben ser controladas de alguna forma en todos los procesos de genera - ción de vapor, las formas de control de cada una de estas variables se - verán a lo largo de este capítulo.

Es importante recordar que existen varios modos para controlar las variables del proceso de una planta termoeléctrica, así como una desarrollada tecnología en dispositivos para lograrlo, por esta razón en esta tesis no se considera a un sistema de control como patrón para todas las plantas de este tipo, como ejemplo se muestra un diagrama de un sistema de control típico, utilizado en algunas plantas del país. Este sistema consiste de un control maestro y varios controles esclavos.

La Fig. IV.1.1 muestra este sistema de control. Como se observa, el control maestro recibe las señales de demanda de energía solicitada por el sistema de distribución, error de frecuencia y de la energía generada, con estas señales el control maestro envía sus respectivas órdenes a los controles esclavos para tomar las acciones correctivas necesarias.

La descripción de cada uno de los controles del sistema se tratarán a lo largo de este capítulo.

IV.1.1 CONCEPTOS DE CONTROL Y DEFINICIONES BASICAS.

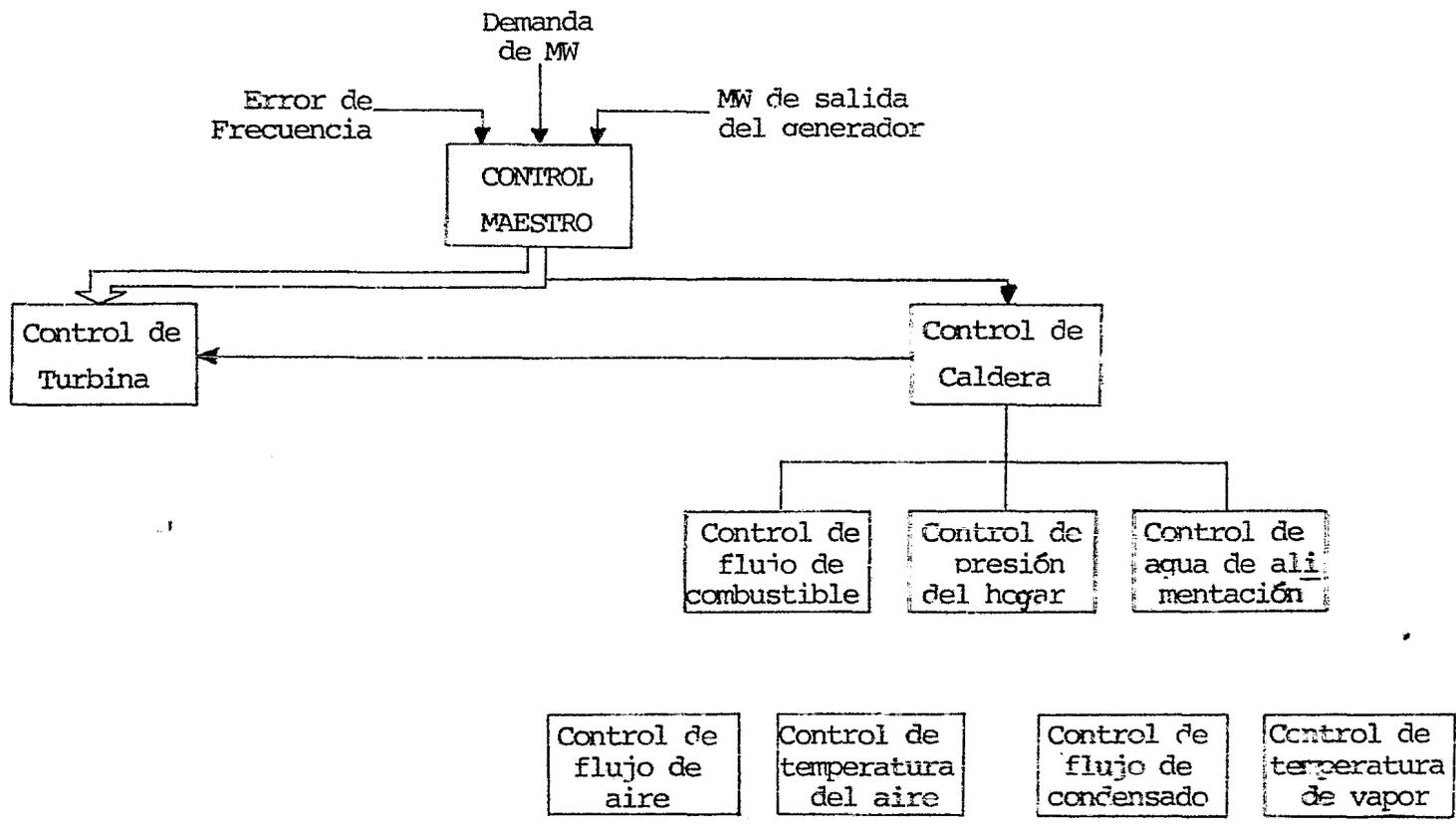
Un sistema de control automático es una serie de componentes combinados o arreglados de tal forma para producir un resultado útil o acción con poca o ninguna manipulación humana.

a. Lazo abierto.

Un sistema de control de este tipo es aquel en el cual la salida no se compara automáticamente con la entrada. A continuación la Fig. IV.1.2 ilustra un sistema mediante un diagrama de bloques.

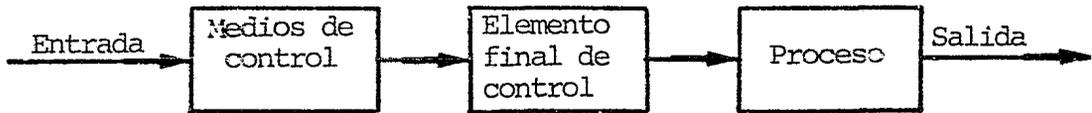
b. Lazo cerrado.

A un sistema de este tipo se le suele llamar sistema de control re-



Sistema de control de una
Planta Termoeléctrica

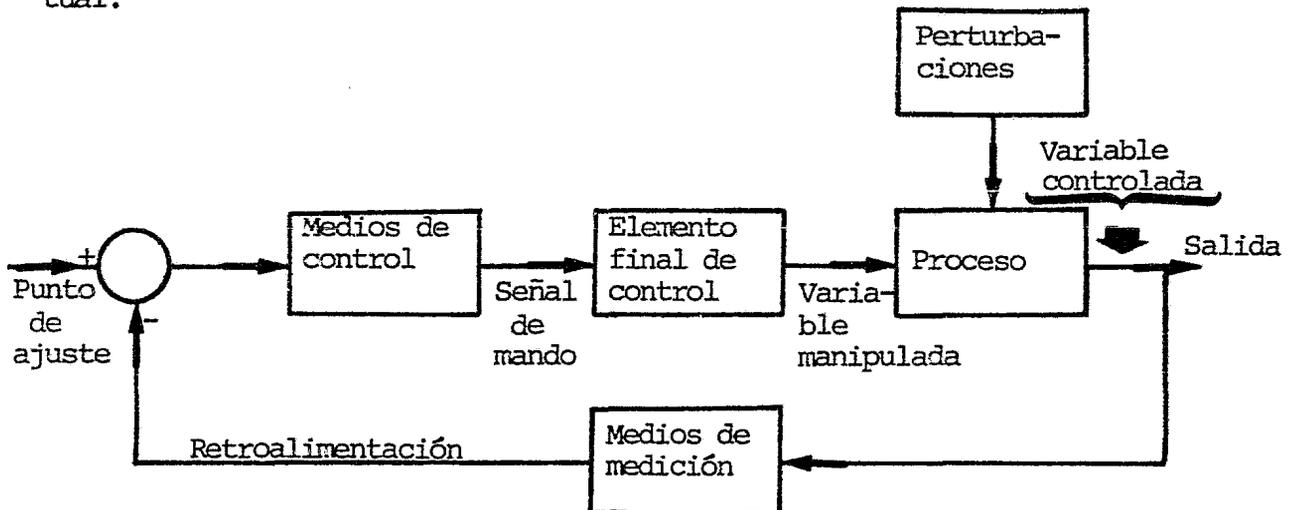
Fig. IV.1.1



Sistema de control de lazo abierto.

Fig. IV.1.2

troalimentado, es un sistema automático completo que comprende: el proceso mismo, los medios de medición, los medios de control, el elemento final de control y una perturbación. Todo mostrado en el diagrama de la Fig. IV.1.3. Las señales que definiremos más adelante pasan alrededor de este lazo y automáticamente corrigen el resultado procedente de la señal de error, la cual es la diferencia entre el valor deseado y el valor actual.



Sistema de control de lazo cerrado.

Fig. IV.1.3

c. Medios de medición.

Los medios de medición pueden ser cualquier dispositivo adecuado para que el proceso sea controlado, determinando y transmitiendo el valor

de la variable controlada.

d. Medios de control

Consisten en unidades separadas o distintivas que producen una acción correctiva.

e. Elemento final de control.

Puede ser cualquier dispositivo (actuador de una válvula o una unidad de potencia) que directamente modifique el valor de la variable manipulada.

f. Perturbación.

Cualquier cambio en las condiciones de un proceso es una perturbación. Esta puede ser un cambio de carga en las condiciones de operación.

g. Variable controlada.

Es la condición o cantidad que se mide y va a ser controlada

h. Medio controlado.

Es el proceso, energía o material en el cual una variable va a controlarse. La variable controlada es una condición o característica del medio controlado.

i. Variable manipulada.

Es la cantidad o condición que es variada por el elemento final de control, de tal forma que afecte el valor de la variable controlada.

j. Agente de control.

Es el proceso, energía o material del cual la variable manipulada es una condición o característica.

k. Señal actuadora.

Es la diferencia entre la señal de referencia y una señal relacionada con la variable controlada en un tiempo determinado.

l. Desviación.

Es la diferencia entre el valor de la variable controlada en un momento dado y el valor de la variable controlada correspondiente al punto de ajuste.

m. Desviación estable

Es la diferencia permanente entre el punto de control y el valor de la variable controlada correspondiente al punto de ajuste. Esta es una característica inherente al control proporcional.

n. Acción de corrección.

Es la variación de la variable manipulada originada por el sistema de control.

o. Ciclaje.

Variación periódica de la variable controlada.

p. Señal de referencia.

Es la señal de entrada a un regulador automático.

q. Punto de ajuste.

Es la posición en que se coloca el mecanismo de control.

r. Punto de control.

Es el valor de la variable controlada al cual opera el control automático para mantenerlo bajo cualquier condición de ajuste fijado.

s. Retroalimentación primaria.

Es una señal que está relacionada con la variable controlada y que

se compara con la señal de referencia para obtener una señal actuante.

t. Estado estable.

Es una condición de alguna variable tal como: velocidad, temperatura, presión flujo, nivel, etc. que es mantenida a un valor estable o constante o a la que se le permite una variación lenta y uniforme con el tiempo.

u. Estado transitorio.

Es una condición de la variable cuyo cambio no es uniforme con el tiempo. Un estado transitorio generalmente implica una condición anormal, temporal.

IV.2 CONTROL MAESTRO.

En un sistema la señal que se utiliza como variable para comandar o controlar al conjunto de variables y/o dispositivos de un proceso se le denomina señal maestra.

En este capítulo veremos únicamente el control maestro más utilizado en las plantas termoeléctricas y consiste en una combinación del control de la turbina y del control de la caldera, a dichos controles se les conoce como turbina en seguimiento y caldera en seguimiento, respectivamente.

Los objetivos básicos de los sistemas de control de la unidad generadora puede definirse como sigue :

- i. Balance dinámico entre la generación y la demanda de energía.
- ii. Balance dinámico entre el generador de vapor y la turbina.

El balance dinámico entre la generación y la demanda de energía in-

cluye consideraciones tales como la definición de la operación básica de la unidad, la estabilidad y rapidez de respuesta y la participación de la unidad en el control de frecuencia del sistema.

El balance dinámico entre el generador de vapor y la turbina es, en realidad, un balance entre la producción y la demanda de calor. Como se ha visto, el índice de carga más adecuado para reflejar este balance es la presión del vapor a la entrada de la turbina, misma que se verá con más detalle en el subcapítulo IV.9.

Existen tres modos básicos en que pueden interactuar los sistemas de control del generador de vapor y los del turbogenerador para cumplir con los dos objetivos descritos, éstos son:

1. Generador de vapor en seguimiento.
2. Turbina en seguimiento.
3. Control coordinado.

A continuación revisaremos las principales características de estos tres modos de control

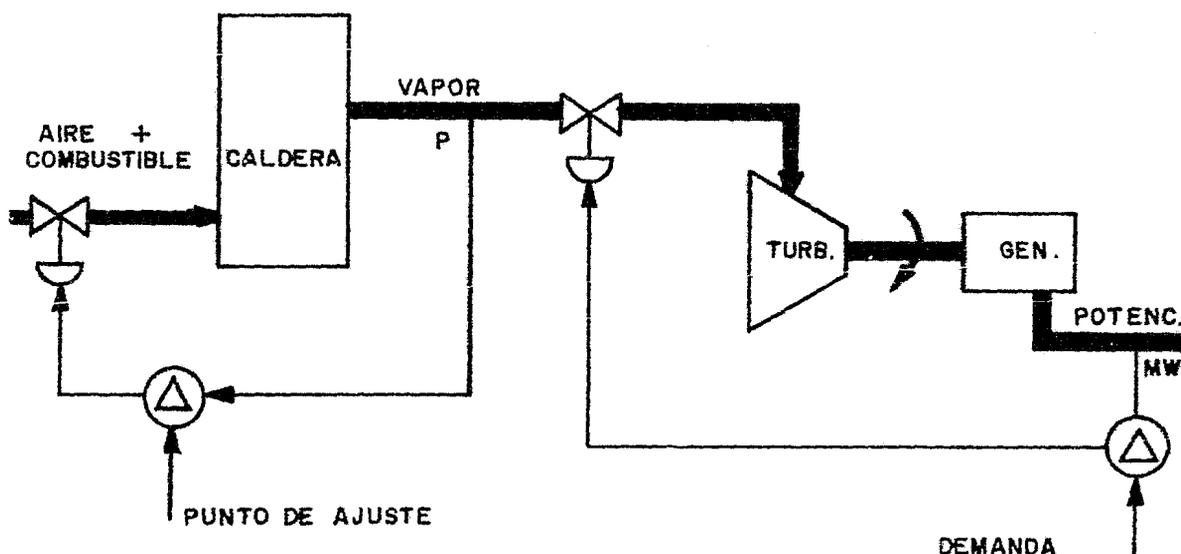
IV.2.1 GENERADOR DE VAPOR EN SEGUIMIENTO.

Este es el modo de control más empleado a la fecha. En él, el control de la turbina efectúa el balance entre la generación y la demanda manipulando la entrada de vapor a la turbina, y el control del generador de vapor manipula y equilibra las entradas a éste para tratar de mantener constante la presión del vapor.

En este modo la respuesta a variaciones en la carga eléctrica es muy rápida, puesto que la energía almacenada en el generador de vapor

se utiliza para proporcionar el cambio inicial. Sin embargo, esta respuesta rápida se obtiene a costa de un control de presión menos estable, es decir, el balance entre el generador de vapor y la turbina se sacrifica para mantener el balance entre la generación y la demanda.

Este tipo de control es satisfactorio cuando se emplea con generadores de vapor que puedan almacenar una cantidad considerable de energía para responder instantáneamente a la demanda, con este modo la unidad contribuye a la estabilidad de frecuencia en la red. En la Fig. IV.2.1 se muestra este modo de control.



Generador de vapor en seguimiento.

Fig. IV.2.1

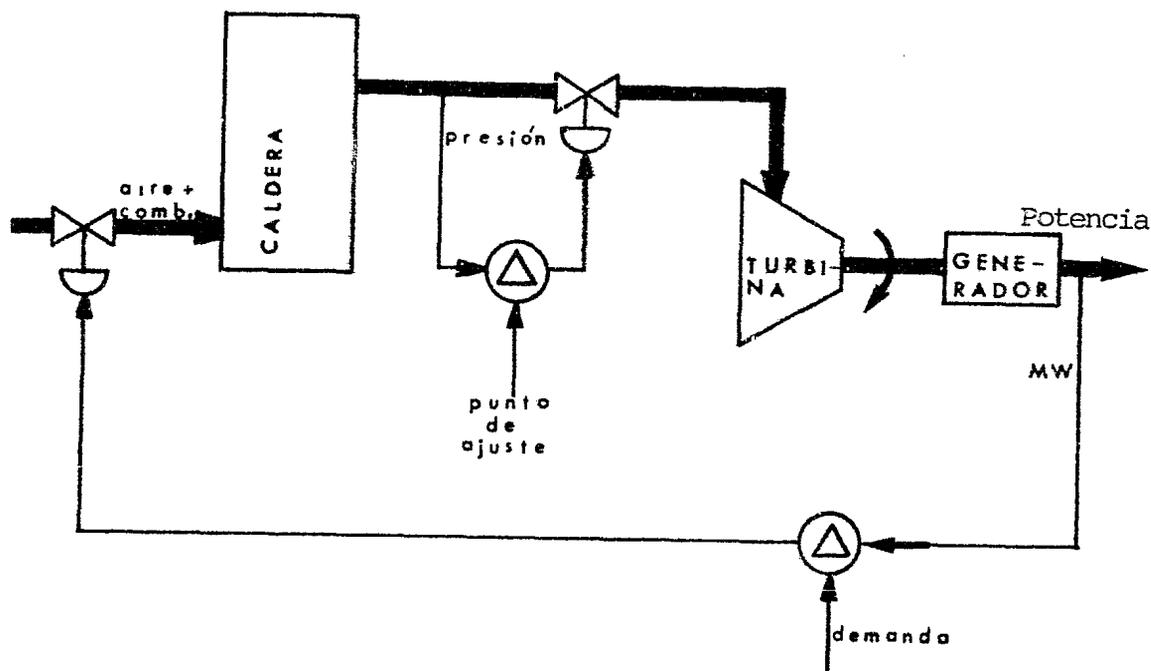
IV.2.2 TURBINA EN SEGUIMIENTO.

En este modo se asigna al turbogenerador la responsabilidad de manter el balance entre el generador de vapor y el turbogenerador, y el ba lance entre la generación y la demanda es responsabilidad del generador de vapor.

Es decir, el control de la turbina mantiene la presión del vapor, y el control del generador de vapor recibe la señal de demanda de carga e léctrica. En la Fig. IV.2.2 se muestra este modo de control.

Cuando se demanda un incremento de carga, el control del generador de vapor incrementa las razones de combustión y bombeo, lo cual a su vez tiende a incrementar la presión del vapor. A fin de mantener cons- tante la presión del mismo, las válvulas de control de la turbina se a- bren y aceptan la salida adicional del generador de vapor. Cuando se de manda una disminución en la carga, ocurre el mismo procedimiento en di- rección inversa. La respuesta del sistema a cambios en la demanda es lenta, puesto que el turbogenerador debe esperar a que el generador de vapor cambie su salida antes de reposicionar las válvulas de control de la turbina para cambiar la carga. Sin embargo, la respuesta a variacio- nes en la presión es rápida, eliminándose además las no-linealidades y bandas muertas del control de la turbina y también inhibe el control de frecuencia y la unidad no contribuye a la estabilidad de la red.

Este modo de control es muy efectiva para operar con un generador de vapor que no tiene un domo almacenador de energía, ya que el goberna do r mantiene una presión constante de vapor y se obtiene la máxima gene ración posible.



Turbina en seguimiento.

Fig. IV.2.2

IV.2.3 MODO DE CONTROL COORDINADO.

Este modo de control integra los modos explicados anteriormente en uno solo, combinando las ventajas y reduciendo sus desventajas. Este modo de control es el que se utiliza como control maestro, en el cual el balance generación-demanda y el balance generador de vapor-turbina son responsabilidad tanto del generador de vapor como de la turbina. Además, el sistema utiliza la capacidad del generador de vapor para almacenar o suministrar energía, obteniéndose de esta manera una respuesta rápida a cambios en la demanda. Puesto que el generador de vapor no es capaz de producir cambios rápidos en la generación de vapor, a presión constante,

Como ejemplo se da a continuación una breve descripción del modo de operación coordinado "Bailey 820".

a. Descripción del modo de operación coordinado.

La operación del modo coordinado establece una señal de demanda unitaria para el sistema de control de la turbina y la caldera para obtener una respuesta rápida y eficiente manteniendo la estabilidad de la unidad.

La demanda es generalmente recibida como pulsos que son integrados y convertidos a una señal de demanda unitaria. Las señales de demanda pueden ser en forma automática, por el sistema de disparos automáticos o en forma manual, por el operador desde la estación maestra de la unidad. En este modo de control, las desviaciones de frecuencia del sistema causan que el gobernador de velocidad suministre una acción correctiva proporcional sobre las válvulas de la turbina para minimizar esas desviaciones.

La demanda de megawatts genera las señales de demanda de la caldera y la turbina. Estas señales de demanda primaria para la turbina y la caldera establecen los requerimientos de los sub-lazos de control. En el caso de la turbina, un sub-lazo de flujo de vapor es establecido y en el caso de la caldera, un sub-lazo de control para el agua, combustible, aire y temperatura del vapor final.

La calibración de esas señales de demanda primaria de la turbina y la caldera son requeridas para compensar los errores de eficiencia de los mismos, estos errores afectan la entrada de energía (combustible y aire) a la caldera, flujo de vapor a la turbina y salida de megawatts.

Los errores de eficiencia son básicamente errores de estado estable, por lo tanto para corregirlos se utilizan calibradores "reset" (integrador) a esto se le denomina calibración integral.

La demanda de megawatts es comparada con los megawatts realimentados y la señal de error es integrada para corregir la señal de demanda de la turbina y la caldera.

El control maestro coordinado integra los megawatts y la regulación de error de presión para suministrar una calibración (para corregir errores) de sus respectivos sub-lazos de control del flujo de vapor y el flujo de combustible.

La turbina demanda señales que son corregidas para establecer una relación correcta entre el flujo de vapor y la salida de megawatts que es aplicada directamente a las válvulas de la turbina a través de un dispositivo de pulsaciones alto/bajo siempre que la regulación de presión esté dentro de los límites.

La medición del flujo de vapor es comparada directamente con la demanda de la turbina. Esto asegura que el control de la válvula de la turbina suministrará la salida transitoria de megawatts sobre un cambio de carga. Este sistema de control integrado utiliza la carga simultáneamente para las válvulas de la turbina y la caldera.

IV.3 CONTROL DE COMBUSTION.

El control de modernas unidades generadoras de vapor no varía grandemente de una unidad a otra con respecto al equipo esencial requerido para ponerlo en operación automática, aunque las unidades mayores repre

sentan una mayor inversión. Sin embargo el diagrama básico de un sistema de control de combustión será el mismo independientemente del tamaño de la unidad y su localización.

El control de combustión no se refiere únicamente al control de la misma, que involucra control de combustible y aire que entra a la caldera, sino también al sistema de control de agua de alimentación, un sistema de control de temperatura y casi siempre un sistema de control de presión. Estos sistemas se discutirán más adelante.

El primer requisito de un sistema de control de caldera es suministrar una liberación de calor de acuerdo a la demanda de calor. Este deberá ser el índice a determinar en los requisitos o cambios de esta demanda. La medición más común que es representativa de este balance de calor o relación de entrada contra salida de energía es la presión del vapor en la caldera. Esta medición reflejará cambios en casi todas las variables del sistema de control. Por ejemplo, un aumento en la carga - causara una caída de presión, como un aumento del flujo de agua de alimentación causará una caída en la temperatura del vapor y como resultado, frecuentemente una caída de presión. Es decir, una perturbación interactúa en cualquiera de las variables de operación de la caldera. Cuando los generadores de vapor están destinados a responder a variaciones de carga muy rápidas debido al tipo de demanda de vapor, deberá aumentarse o disminuirse la relación de combustión continuamente y rápidamente. En trabajos de este tipo se aplica un sistema de medición de dos o tres elementos para determinar las variaciones del balance de calor. El flujo de vapor es generalmente el más empleado como un segundo elemento y cuando se requiere un tercer elemento, la demanda eléctrica -

del generador se usa en el sistema de control.

Un segundo requisito de un sistema de control de combustión es proporcionar económicamente la relación aire-combustible para una eficiencia de combustión óptima. Una insuficiencia de suministro de aire dará por resultado que el combustible suministrado no se quemará completamente; un exceso de aire aumentará las pérdidas de calor a través de la chimenea, ocasionando una eficiencia total menor a la de operación. Un exceso de aire requiere también mayor consumo de potencia para el ventilador, aumentando con esto la energía de salida requerida para operar auxiliares.

Otro requisito en un sistema de control de caldera es regular el flujo de agua de alimentación en la unidad. Cualquier variación de este factor afectará el sistema de control de combustión completo más que cualquier otro elemento simple. Una acción cíclica del sistema de control de agua de alimentación casi siempre repercute en el sistema de control de combustión.

Los modos que intervienen en el control de combustión son:

Primero, el empleo de un medidor y controlador de la relación flujo de vapor-flujo de aire. Este dispositivo constantemente supervisa el flujo de vapor e indica el cambio relativo al flujo de aire. Continuamente compara la cantidad de energía térmica que se está liberando en el hogar con la cantidad de aire que se está suministrando para la combustión.

El segundo es el empleo de un medidor controlador de la relación flujo de combustible-flujo de aire, el cual constantemente supervisa la cantidad de combustible que se está consumiendo y la cantidad de aire

que se está suministrando y se controla su relación.

El tercero es el empleo de un analizador de gases el cual constantemente supervisa el porcentaje o cantidad de oxígeno en los gases de combustión y ajusta la cantidad de aire que debe suministrarse para obtener la relación correcta.

IV.3.1 RAZON DE COMBUSTION.

El problema principal del control de la generación de vapor consiste en equilibrar la producción de vapor con la demanda. El sistema de control de la razón de combustión mide la demanda y modifica la razón de combustión a fin de producir el vapor necesario para satisfacer la demanda. De esta manera se efectúa un balance de energía.

La cantidad de trabajo que se obtiene del vapor en cualquier operación es igual al cambio que ocurre en su contenido total de calor y presión al pasar de su estado inicial al estado final. La función principal del generador de vapor consiste en convertir el calor de combustión, suministrado por el combustible, en calor utilizable en el vapor.

La distribución de calor en el proceso de generación de vapor puede ser descrita mediante un balance dinámico de calor, considerando los cambios que ocurren a partir de algún estado de equilibrio, la ecuación del balance resulta:

$$\begin{aligned} \Delta \text{Flujo de entrada calor} &= \Delta \text{Calor almacenado por} \\ &\quad \text{unidad de tiempo} \\ &+ \Delta \text{Flujo salida de calor} \end{aligned}$$

Es importante comprender que para mantener el balance dinámico de calor, implica necesariamente efectuar cambios de compensación o correcti-

vos en uno o más factores. Por ejemplo, un cambio en el calor de salida, es decir, un cambio en la demanda de vapor, requiere un cambio en el calor de entrada o un cambio en el calor almacenado a fin de mantener el estado de equilibrio. Otro ejemplo, un cambio en el calor de entrada, es decir en la temperatura del aire o del agua de alimentación, requiere de un cambio en el calor de salida o en el calor almacenado.

Por lo tanto el objetivo principal del sistema de control de la razón de combustión consiste en equilibrar continuamente los cambios en el calor de entrada y en el calor de salida. El balance puede reescribirse como :

$$\Delta \text{Flujo de entrada calor} - \Delta \text{Flujo de salida calor} = \frac{\Delta \text{Calor almacenado}}{\text{Unidad de tiempo}}$$

Como puede verse en esta expresión, cualquier desequilibrio entre el calor de entrada y el de salida, sin que importe el tiempo o el nivel de carga, produce un cambio en el calor almacenado.

Solo resta entonces encontrar una variable que sea sensible a los cambios en el calor almacenado, es decir a las diferencias entre el calor de entrada y el calor de salida.

La presión es una propiedad extensiva del vapor, que puede medirse fácilmente y que está relacionada con el calor almacenado en el generador de vapor. Dicho de otra manera, la presión del vapor es una variable que puede utilizarse para medir el equilibrio entre todas las entradas y salidas de calor. Por esta razón, la presión del vapor se ha convertido en un índice casi universal de carga para controlar la razón de combustión en un generador de vapor. La presión de vapor, por ser la va

riable relacionada con el calor almacenado en el generador de vapor, es la señal más conveniente a usar como retroalimentación. Sin embargo, a fin de prevenir disturbios, se utilizan señales prealimentadas a algunas variables relacionadas significativamente con los flujos de entrada y salida de calor.

Estas variables son la temperatura del agua de alimentación y el flujo de vapor por la turbina.

El balance de calor y su relación con las señales de control queda entonces como :

$$\Delta \text{Flujo de entrada calor} - \Delta \text{Flujo de salida calor} = \Delta \text{Calor almacenado} / \text{Unidad de tiempo}$$

Temperatura del agua de alimentación (señal prealimentada).

Flujo de vapor (señal prealimentada).

Presión de vapor (variable realimentada).

Combinando estas señales adecuadamente, se obtiene una señal maestra de demanda para el control de los elementos finales que regulan el combustible y aire, a fin de obtener la razón de combustión requerida. La Fig. IV.3.1 muestra las variables utilizadas en el sistema de control maestro de la combustión y la Fig. IV.3.2 muestra este sistema de control.

IV.3.2 EFICIENCIA DE LA COMBUSTION.

Como hemos visto, la función de la razón de combustión es equilibrar la entrada de calor con la demanda. Sin embargo por razones de economía, es necesario asegurar que la generación de calor en el proceso de combustión se efectúe de manera eficiente. Es por esto, que son importantes

los siguientes requisitos básicos :

- i. Deben estar presentes elementos combustibles que, al combinarse con el oxígeno, liberen calor.
- ii. Debe estar presente la cantidad adecuada de oxígeno para que se combine con estos elementos.

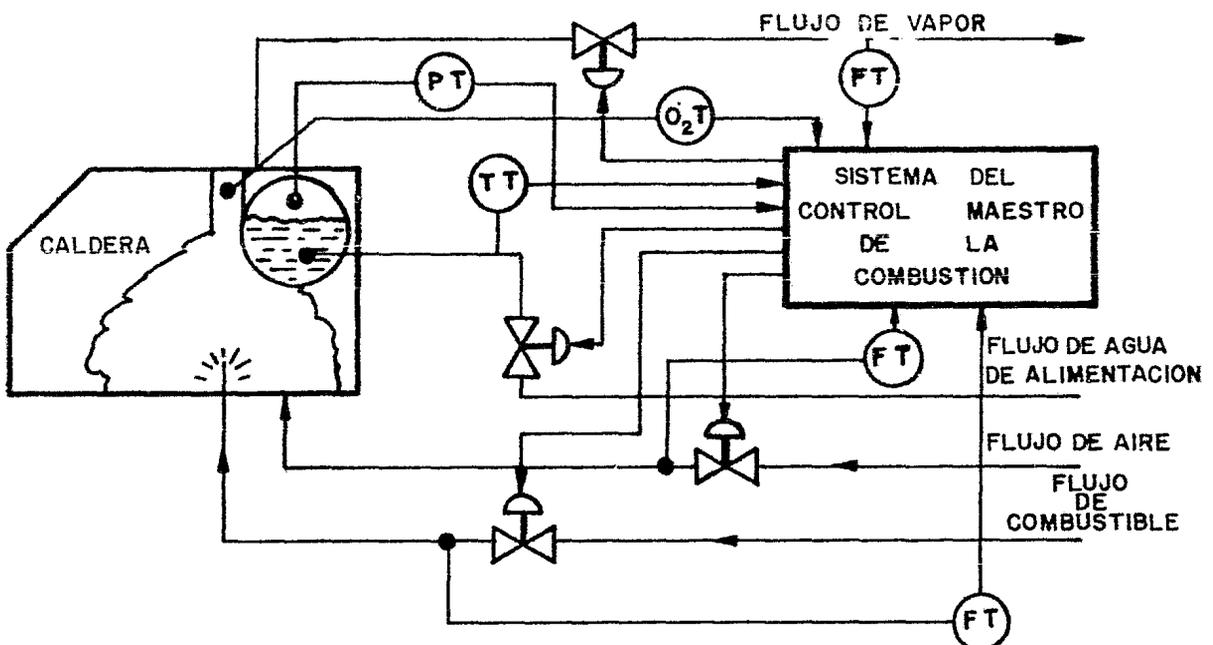
El factor principal que determina la eficiencia de la combustión es la mezcla de elementos. En la práctica no puede obtenerse una mezcla perfecta, pero si es posible obtener una mezcla adecuada mediante el uso de una cantidad mayor de aire que la teórica requerida. A la cantidad de aire adicional requerido para obtener combustión completa se le llama 'exceso de aire'. La función básica de éste, consiste en asegurar que a todas las cargas se encuentre presente la cantidad adecuada de ai re para combinarse con el combustible y obtener la liberación óptima de calor. Por lo tanto la función principal de la eficiencia de la combustión consiste en equilibrar continuamente el aire con el combustible.

La medición directa del calor disponible de la combustión en el hogar es muy difícil de obtener. Por esta razón, se encuentran en uso común diversos métodos indirectos, de los cuales el más empleado actualmente es la medición de contenido de oxígeno en los productos de la combustión, ya que este está relacionado directamente con el exceso de aire necesario para obtener combustión completa.

Por razones de seguridad deben tomarse ciertas precauciones respecto al control de la relación aire-combustible. Al existir una deficiencia de aire, puede acumularse combustible en el hogar que, al alcanzar la temperatura de ignición, puede explotar. Por lo tanto se debe asegurar que el gasto de combustible jamás exceda lo permisible para las con

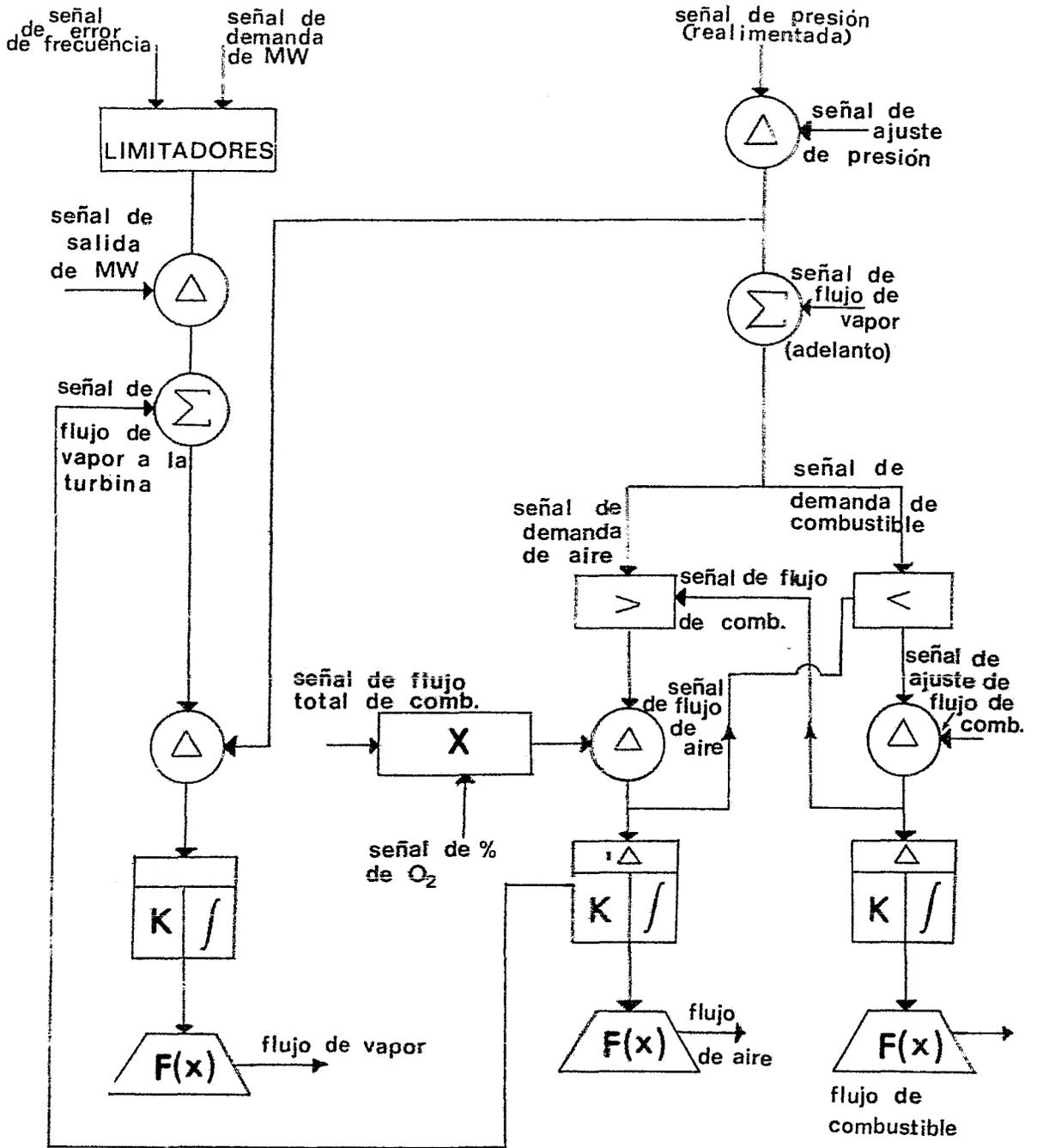
diciones dadas de aire. Esto se obtiene mediante el empleo de una red lógica llamada "de adelanto y atraso" o comparadores, éstos se muestran en la Fig. IV.3.2, su función es: al incrementarse la carga, se incrementa primero el flujo de aire y luego el de combustible, y al disminuir la carga, disminuye primero el flujo de combustible. Su modo de control se muestra también en la Fig. IV.3.1 y IV.3.2.

La Fig. IV.3.1 muestra de donde son tomadas las señales de las variables involucradas y en donde están los elementos finales de control, es decir, las entradas y salidas del sistema de control maestro de la combustión.



Variables del sistema de control maestro de combustión.

Fig. IV.3.1



Sistema de control maestro de combustión

Fig. IV. 3.2

La Fig. IV.3.2 tiene como elemento final de control un dispositivo para manejar combustibles derivados del petróleo. Sin embargo, puede sustituirse por otros dispositivos que manejen combustibles sólidos (carbón), obviamente la red lógica incluirá otros dispositivos para controlar velocidades de alimentadores de carbón, pero el diagrama anterior es aplicable para el control de combustión de combustibles fósiles con sus respectivos reacondicionamientos de la señal final para el control de la alimentación de combustible.

IV.4 CONTROL DE PRESION DEL HOGAR

Al igual que en el control de la razón de combustión y el de la eficiencia de la combustión, se requiere también el control de flujo de materiales que entra al hogar para el control de presión del hogar.

El hogar y sus pasajes de gas conexos constituyen un volumen constante, al cual se inyectan los materiales de la combustión. Al efectuarse ésta se producen grandes volúmenes de gas y para el caso de combustibles sólidos, el respectivo volumen de desechos.

Para impedir la acumulación deben desalojarse continuamente estos gases y sólidos. Puesto que ocurre un cambio en la mayor parte del combustible líquido, sólido o gaseoso debido a la combustión, ocurre una gran expansión volumétrica, de modo que el volumen que sale del hogar es mucho mayor que el que entra. Aplicando el balance dinámico de masa tenemos:

$$\Delta \text{Masa acumulada} = \Delta \text{Masa entrada} - \Delta \text{Masa salida}$$

De la misma manera un cambio en el flujo de aire o combustible re -

quiere un cambio en el flujo de salida de masa o un cambio en la masa acumulada, a fin de mantener el estado de balance. Por lo tanto, el objetivo fundamental del sistema de control de presión del hogar consistirá en equilibrar continuamente, los cambios en las salidas de masa para compensar los cambios en las entradas.

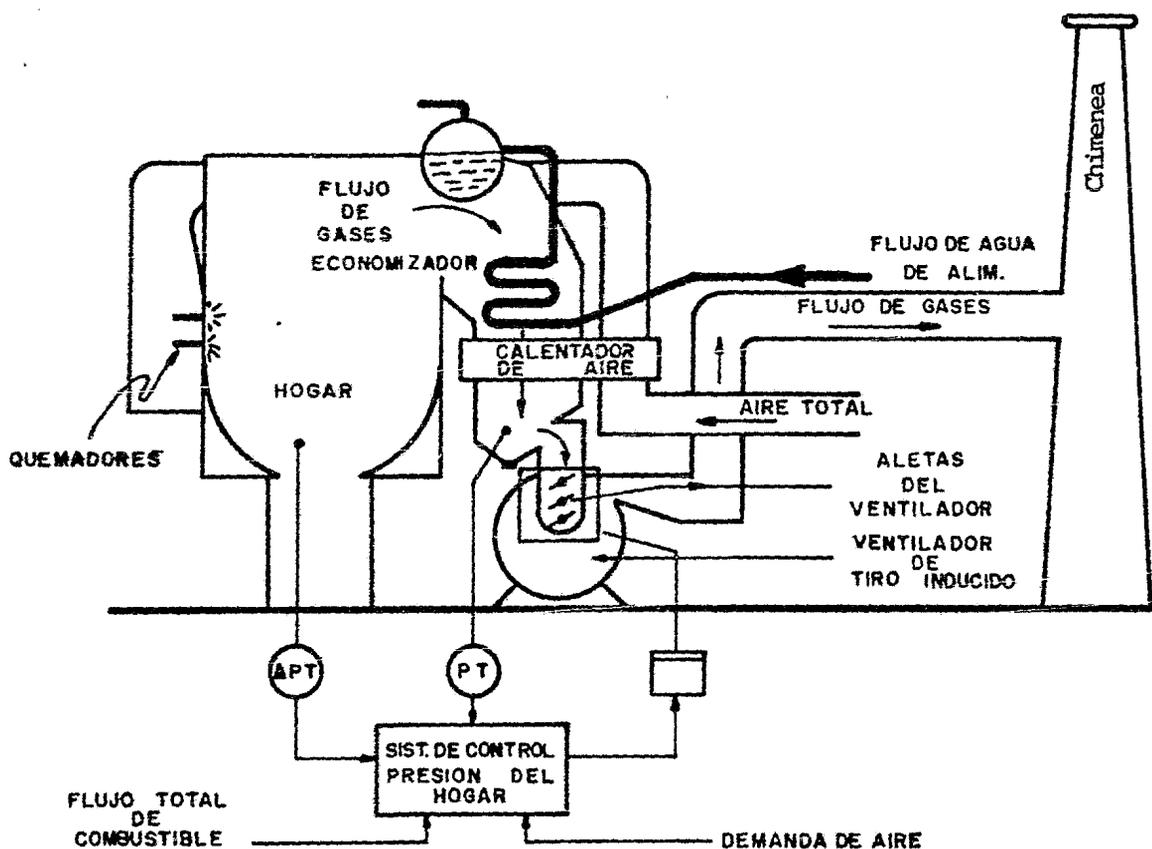
De la ecuación anterior se observa que cualquier cambio a la entrada o a la salida sin que importe su origen o el tiempo se reflejan en un cambio en la masa acumulada.

El hogar puede considerarse como si estuviera completamente ocupado por gases de combustión, es decir, el combustible y los desechos sólidos son despreciables en volumen. Por esto puede considerarse que la presión de los gases de combustión en el hogar es una propiedad extensiva de éstos, que puede medirse fácilmente y que está relacionada con los cambios en la masa acumulada.

Los cambios principales de carga son generalmente los cambios en la razón de combustión. Además, cualquier cambio en la razón de absorción de calor afectará la temperatura de los gases de salida. Los cambios de este tipo surgen de las variaciones en la temperatura del agua de alimentación que entra al economizador, o de los cambios de la temperatura del vapor que entra al recalentador. Los cambios en la temperatura de los gases de salida afectan su densidad. Un efecto similar se produce al cambiar la razón de absorción debido a cambios en el nivel de hollín, además de que la operación de los sopladores de hollín hace que cambien el contenido de humedad y de suciedad en los gases. Las variaciones en el nivel de hollín también producen cambios en la resistencia al flujo, lo cual a su vez ocasiona variaciones en la presión a la entrada del

ventilador.

La presión del hogar, así como las variables mencionadas son utilizadas en el sistema de control de presión del hogar que muestran la Fig. IV.4.1 y la Fig. IV.4.2, en éstas se observa como se emplean la señal de presión de los ventiladores de tiro inducido y la presión del hogar.

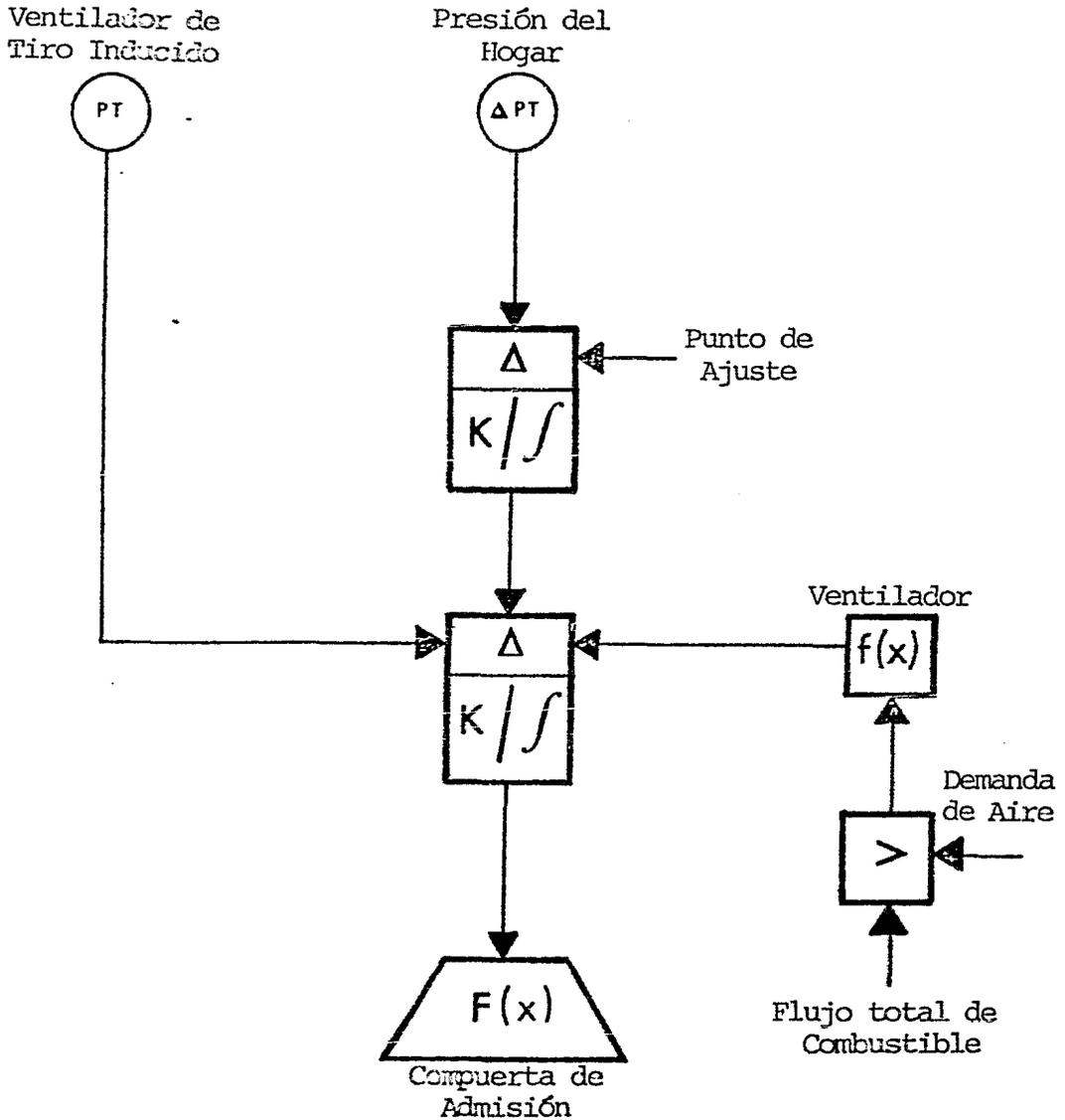


Variables del control de presión del hogar.

Fig. IV.4.1

La Fig. IV.4.2 muestra un sistema de control simplificado de dos elementos para controlar la presión del hogar, este sistema utiliza la presión de los ventiladores de tiro inducido y presión del hogar como

señales primarias de control y utiliza además como señales auxiliares - la demanda de aire y flujo total de combustible, provenientes del sistema de control maestro Turbina-Caldera y sistema de control de flujo de combustible respectivamente. Obviamente hace uso de un punto de ajuste de presión del hogar.



Sistema de control de presión del hogar

Fig. IV. 4.2

IV.5 CONTROL DE AGUA DE ALIMENTACION.

El control de agua de alimentación y nivel del domo es otro de los controles principales requeridos en un sistema de control de caldera para regular la combustión y suministro de agua de alimentación, así como para mantener la cantidad de vapor requerida por el turbogenerador.

Es por esto que, el objetivo principal del control de agua de alimentación es mantener continuamente en equilibrio los cambios de masa a la entrada con los cambios de masa a la salida del generador de vapor. Es decir, mantiene en equilibrio los cambios de flujo de agua de alimentación con los cambios de flujo de vapor manteniendo el nivel del domo en el punto de operación adecuado.

Siguiendo un análisis como los anteriores, tenemos que al originarse un cambio de masa a la entrada o a la salida, éste se reflejará en un cambio en la masa almacenada según el principio de conservación de la masa. Aplicando el concepto anterior a un generador de vapor, la interfase entre el líquido y su vapor, es decir el nivel del líquido en el domo, es el que se utiliza como la variable mediante la cual medimos el cambio en la masa almacenada.

En condiciones normales de operación, la interfase es un índice relativamente confiable del volumen de agua, sin embargo en una situación transitoria, cuando el agua y su vapor se están ajustando a las condiciones de equilibrio de presión, la distribución de calor en las fases no está equilibrada y ocurren razones de ebullición altas o bajas, ocasionando que el volumen de agua se expanda o se contraiga con las consiguientes variaciones en el nivel del domo. Es importante que no exista

acarreo de agua fuera del domo, ya que esto podría crear un impacto térmico en el sobrecalentador y dañar la turbina. Igualmente es importante disponer de un volumen adecuado de agua para asegurar el enfriamiento de los metales. Por estas razones es importante controlar el nivel del agua en el domo de un generador de vapor.

Para propósitos del balance de masa, la medición del nivel se usa en situaciones en que el efecto de contracción y expansión es insignificante, cuando este efecto es importante se utiliza la medición del flujo de vapor que es el cambio de carga principal. Esta medición en régimen transitorio es efectiva, pero presenta poca exactitud en estado permanente.

Combinando la medición del nivel del domo con la medición de flujo de vapor, se logra un sistema de control adecuado para el cual cada medición tendrá su influencia en el estado para el cual su exactitud sea máxima.

El sistema de control más adecuado de generadores de vapor en los cuales los efectos de expansión y contracción son significantes es el de tres elementos, como lo muestran las Figs. IV.5.1 y IV.5.2.

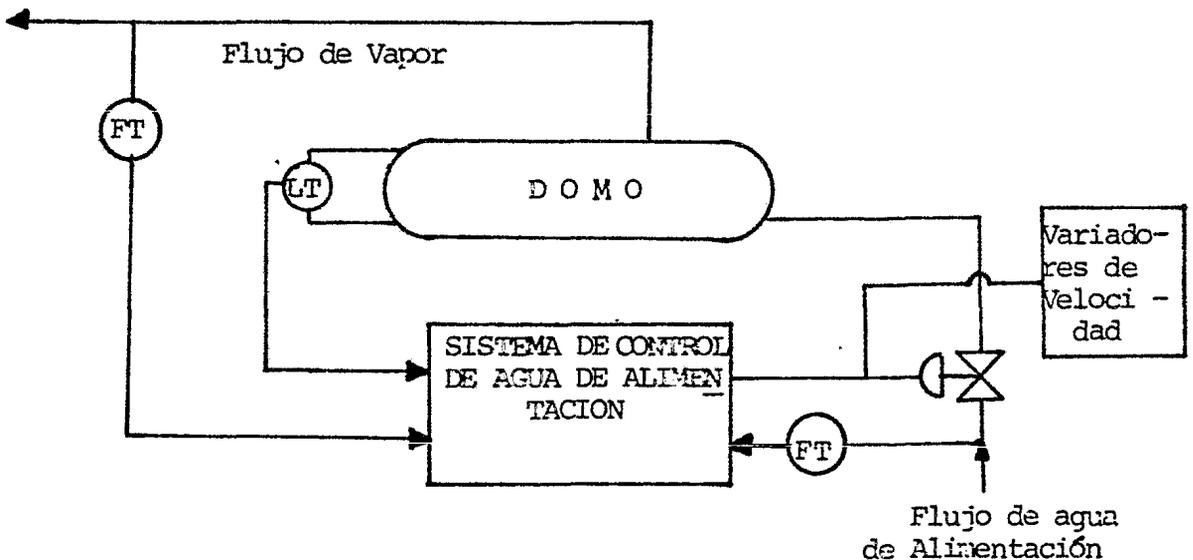
En este sistema de control de tres elementos se emplean las señales del nivel del domo, flujo de vapor y de agua de alimentación en una combinación por realimentación y prealimentación.

Los cambios de carga, en forma de cambios en el flujo de vapor, son prealimentados como un índice primario para los cambios en el flujo de agua de alimentación, de tal forma que el efecto principal de control se obtiene de la diferencia entre el flujo de vapor y el flujo de agua de alimentación en forma de señales prealimentadas. Con la medición de ni -

vel en el domo se observa constantemente la exactitud del sistema preali-
mentado para lograr un ajuste fino y proveer el control final de la posi-
ción de la interfase en el domo del generador de vapor.

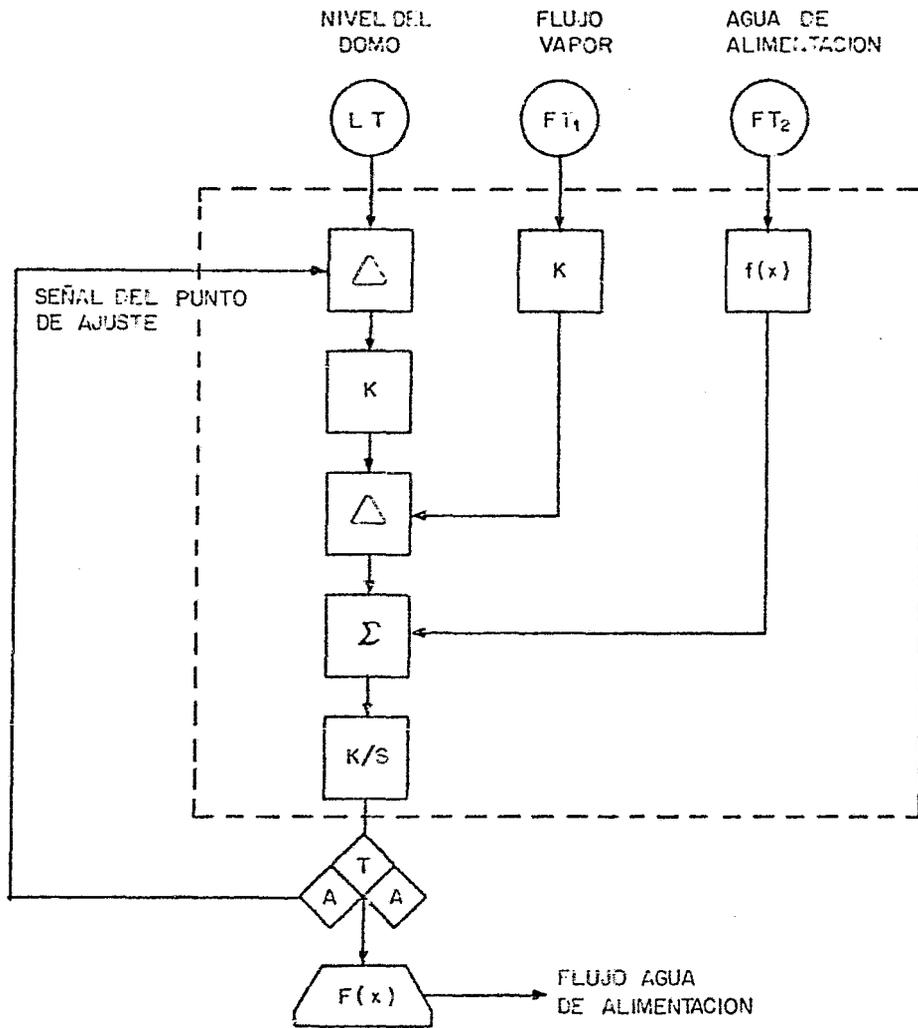
El flujo de agua de alimentación es regulado por medio de dos elemen-
tos finales de control que corresponden a dos modos de operación del ge-
nerador de vapor que son los siguientes:

- Para bajas cargas y durante el arranque de la planta, el flujo de agua de alimentación se regula a través de una válvula de control.
- Durante la operación normal y altas cargas, el control de flujo de agua de alimentación se hace variando la velocidad de las bombas de agua mediante servomotores acoplados a los variadores de velocidad de los coples hidráulicos de dichas bombas.



Variables del Sistema de
Control de Agua de Alimentación.

Fig. IV.5.1



Sistema de Control
de Agua de Alimentación.
Fig. IV.5.2

IV.6 CONTROL DE TEMPERATURA DE VAPOR.

Generalmente para el control de temperatura de vapor se utilizan el desobrecalentamiento o atemperación y la recirculación de gases, tanto para el control de temperatura de vapor sobrecalentado como para el de vapor recalentado.

La atemperación se lleva a cabo mediante un cabezal aspersor instalado en la línea de vapor de alta temperatura en la cual agua de alta pureza es atomizada y forzada en la trayectoria del vapor de alta temperatura. Esta adición de agua relativamente fría reducirá la temperatura del vapor y se añadirá a la cantidad del vapor que fluye a través de esa sección.

Se puede instalar en una de las tres localizaciones como sigue:

- i. Localizado entre la salida de vapor del domo y el sobrecalentador.
- ii. En algun punto intermedio de las dos secciones sucesivas del sobrecalentador.
- iii. A la salida del sobrecalentador.

De estos tres casos, la localización más usual es la instalación del desobrecalentador entre los dos pasos del sobrecalentador ya que con este arreglo la temperatura promedio del vapor nunca excederá la temperatura final deseada y el vapor procedente de los diferentes circuitos del primer paso se mezclará con el agua de enfriamiento que entra antes del segundo paso a una temperatura constante.

La recirculación de gases se usa principalmente para aumentar la temperatura del vapor al valor deseado para cargas por debajo del punto de diseño. Consiste en recircular la mayor porción de gases calientes -

que abandonan la caldera hacia el hogar para aumentar la temperatura y masa de los gases que fluyen a través de las secciones del sobrecalentador y recalentador. Para la circulación de los gases, éstos se introducen en algún punto del hogar, de tal forma que la entrada de los mismos disminuya el tiempo de permanencia de los gases calientes en el hogar, - esto no interfiere con el proceso de combustión.

IV.6.1 SISTEMA DE CONTROL DE TEMPERATURA DE VAPOR SOBRECALENTADO.

Este sistema está diseñado para mantener la temperatura del vapor - principal en el punto de ajuste, utilizando para este fin la atemperación del vapor sobrecalentado.

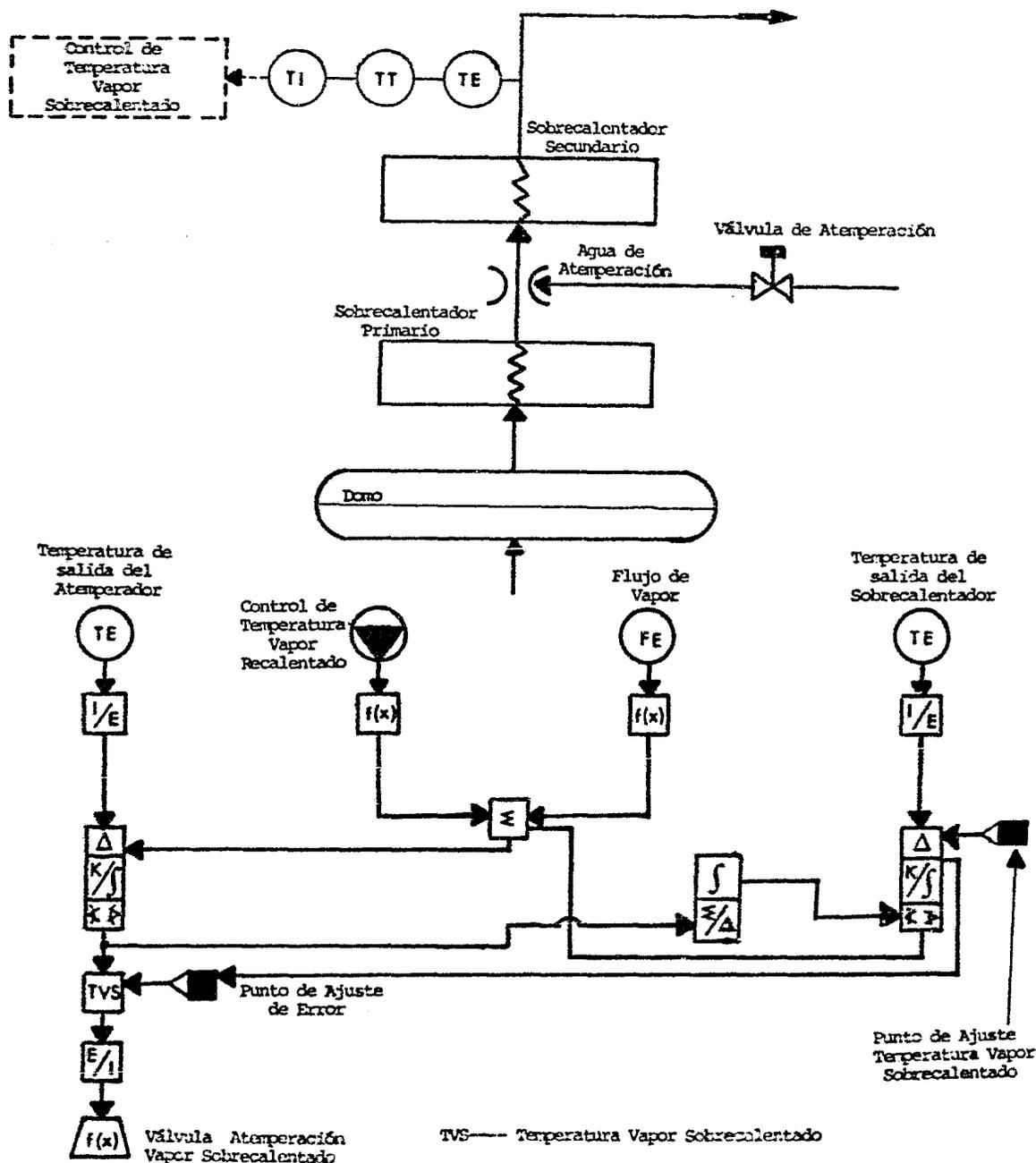
Los atemperadores (atomizadores) son usados en este sistema de control en cascada como lo muestra la Fig. IV.6.1.

La temperatura de salida del sobrecalentador secundario es medida y transmitida al controlador donde la señal se compara con el punto de ajuste. La señal de error del controlador es transmitida a la estación - TVS y actúa como punto de ajuste de ésta, por lo tanto si la temperatura de salida del sobrecalentador secundario varía, dicho punto de ajuste también variará.

Por otra parte la temperatura de salida del atemperador es medida y transmitida al controlador donde se compara con una señal que está en función de la temperatura del vapor recalentado y el flujo de vapor.

La acción tomada por el controlador pasa a la estación TVS y de ésta a la válvula de agua de atemperación. El controlador actúa de manera que inmediatamente que haya un cambio de flujo, envíe una señal hacia la válvula de agua de atemperación y de esta manera se establezca la ac

ción anticipada en el sistema de cascada del control de temperatura de vapor sobrecalentado.



Sistema de control de temperatura de vapor sobrecalentado,

Fig. IV.6.1

IV.6.2 SISTEMA DE CONTROL DE TEMPERATURA DE VAPOR RECALENTADO.

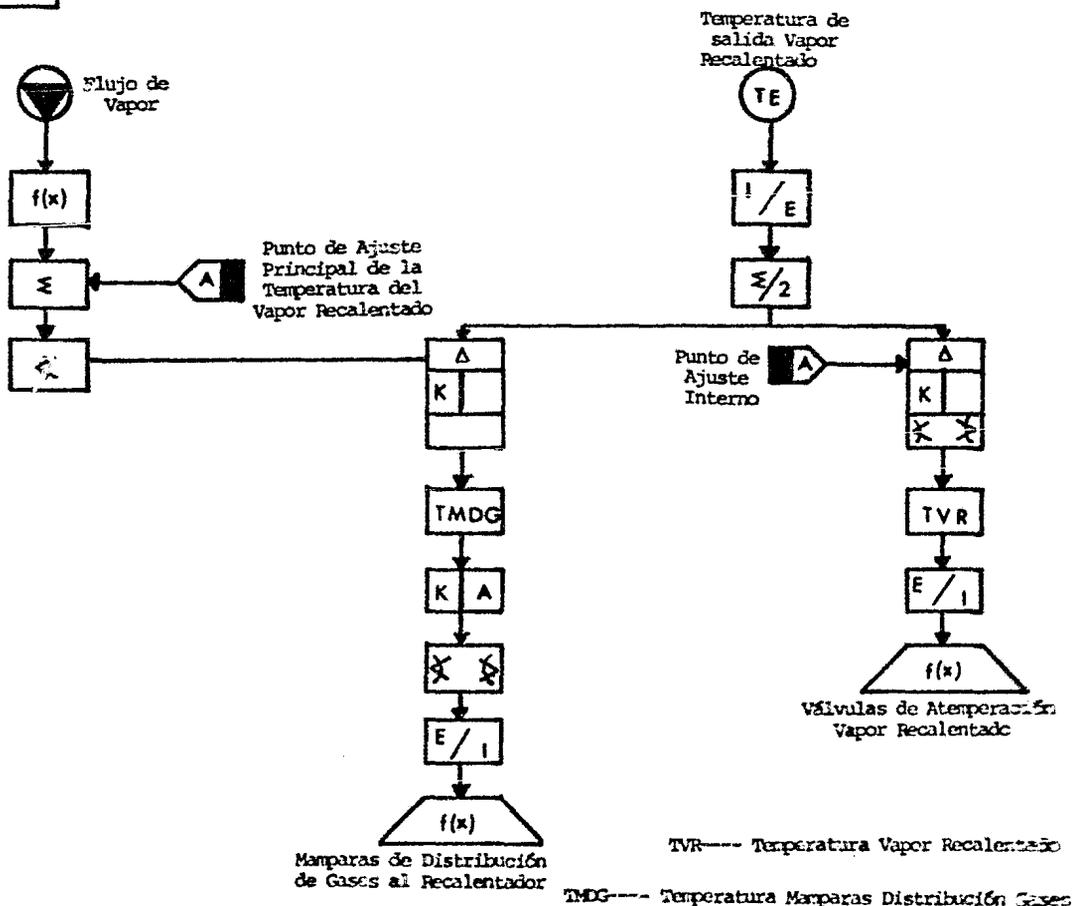
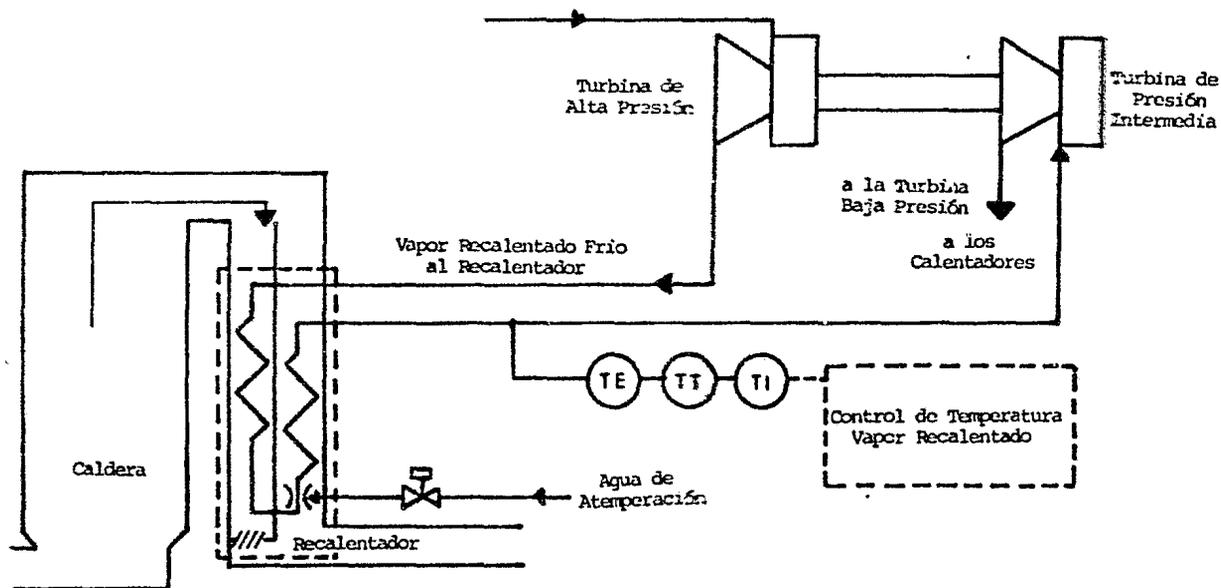
Mientras que la sección de sobrecalentado está controlada por atemperación, colocada entre la sección primaria y secundaria del mismo, el recalentador tiene un control doble consistente en compuertas para la recirculación de gases para su sección primaria y atemperación entre las secciones primaria y secundaria.

Con las compuertas cerradas, la máxima transferencia de calor hacia la sección primaria del recalentador tiene lugar para aumentar la temperatura del vapor recalentado realizándose esta operación generalmente a baja carga mientras que la atemperación es usada para enfriar el vapor y balancear el aumento de temperatura. La atemperación se emplea cuando ya no es posible controlar la temperatura del vapor por medio de las compuertas.

En la Fig. IV.6.2 se puede ver que la temperatura del vapor recalentado es controlada mediante la recirculación de gases por medio de compuertas las cuales responden a la señal proveniente de un controlador, y recibe la misma en función del flujo de vapor y el punto de ajuste principal, dando una función representativa de la salida real de la carga de la unidad Caldera-Turbina. El agua de atemperación para el control de temperatura de vapor recalentado es ajustada por otro controlador el cual tiene su punto de ajuste interno y opera de igual manera que en el sistema de control de temperatura de vapor sobrecalentado.

IV.7. CONTROL DEL CONDENSADO.

En el sistema de condensado se realiza la condensación del vapor -



Sistema de control de temperatura de vapor recalentado.

Fig. IV.6.2

proveniente de la turbina y se le da al condensado las primeras etapas de calentamiento, contando generalmente con un paso de desaereación.

Para controlar el nivel del pozo caliente hay un circuito de control simple que está aislado del sistema de control de condensado, este último se encarga básicamente de dos variables: el Nivel del desaerador y la recirculación mínima de condensado.

IV.7.1 CONTROL DEL NIVEL DEL POZO CALIENTE

Una vez condensado el vapor de escape de la turbina, se deposita en el pozo caliente. En este punto es en el que se proporciona el agua de repuesto al ciclo, proveniente de un tanque de almacenamiento.

Se requiere mantener un nivel constante en el pozo caliente para amortiguar las variaciones en el flujo de condensado y también para que las bombas de condensado tengan carga neta positiva de succión constante. Además manteniendo en nivel constante se logra que el condensado no inunde los tubos del condensador lo cual afectaría la transferencia de calor entre agua de circulación y vapor de escape.

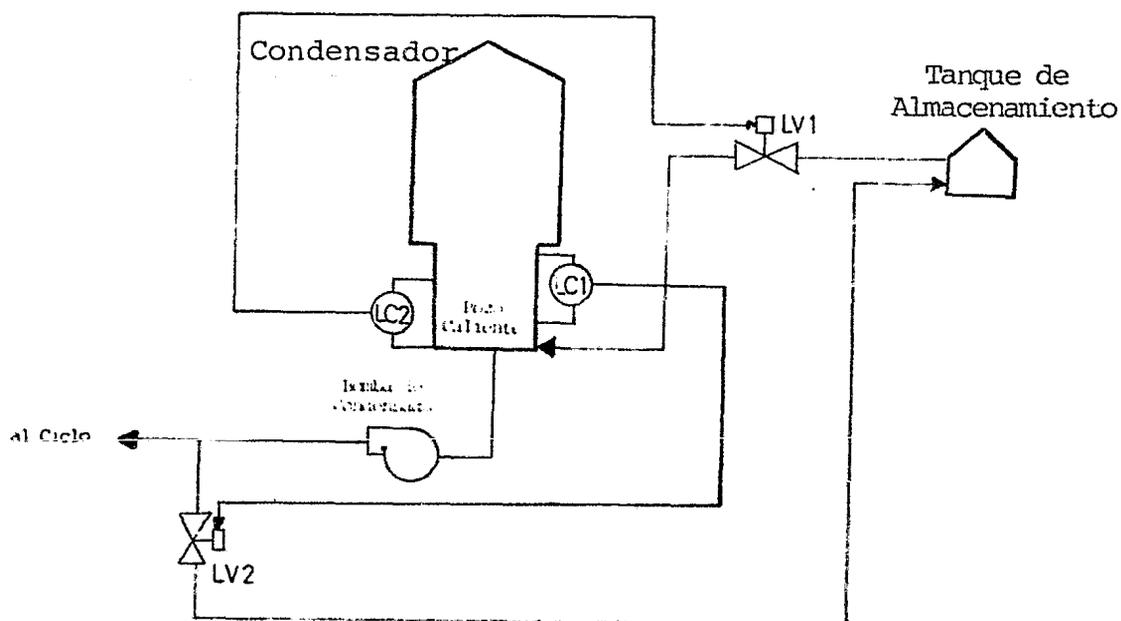
Los cambios de nivel se deberán a variaciones en la razón de condensación del vapor proveniente de la turbina o a cambios en la demanda de condensado. Estos cambios se controlan manipulando el flujo de agua de repuesto del tanque de almacenamiento al pozo caliente y el flujo de condensado del pozo caliente al tanque.

Generalmente se emplea un circuito de control simple para cada variable manipulada, como el mostrado en la Fig. IV.7.1.

En caso de que el nivel disminuya, el controlador de agua de repuesto (IC-1) modula la posición de la válvula (LV-1) para enviar agua de --

repuesto al condensador.

Si el nivel se incrementa arriba del normal el controlador (LC-2) — abre la válvula (LV-2) para enviar condensador al tanque de almacenamiento.



Control de nivel del pozo caliente.

Fig. IV.7.1

IV.7.2 CONTROL DE CONDENSADO

a. Nivel del desaereador

El desaereador generalmente usado en plantas termoeléctricas está formado por dos equipos: el calentador desaereador y el tanque de almacenamiento que está colocado debajo del mismo.

Para mantener una reserva estable de condensado que puede responder a incrementos en la demanda e impedir que se afecte la carga neta posi-

tiva de succión de las bombas de agua de alimentación, es necesario que el nivel de tanque de almacenamiento del desaereador permanezca constante. Además se logran impedir incrementos de nivel que puedan dañar las partes internas del desaereador o introducir condensado en la tubería de extracción de la turbina.

En este sistema, los disturbios se deben primordialmente a variaciones en la demanda de agua de alimentación. Para compensar estos disturbios, la variable que se debe manejar es el flujo de condensado entrante al desaereador, pero debido a la capacitancia que tiene el tanque de almacenamiento, el nivel se ve afectado con pequeñas variaciones de flujo y la ganancia de los controladores de desplazador es inadecuada para mantener el nivel en el rango adecuado.

Es por esto que en la actualidad se utiliza comúnmente el control de tres elementos, donde se tiene una señal prealimentada para compensar variaciones de flujos de entrada y salida anticipadamente. Es decir, se tiene información del flujo de condensado y del flujo de agua de alimentación además de la del nivel del tanque.

b. Recirculación mínima de condensado.

Para que el condensador de vapor de sellos y los eyectores de aire tengan siempre enfriamiento y como protección de las bombas de condensado, se debe garantizar siempre la existencia de un flujo mínimo de condensado a través de ellos. Esto se logra recirculando, cuando es necesario, condensado que ha pasado por bombas, condensador de vapor de sellos y eyectores hacia el condensador.

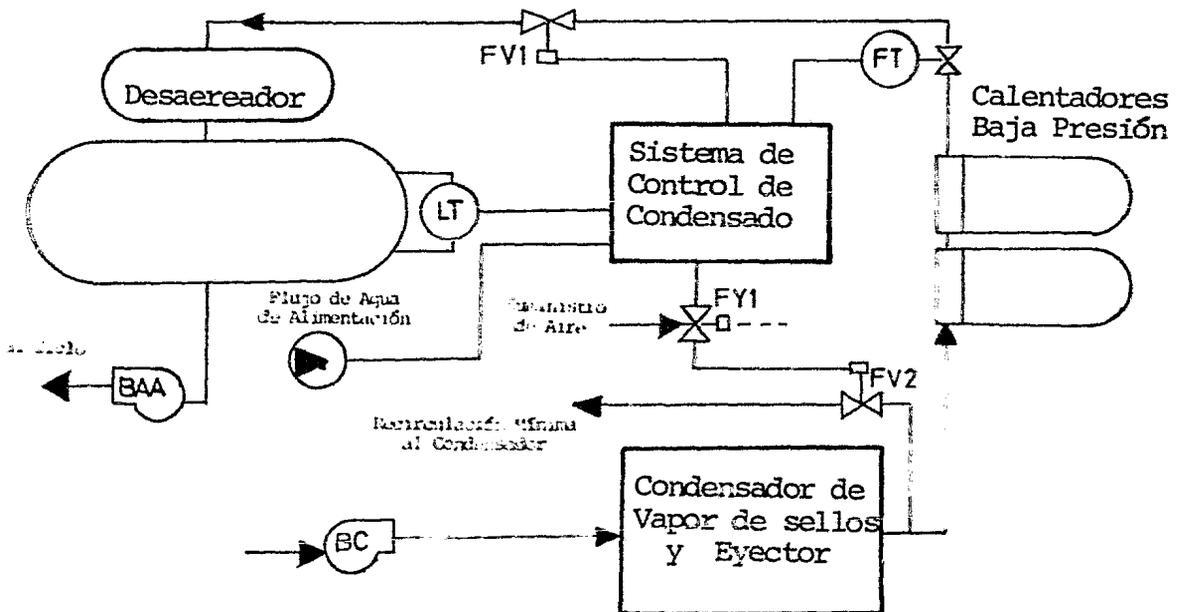
El sistema de control de condensado se muestra en la Fig. IV.7.2 y

Fig. IV.7.3. A este sistema llegan las informaciones del nivel del desaerador (LT) y del flujo de agua de alimentación, medido antes del economizador, que representan la masa acumulada y la de salida respectivamente, y por otro lado la señal del flujo de condensado (FT) que representa la masa de entrada. Para lograr el balance se debe cumplir:

$$\Delta \text{ Masa entrada} = \Delta \text{ Masa de salida} + \Delta \text{ Masa acumulada}$$

Existirá una señal de control que reposicionará la válvula (FV-1) - de flujo de condensado, si el balance no se cumple. Es decir, si algún flujo o el nivel no están dentro de los límites requeridos.

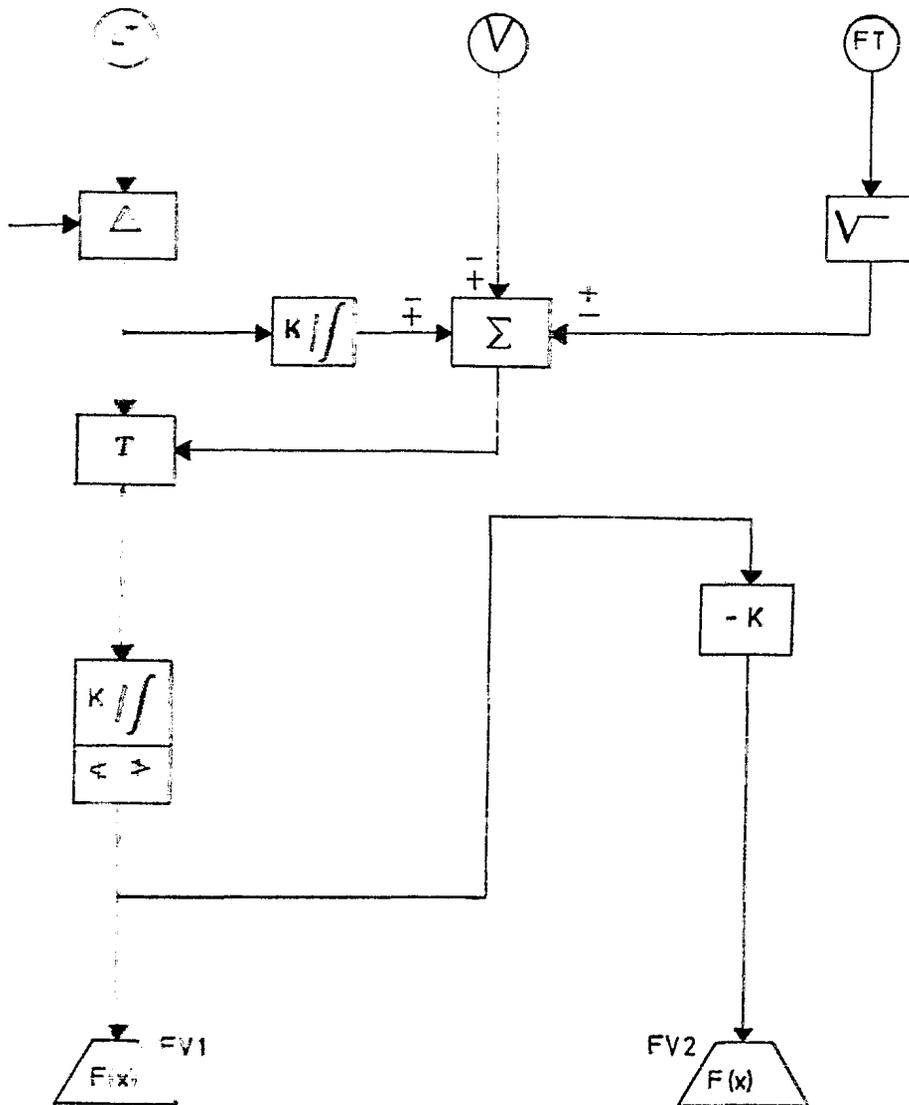
Por otro lado, en caso de que el flujo de condensado sea pequeño, - la válvula de recirculación de condensado (V-2) se abrirá para mantener el flujo mínimo requerido.



Control de condensado.

Fig. IV.7.2

Mientras el flujo sea mayor que el mínimo requerido, la válvula (FV-2) permanezca cerrada. Para evitar que la línea se vacíe cuando ocurra un paro de las bombas de condensado, hay una válvula solenoide (FY-1) que cambia de estado, haciendo que la válvula (FV-2) cierre.



Sistema de control de condensado.

Fig. IV.7.3

IV.8 CONTROL DE TEMPERATURA DEL AIRE.

El aire necesario para la combustión es proporcionado por los ventiladores de tiro forzado. Para obtener la temperatura deseada en la mezcla aire-combustible, el aire es precalentado en el calentador aire/vapor primeramente y después en el calentador de aire regenerativo.

Se desea que la temperatura del aire se mantenga constante a un valor determinado para obtener la máxima eficiencia en la combustión y en el caso de termoeléctricas fósiles, evitar que la mezcla encienda antes de entrar en los quemadores.

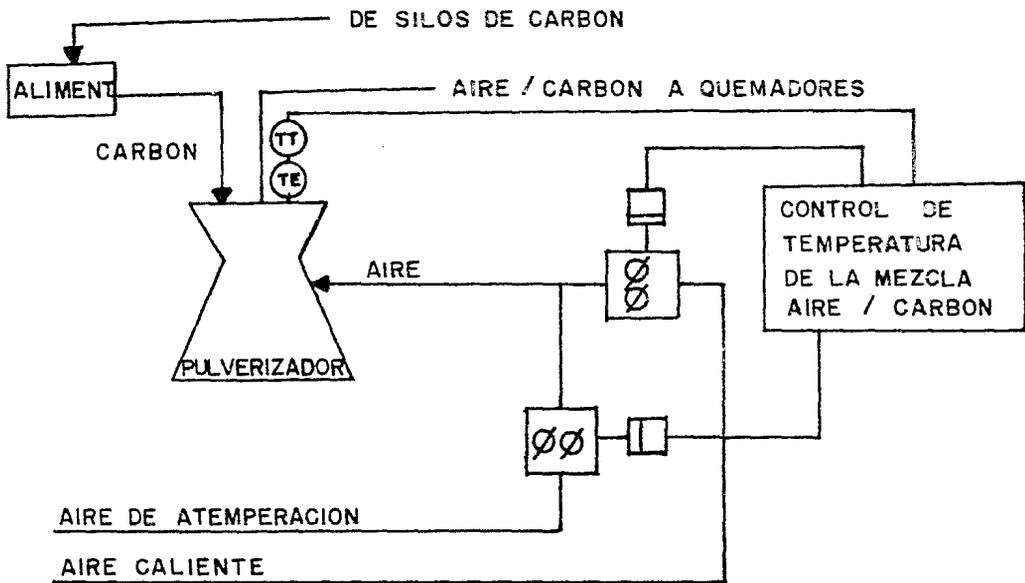
IV.8.1 CONTROL DE TEMPERATURA DE LA MEZCLA AIRE/COMBUSTIBLE.

Este sistema de control requiere un dispositivo de medición de temperatura (TE) y un transmisor (TT), con el fin de poder fijar la señal de control para diferentes combinaciones aire caliente-frío, dependiendo de la desviación de la temperatura de la mezcla aire-combustible.

En el caso de utilizar carbón como combustible, el aire caliente procede del calentador de aire regenerativo, mientras que el aire de atemperación (frío) procede del ventilador de aire primario. La combinación adecuada de aire caliente-frío lograda por el sistema de control será enviada a los pulverizadores.

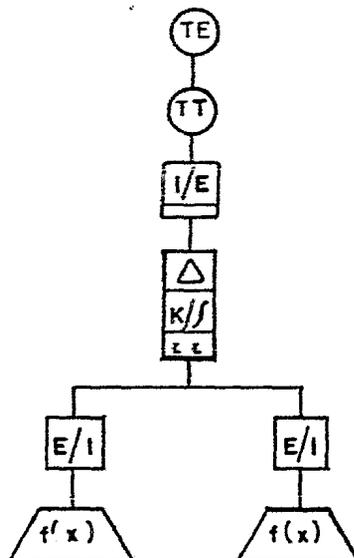
La temperatura de la mezcla es sensada en el pulverizador y el sistema de control se encarga de posicionar las compuertas de los ductos tanto de aire caliente como de atemperación con una misma señal de control que actúa en forma inversa, es decir; una compuerta abre mientras la otra cierra y viceversa, logrando mantener la temperatura en el valor requerido.

La Fig.IV.8.1 y la Fig.IV.8.2 muestran el sistema de control de temperatura de la mezcla carbón/aire antes descrito.



Control de temperatura mezcla aire/carbón.

Fig. IV.8.1



Sistema de control de temperatura mezcla aire/carbón.

Fig. IV.8.2

IV.8.2 CONTROL DE TEMPERATURA DEL CALENTADOR AIRE/VAPOR.

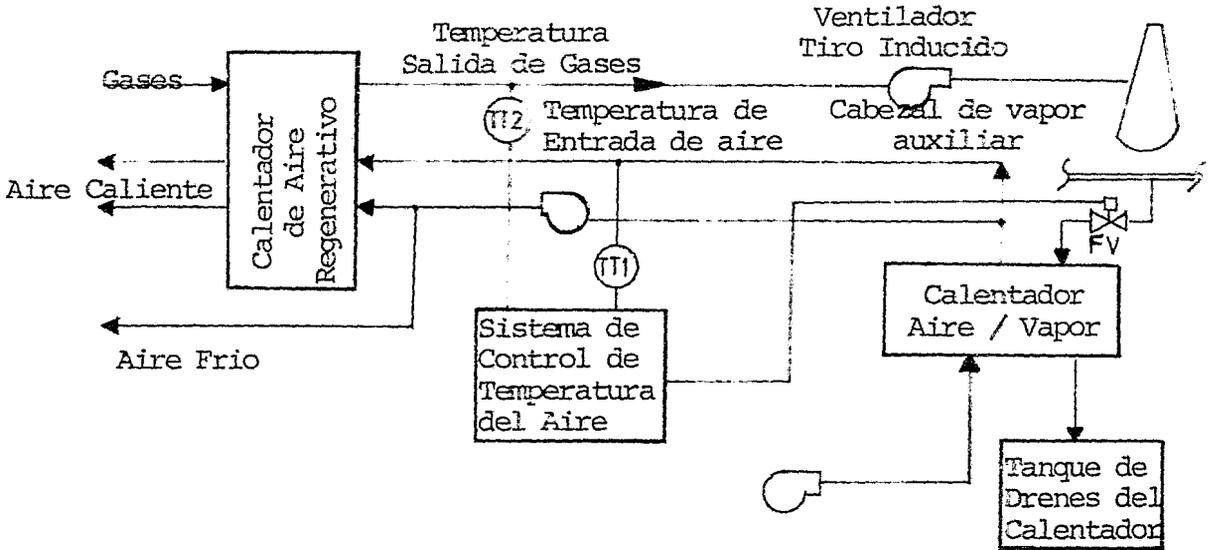
Es un control de protección para los calentadores de aire regenerativo, pues durante la operación a bajas cargas puede suceder que la temperatura de los gases de la combustión sea de tal valor que la temperatura del metal de los calentadores tenga un valor menor que la del rocío y con esto se condensen estos gases. En estas condiciones se tendría corrosión en las paredes de los calentadores rápidamente. Es por esto que se deben proteger las partes metálicas de los precalentadores contra bajas temperaturas durante la operación a bajas cargas.

El valor aceptado de la temperatura del metal en el calentador es un promedio de la temperatura de los gases que abandonan el calentador y la temperatura del aire que entra al mismo. Esta temperatura promedio, que se considera la temperatura del metal en el lado frío del calentador, es la variable utilizada para que el sistema de control actúe, operando la válvula de admisión de vapor del calentador aire/vapor.

Es decir, al controlar por medio del vapor, el calor de los gases es aprovechado completamente pues de otra manera escaparía a la atmósfera.

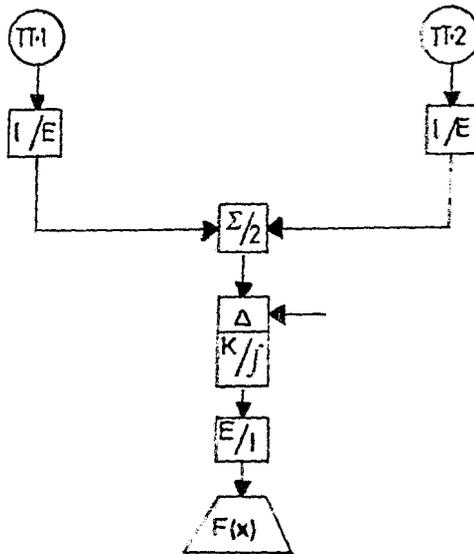
Se requiere un transmisor de temperatura a la salida de los gases (TT-2) y otro a la entrada del aire (TT-1) para que el sistema de control actúe sobre la válvula que suministra vapor al calentador (FV). Si el promedio de las dos temperaturas es menor que el punto de ajuste establecido, entonces el controlador mandará abrir la válvula de vapor y el aire que fluya del calentador aire/vapor saldrá con una temperatura mayor. Si la temperatura promedio es mayor, sucede el caso inverso y el aire saldrá a una temperatura menor. Esto se muestra en la Fig. IV.8.3

y en la Fig. IV.8.4.



Control de temperatura calentador aire/vapor.

Fig. IV.8.3



Sistema de control de temperatura calentador aire/vapor.

Fig. IV.8.4

IV.9 CONTROL DE TURBINA

Una turbina se puede dañar por cambios repentinos en la temperatura del vapor, presión del vapor, pérdida de vacío o pérdida de carga, por lo cual debe contar con un sistema de control que responda adecuadamente a dichos cambios. Además debe tener un sistema de regulación de frecuencia de la energía eléctrica generada.

Se discutirán:

1. Control de turbina mecano-hidráulico.
2. Regulación de frecuencia.

IV.9.1 CONTROL DE TURBINA MECANO-HIDRAULICO.

El vapor que sale del sobrecalentador pasa por las válvulas de estrangulamiento, válvulas del gobernador, turbina de alta presión, precalentador, válvulas de paro de recalentado, válvulas interceptoras, etapas de intermedia y baja presión de la turbina y finalmente el condensador, esto puede verse en la Fig. IV.9.1.

El sistema de control utiliza aceite para operar y este aceite es el mismo que se utiliza para lubricación.

Los controles de la turbina se pueden dividir en: controles de flujo de vapor y controles de protección de la turbina.

a. Controles de flujo de vapor.

Están formados por las válvulas gobernadoras e interceptoras y sus servomotores, éstas determinan el flujo de vapor principal y recalentado, respectivamente. La posición de estas válvulas la regula la presión del aceite de control producida por los dispositivos de control.

En operación normal, las válvulas gobernadoras regulan el flujo de vapor y todas las demás válvulas se encuentran abiertas completamente.

Las válvulas de recalentado controlan el flujo de recalentado a las etapas de presión intermedia y baja de la turbina. Durante una pérdida de carga, o sea un incremento de la velocidad, las válvulas gobernadoras e interceptoras cierran y después las válvulas interceptoras regulan el flujo de recalentado hasta que se disipa todo el vapor proveniente del recalentador que quedó atrapado.

La presión de aceite de control puede generarse en el gobernador principal, regulador de presión de estrangulamiento o en el limitador de carga.

a.1 Gobernador principal.

El gobernador principal produce una presión de aceite que varía de acuerdo a la velocidad de la turbina y controla la velocidad o carga de la misma con un cambiador de velocidad.

El gobernador auxiliar está conectado hidráulicamente al sistema de aceite de control de las válvulas gobernadoras y no tiene cambiador de velocidad.

En el caso de un incremento pronunciado de velocidad por pérdida de carga, el gobernador auxiliar asumirá momentáneamente el control de la turbina, ocasionando que cierren las válvulas gobernadoras e interceptoras. Con estas válvulas cerradas, la velocidad del turbogenerador disminuirá y cuando alcance la velocidad a la que está ajustado el cambiador de velocidad, las válvulas interceptoras regularán el flujo de vapor.

Al disminuir la presión en el circuito del recalentador, las válvulas interceptoras continuarán abriéndose. La velocidad tenderá a disminuir y las válvulas gobernadoras se abrirán para controlar la velocidad.

a.2 Regulador de presión de estrangulamiento.

Supervisa la presión de entrada del vapor y si es menor que un valor predeterminado, cerrará parcialmente las válvulas gobernadoras.

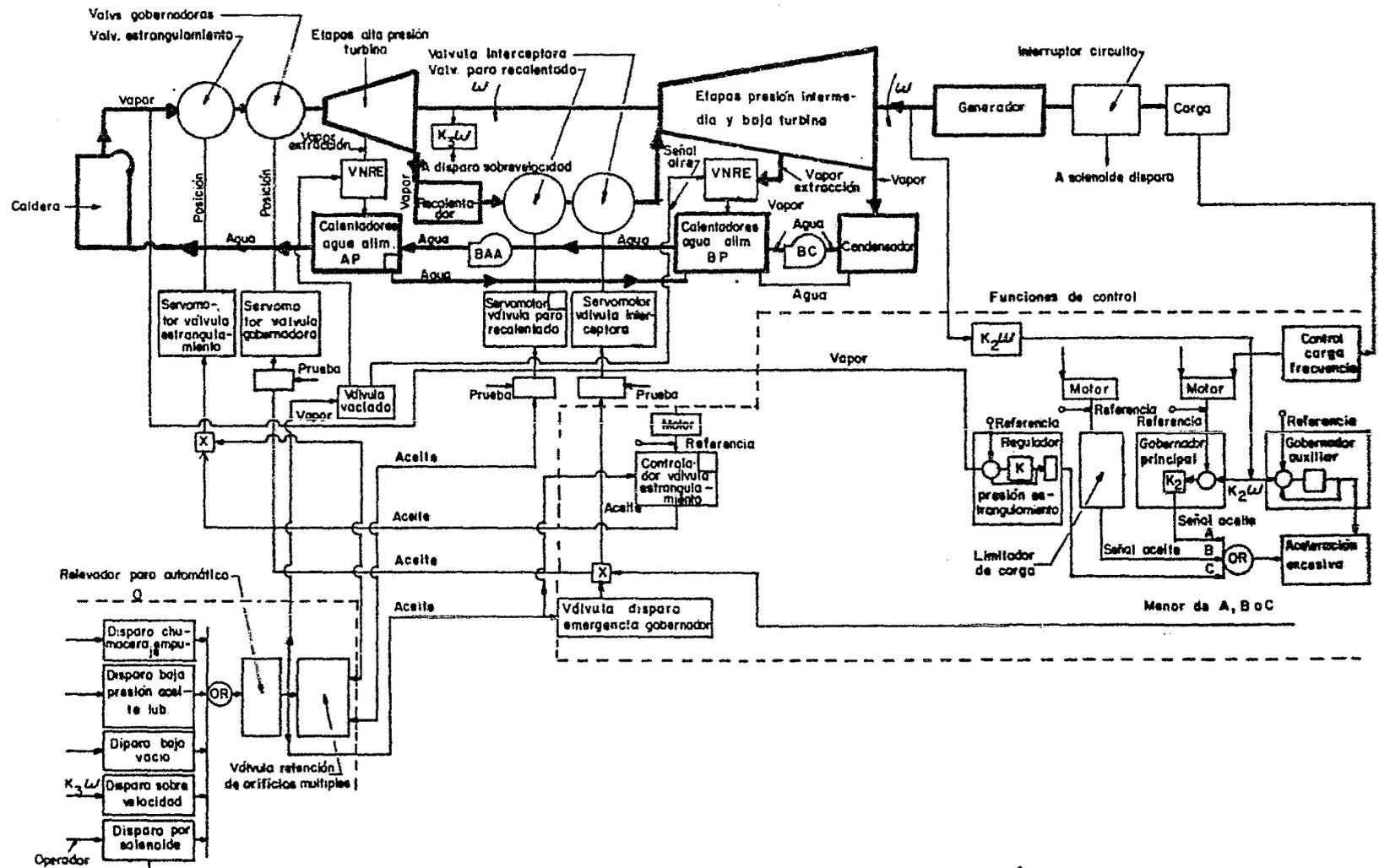
Se requiere que el vapor a la entrada de la válvula de estrangulamiento mantenga las condiciones de diseño del vapor. Si el vapor tiene menos presión que la de diseño, la turbina demandará más flujo de vapor y la presión descendería más. Si hay una caída repentina de presión, habría una demanda de mayor flujo y se podría acarrear agua a la turbina lo que ocasionaría serios problemas.

a.3 Limitador de carga.

Limita la presión del cabezal de aceite de control a cualquier valor que corresponda a la carga máxima deseada. Es una válvula de alivio con carga de resorte muy sensitiva.

b. Controles de protección

Los controles de protección comprenden las válvulas de estrangulamiento y las de paro de recalentado con sus respectivos servomotores. Estas están bajo el control del aceite de paro automático. Las válvulas de estrangulamiento se usan adicionalmente para controlar la presión del vapor durante el arranque.



Sistema de control mecano-hidráulico de la turbina

Fig. IV.9.1

Las válvulas de estrangulamiento cortan el flujo de vapor principal cuando se presenta un disparo por sobrevelocidad. Su servomotor es regulado por el controlador de la válvula de estrangulamiento, que es una válvula reguladora de presión.

Las válvulas de paro de recalentado son una protección adicional para las válvulas interceptoras, son de cierre o apertura totales.

La válvula de disparo de emergencia es operada por cualquier dispositivo de protección, drenando el aceite de control y ocasionando que al liberar su presión, todas las válvulas de admisión de vapor cierren. También cerrará la válvula piloto de las válvulas de no retorno de las extracciones.

IV.9.2 REGULACION DE FRECUENCIA

El par motor de la turbina se transmite a la flecha del generador - que, a su vez, está conectado a un sistema. El generador se caracteriza por:

$$T_m - T_c = J \frac{d\omega}{dt}$$

Donde :

T_m Par motor.

T_c Par de carga.

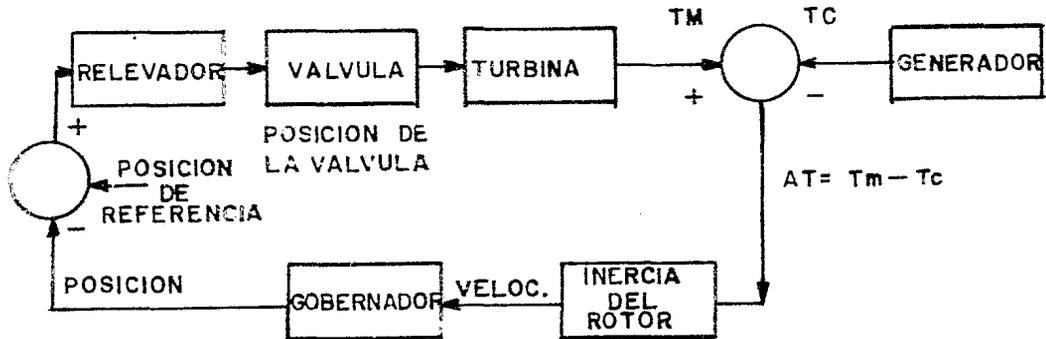
J Momento de inercia

ω Velocidad angular (frecuencia)

Si existen variaciones en la demanda (T_c) o en el par motor (T_m), la frecuencia de generación variará, pues cambiará la velocidad angular.

Los gobernadores se utilizan para asegurar que no haya desviaciones grandes de la frecuencia a pesar de los cambios en la demanda de energía eléctrica. Este se logra por acción directa sobre las válvulas de -

control de admisión de vapor a la turbina. Ver Fig. IV.9.2.



Regulación de frecuencia.

Fig. IV.9.2

Si hay una caída de demanda, el par diferencial ΔT hará que la velocidad de la máquina se incremente. El gobernador responderá cerrando la válvula a través del sistema de control hasta que el par de la turbina (T_m) sea igual al par de la nueva demanda (T_c).

V

Los Sistemas Digitales y su Aplicación a una Planta Termoeléctrica

V.1 CONCEPTOS GENERALES.

Hasta hace apenas unos años, las plantas termoeléctricas contaban con la aplicación de una instrumentación neumática y/o electrónica analógica - convencional, la cual permitía tomar las decisiones pertinentes tanto a los operadores como a los controladores, para corregir las desviaciones en las variables del proceso. Con el incremento en la capacidad de las unidades y la cada vez más estricta regulación sobre el proceso y medio ambiente, trae como consecuencia el desarrollo de nuevas técnicas para la operación y administración de las plantas y los algoritmos de control más complejos.

Con el equipo de medición convencional y la gran cantidad de variables lógicas y analógicas del proceso, no existe forma de alojar físicamente en un tablero normal, la gran cantidad de aparatos requeridos para tal efecto por pequeño que sea su diseño, y en caso de lograrlo, es difícil imaginar que un operador o grupo de operadores supervisarán simultáneamente cada uno de los aparatos a lo largo y ancho del tablero, y mucho menos, analizarlo para tomar las decisiones apropiadas a cada caso. En vista de lo anterior, se han acrecentado sistemas a base de dispositivos electrónicos digitales que facilitarán en el futuro todas estas tareas y permitirán ob-

tener los datos necesarios en forma automática a solicitud del operador, con una precisión y presentación tal, que permita monitorear las variables del proceso y aprovecharlas para su análisis.

V.2 FUNCIONES PRINCIPALES DE LOS SISTEMAS DIGITALES.

La necesidad de contar con la máxima seguridad en las etapas de arranque y paro de una planta termoeléctrica, ha llevado a los ingenieros de proyecto a centralizar toda la información en un solo cuarto de control utilizando sistemas digitales en las siguientes funciones.

- a. Adquisición y procesamiento de datos.
- b. Control lógico.
- c. Regulación o control analógico.

V.2.1 ADQUISICION Y PROCESAMIENTO DE DATOS.

La finalidad principal de estos sistemas es: recopilar información proveniente del proceso, procesarla y presentarla al operador de una manera útil y fácil de analizar, mediante las siguientes funciones.

a. Medición.

La medición recibida por los diferentes canales (un canal representa una variable del proceso), variará dependiendo del tipo de medición que se esté realizando; estas mediciones pueden ser voltajes de C.D. desde -10 volts; corrientes de 4 a 20 ma.; mediciones de resistencias, mediciones de tempores (tipo J, K, T, E, R, S, B), pulsos eléctricos, etc.

b. Muestreo.

Se realiza mediante un monitoreo de las diferentes variables del proceso, actualizando la base de datos residente en las memorias del sistema y presentando éstos a través de pantallas (CRTs) que se encuentran conectadas al sistema y en las cuales se muestra la siguiente información, ver

Fig. V.2.1

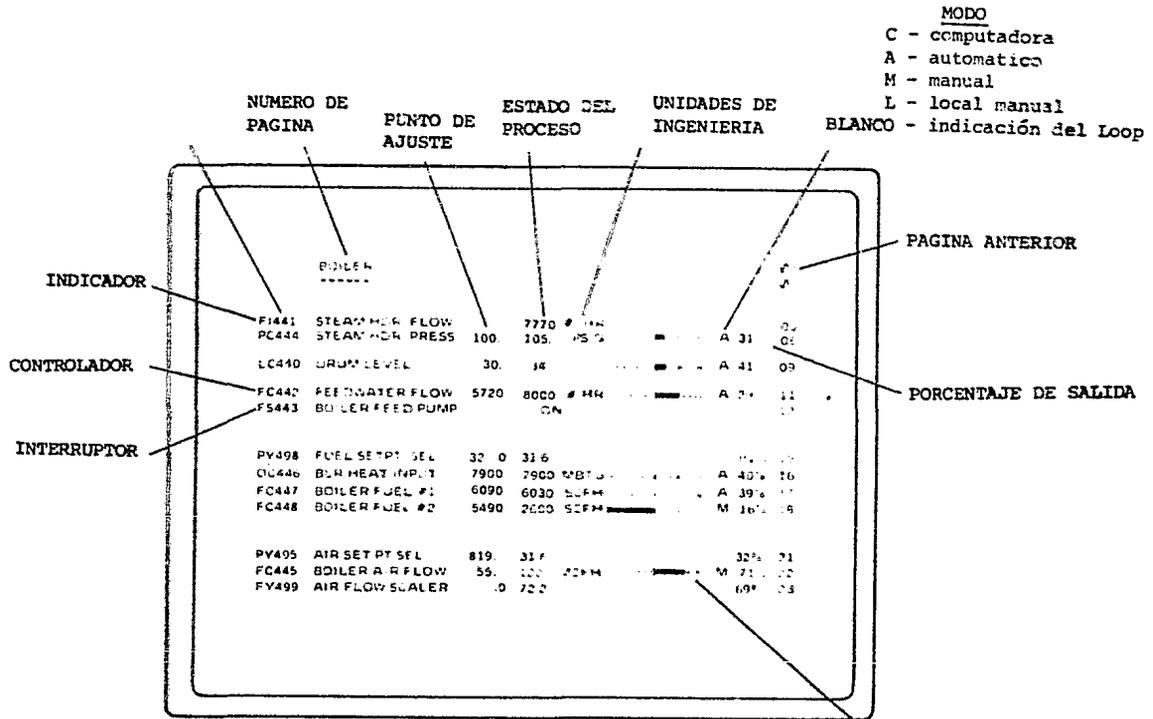


Fig. V.2.1

c. **Computo.**

Con cada una de las variables o un conjunto de ellas se realizan operaciones aritméticas de las cuales se pueden obtener cálculos de eficiencias, consumos térmicos, costos promedios, etc .

d. **Alarmas.**

Cada uno de los lazos o una de las variables son comparados con valores ya preestablecidos como máximos y mínimos ó contra límites variables-provenientes de alguna función.

Quando alguna de estas condiciones se presenta, es transmitida al operador inmediatamente a través de una alarma en la consola; adónde ésta -- atraerá la atención del operador para indicarle por medio de un diodo emisor de luz (led), en qué página se encuentra la condición de error, con -

la cual el operador se comunicará por medio del 'CRT' al lazo o variable que en ese momento se encuentre en una situación de alarma, ver Fig. V.2. 2.

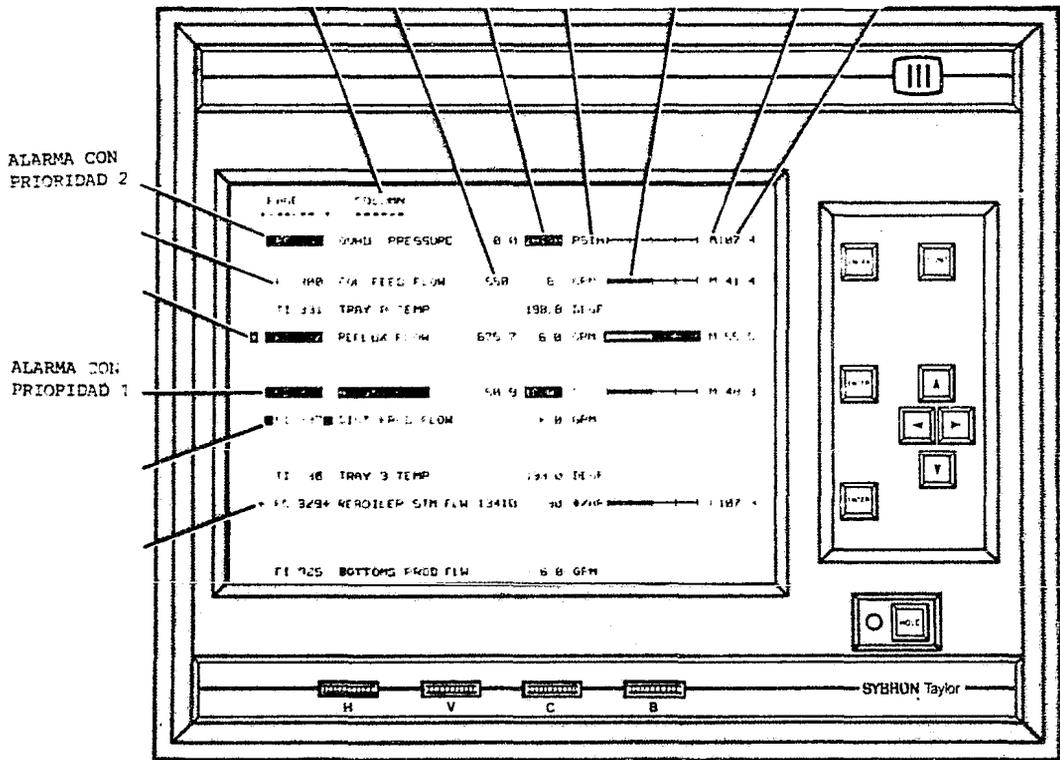


Fig. V.2.2

e. Listados.

Se pueden presentar listados de grupos de variables en forma periódica, sobre una base de tiempo variable. Estos listados dependerán del tipo de programación que se haya seleccionado en su generación, como por ejemplo; relatorio periódico de las variables más importantes, alarmas de las últimas ocho horas, etc.

f. Gráficas y diagramas.

En base a los datos almacenados en la memoria del sistema, se pueden presentar en el 'CRT' gráficas del comportamiento de cualquier variable o lazo de control en función del tiempo. También se pueden presentar semi--

gráficos o diagramas de flujo rítmicos con la intervención de valores lógicos y analógicos de cualquier sección de la planta en forma clara y atractiva ya que se pueden mostrar en su forma usual o a colores, ver Fig. V.2.3.

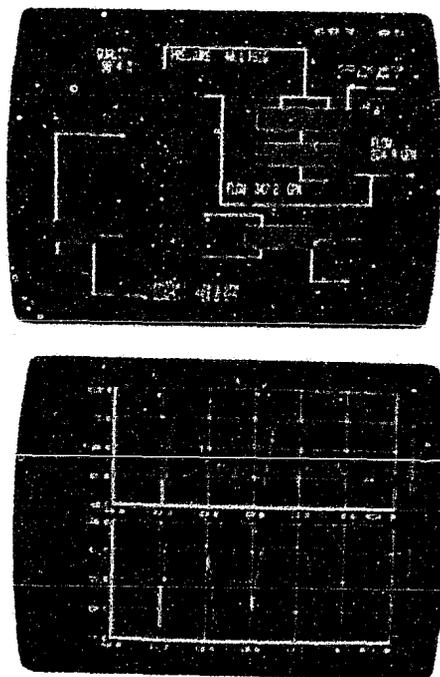


Fig. V.2.3

g. Guía operador.

Esta función consiste en seleccionar una secuencia de arranque de alguna parte de la planta, y con ello aparecerán instrucciones en la pantalla, las cuales el operador deberá seguir en el orden en que éstas aparezcan. Las instrucciones pueden provenir del análisis de señales lógicas, analógicas o de cálculo.

V.2.2 CONTROL LOGICO.

Los sistemas de control lógico tienen como función principal satisfacer todas las necesidades de control secuencial, 'interlocks', etc. de una planta termoeléctrica.

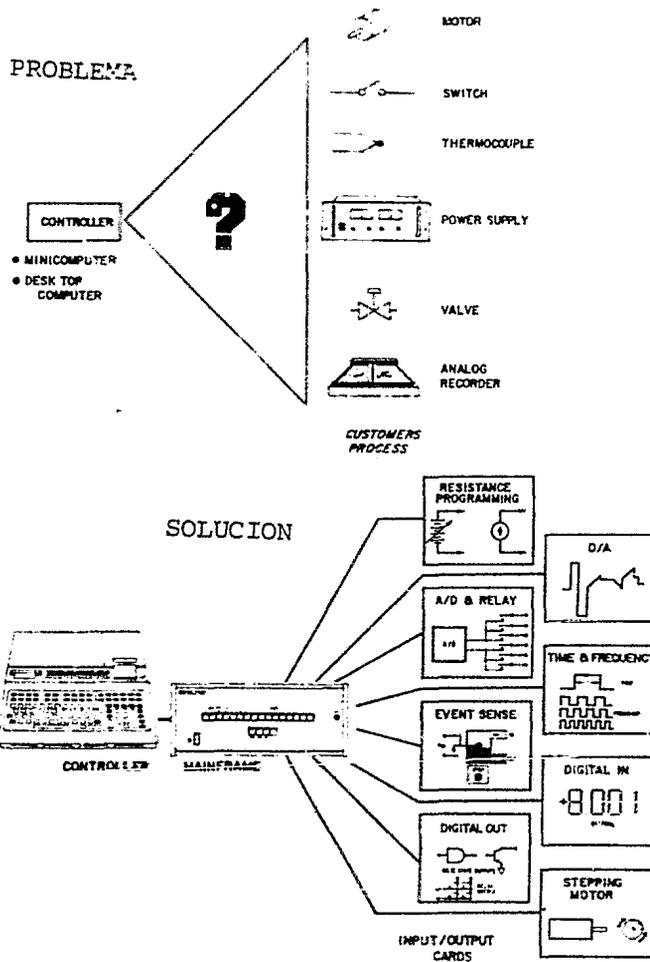


Fig. V.2.4

Se caracterizan por accionar elementos que actuan en dos estados; conectado (ON), desconectado (off). Estos sistemas son cada día más utilizados para complementar los sistemas de control convencionales; para ello se utiliza un controlador programable capaz de resolver cualquier ecuación booleana de acuerdo a un programa almacenado en una memoria específica para cada caso, ver Fig. V.2.4.

Los controladores programables están reemplazando a los sistemas lógicos realizados con relevadores electromecánicos de lógica alamburada.

V.2.3 REGULACION O CONTROL ANALOGICO.

Los sistemas de control analógico, sobreponen a los sistemas de control convencional existentes en una planta termoeléctrica, con una estructura similar a los ya vistos en el capítulo II.5 de ésta tesis (cascada, relación, impulso hacia adelante con realimentación, etc). Estos a su vez se subdividen en:

- a. Control supervisorio.
 - b. Control digital directo.
- a. CONTROL SUPERVISORIO.

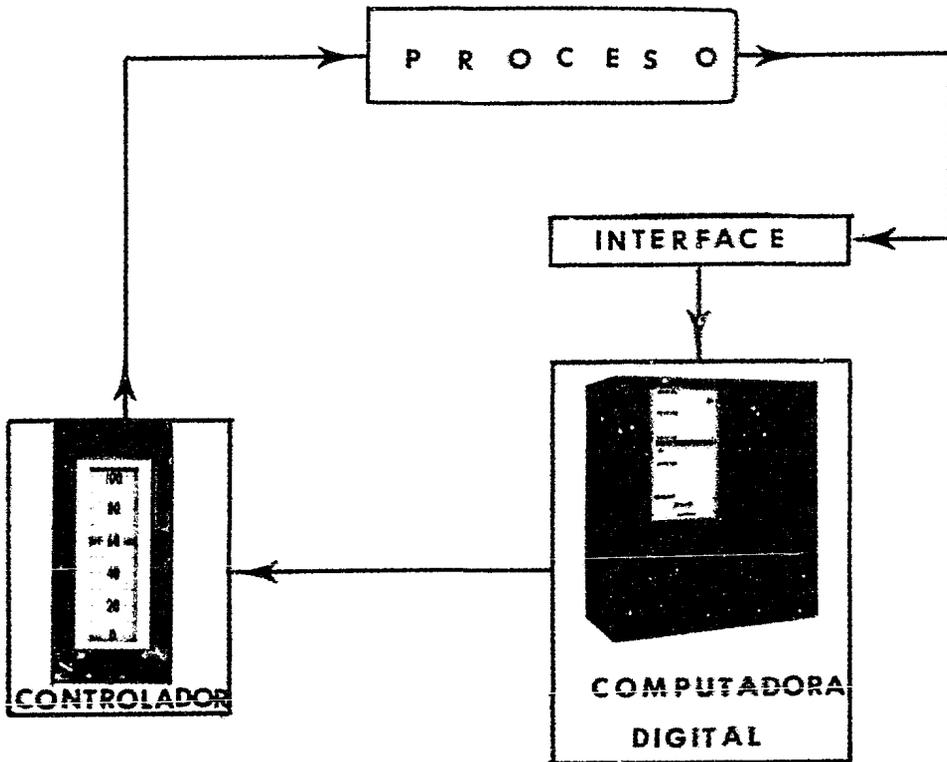
En este sistema de control, la computadora es programada para operar el punto de control requerido de las variables críticas del proceso. Este valor se convierte en el punto de ajuste de un instrumento controlador -- analógico, que controlará a la variable de proceso correspondiente. Este enlace entre el controlador analógico y la computadora digital permite la optimización del proceso.

Este sistema tiene la ventaja de que en caso de falla de la computadora, el controlador analógico continua sosteniendo el punto de ajuste en la última posición establecida, ver Fig. V.2.5.

- b. CONTROL DIGITAL DIRECTO.

Un sistema de control digital directo (DDC), utiliza una computadora digital como un controlador de tiempo compartido, en lugar de un controlador analógico por cada lazo de control. La computadora puede ser programada para funcionar como un controlador de uno, dos ó tres modos de control y poder con esto sintonizar cada lazo de control, ver Fig. V.2.6.

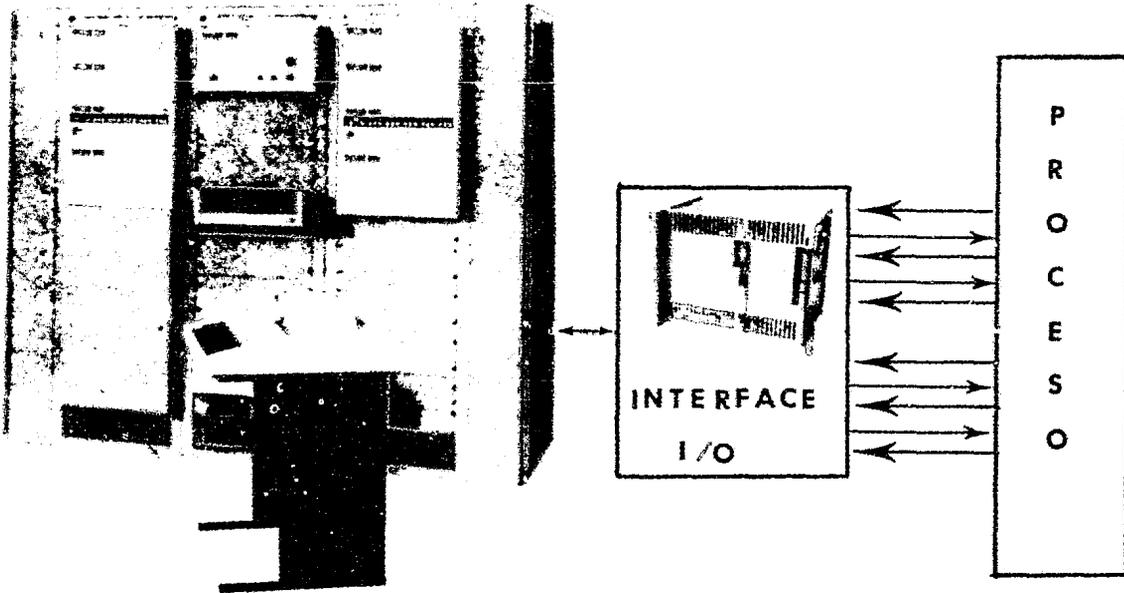
La velocidad con que una computadora digital opera, le permite monito



Sistema de Control Supervisario
Fig. V.2.5

rear cientos o miles de entradas mediante un sistema de multiplexaje, realizando las operaciones necesarias y transmitiendo la información a cada elemento final de control y éstos a su vez manteniendo en control al proceso.

En lo que se refiere al control analógico por computadora en plantas termoeléctricas, la tendencia actual es utilizar el control digital directo en forma distribuida, por así convenir a la operación de la planta; -- por lo que a continuación se describen las funciones principales que contiene el sistema DDC.



Sistema de Control Digital Directo

Fig. V.2.6

- a. La función principal del sistema de control digital directo es automatizar casi todas las funciones del equipo principal en los pasos de --- arranque, operación y paro. Los rangos de las variables en los pasos de - arranque, desde que se encuentra la caldera apagada, hasta el encendido - del modo de control coordinado caldera-turbina; el paso de paro, desde el apagado del modo de control coordinado caldera-turbina hasta que la calde - ra se encuentra apagada. Estas funciones del equipo difícilmente pueden - automatizarse utilizando únicamente equipo de control analógico, debido - a la complejidad de las operaciones y las amplias variaciones en las con - diciones dinámicas de la planta.
- b. Se proveen algoritmos de control complejo para tomar decisiones cor - prensivas sobre numerosas variables de estado de la planta y para control - de las predicciones de lazos de control con grandes constantes de tiempo-

tales como la dinámica de la temperatura del vapor de salida y temperatura del vapor del flujo principal.

c. Los algoritmos de control se variarán dinámicamente para adaptarse al tiempo de control, a los cambios en la dinámica y al estado de la planta.

d. La ganancia proporcional e integral se corrige de acuerdo a la ganancia de la planta, la cual varía con el estado de operación de la misma (principalmente por la carga de la caldera); para asegurar un control estable sobre un amplio rango de carga.

e. El estado de control se monitorea en varias partes de la planta, coordinándose así la operación total de la misma.

f. Con el fin de ajustarse a las regulaciones de protección del medio ambiente, se colectan datos de concentración en los gases de chimenea y otros datos ambientales.

g. Se calculan y registran las emisiones totales de contaminantes y se efectúa monitoreo de alarma.

h. Se calcula el contenido de azufre del combustible, para satisfacer las regulaciones mientras se computa y trata de alcanzar las condiciones de humedad para compensar el nivel adecuado de contenido de azufre; todo esto con el propósito de que todas las regulaciones de protección se adecúen en forma inmediata.

j. Se efectúa el monitoreo detallado de la planta, y en caso de falla, se conserva la seguridad del control por medio del control correctivo, control fijo de las válvulas, etc.

k. Se transmiten en multiplex las principales variables de estado de la planta que serán utilizados para el control digital directo.

- l. Las mismas variables de estado se toman en sensores plurales, y con base en ellas se producen valores de alta confiabilidad. De este modo --- cualquier falla de operación de la computadora debida a anomalías de la señal, queda prevenida.
- m. Confirmando la operación de la computadora, ya sea en forma directa o indirecta, cualquier falla en el equipo de control o en la computadora misma, es detectada en una de sus primeras etapas.
- n. Se efectúa una prueba de razonabilidad última de las señales actuadoras al momento de la salida, para prevenir que cualquier señal actuadora no razonable sea enviada al exterior.
- o. Para salidas de control de la computadora, se proveen 'interlocks' tanto para 'software' como para 'hardware'. También se provee de 'interlocks' en el actuador ó en el dispositivo de control del lazo secundario, a través de los cuales se lleva a cabo el control por computadora para -- prevenir completamente cualquier tipo de señales de salida erróneas.
- p. Las variables de estado de la planta relevantes al control son monitoreadas en forma constante, y cuando se desarrolla una falla en la planta, se lleva a cabo un control correctivo al control de valor fijo y del bloque de control, para conservar la seguridad del mismo.
- q. Dividiendo los pasos de arranque y paro en varios subsistemas y empleando el método de orientación de eventos en el sistema de 'software', se logra que el control de los subsistemas se aparte rápidamente a los -- cambios de estado de la planta. De este modo, puede efectuarse el control de acuerdo con el estado presente y es posible utilizar el control por -- computadora en una forma fácil, a partir del momento intermedio del arranque o paro de la planta.

r. Al cambiarse de operación manual al control por computadora, se asegura la facilidad de operación en la consola del operador, incorporando una función de recuperación y una de balance automático; esto mejora aún más la adaptabilidad.

La Fig. V.2.7 muestra el arranque de la planta termoeléctrica con el sistema por computadora.

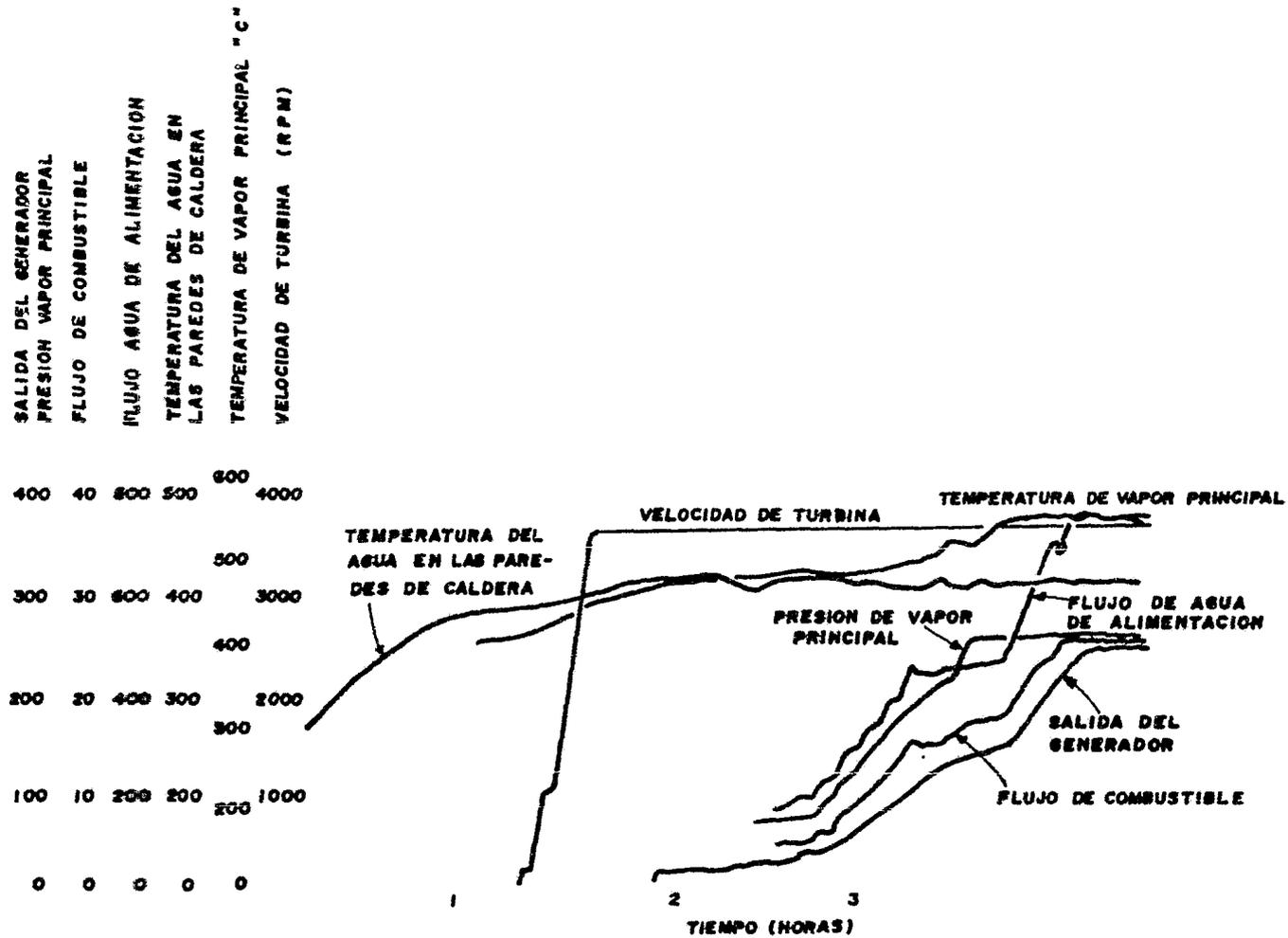
V.3 EQUIPOS PRINCIPALES DE LOS SISTEMAS DIGITALES.

A continuación se mencionarán los equipos básicos que constituyen y son utilizados dentro de los sistemas digitales.

V.3.1 DATA LOGGER Y ADQUISICION Y PROCESAMIENTO DE DATOS.

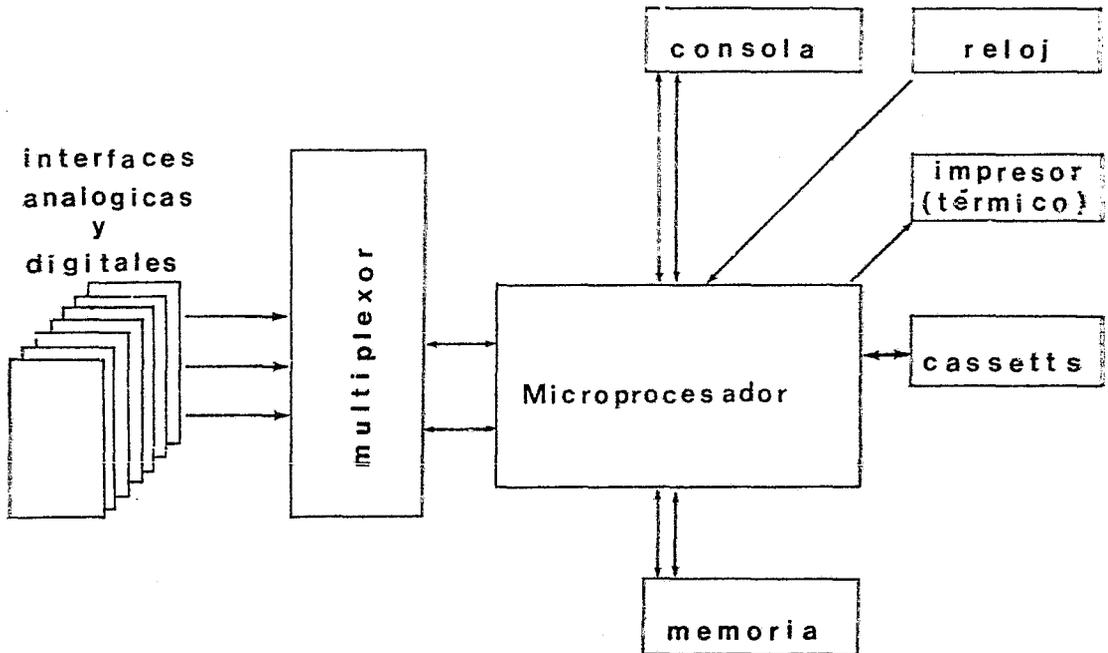
Las funciones de los sistemas de data logger's y adquisición y procesamiento de datos son realizadas mediante la utilización de un microcomputador y un minicomputador respectivamente; esto se debe al manejo y presentación de los datos obtenidos en cada una de las mediciones que son conectadas a cada uno de ellos, ya que un data logger cuenta generalmente con un impresor térmico de 32 caracteres por línea, memoria virtual que habitualmente se encuentra en 'cassetts' y un panel en el cual aparecen canal, rango, unidades, punto de ajuste y alarmas; por lo que la presentación de datos tendrá que ser muy concreta tanto en el impresor como a través del panel.

En tanto que un sistema de adquisición y procesamiento de datos cuenta con una capacidad en memoria de hasta 2 MB, impresores de alta velocidad con 132 caracteres por línea, memoria virtual a través de disco y cinta magnética, así como hasta 32 'CPTs' conectados al sistema; por lo cual la presentación de los datos de cada una de las mediciones diferirá en --



Arranque de la planta termoeléctrica con el sistema por computadora.
 Fig. V.2.7

mucho de la información que proporciona un data logger, ya que la información puede ser a través de gráficas, reportes, histogramas, etc. Las Figs. V.3.1 y V.3.2 muestran el equipo de un sistema de data logger y de adquisición y procesamiento de datos.



Sistema de Data Logger.
Fig. V.3.1

El siguiente ejemplo se basa en la información que proporciona el equipo de un sistema de adquisición y procesamiento de datos, ya que puede decirse que un sistema de data logger es un sistema de adquisición y procesamiento de datos pero con muchos menos recursos.

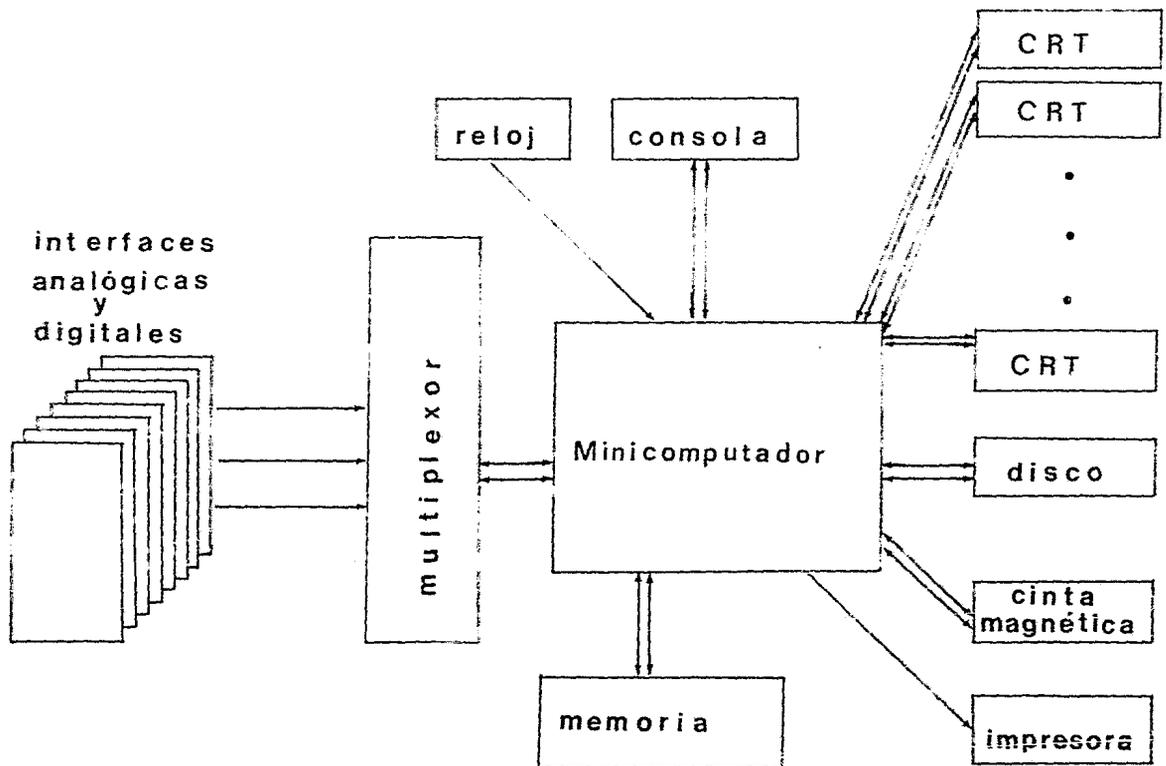
Basados en la Fig. V.3.2, las señales enviadas a través de sensores o transductores son recibidas (dependiendo del tipo de señales) en las diferentes interfaces (tarjetas) analógicas o digitales. Estas tarjetas

además se encargan de convertir estas señales, en señales que puedan -- ser alimentadas a la unidad de procesamiento mediante el uso de un multi-plexor, el cual tiene la función de llevar la información de cada uno de los canales que son requeridos por el operador o por la programación del sistema.

Los datos recibidos son alojados en la memoria, donde además se encuentra la programación del sistema y los datos recibidos de los cálculos realizados por el procesador. La capacidad de memoria dependerá de la cantidad de canales que tenga conectados y del tipo de programación que vaya a realizar.

De acuerdo a la programación, el sistema enviará los datos obtenidos de las mediciones y cálculos que con ellos se realizan, por medio de --- CRTs en los cuales la información puede aparecer mediante diagramas que representen un 'loop' del proceso ó bien a través de reportes en los --- cuales se encuentran decisiones a ejecutar o también información que es pedida por el operador. Incluso esta información puede ser enviada me--- diante un impresor, para llevar una bitacora de cada una de las mediciones que estén conectadas al sistema.

Existen otras formas, por medio de las cuales la información puede --- ser almacenada; una de éstas es utilizando unidades de almacenamiento mediante las cuales, además de almacenar la información, se puede incrementar la memoria en forma virtual, dando como resultado el poder tener una gran cantidad de datos durante un largo período y así obtener un mejor - seguimiento de las mediciones realizadas; estas unidades son la cinta -- magnética y la de disco. Además éstos sistemas cuentan con un reloj por medio del cual se pueden definir tiempos en una medición (de salida y -



Sistema de Adquisición
y Procesamiento de datos.
Fig. V.3.2

de envío) de un conjunto de canales.

El tiempo en la medición nos sirve para minimizar el lapso que necesita el sistema en realizar una lectura así como la velocidad en el muestreo que necesite para alguna o varias de ellas, permitiendo tener un control más exacto de aquellas variables que tienen una variación más rápida, mientras que en aquellas en las que su variación es más lenta, tener un intervalo mayor en su medición.

El tiempo de envío es el que se requiere para poder transmitir los datos de las mediciones a la unidad de cómputo y realizar con éste ciertos cálculos, así como poner etiquetas a los datos para poder identificar que medición corresponde a que canal.

El tiempo de salida es el utilizado por el sistema para imprimir, -- grabar o desplegar en una pantalla la información, en este período el -- sistema puede estar realizando otras funciones. En el ejemplo, sí se -- desean realizar las mediciones del canal 1 al 20 e imprimir sus valores, así como la lectura de los canales 50 al 60; la forma como se haría es -- como se muestra en la Fig. V.3.3.

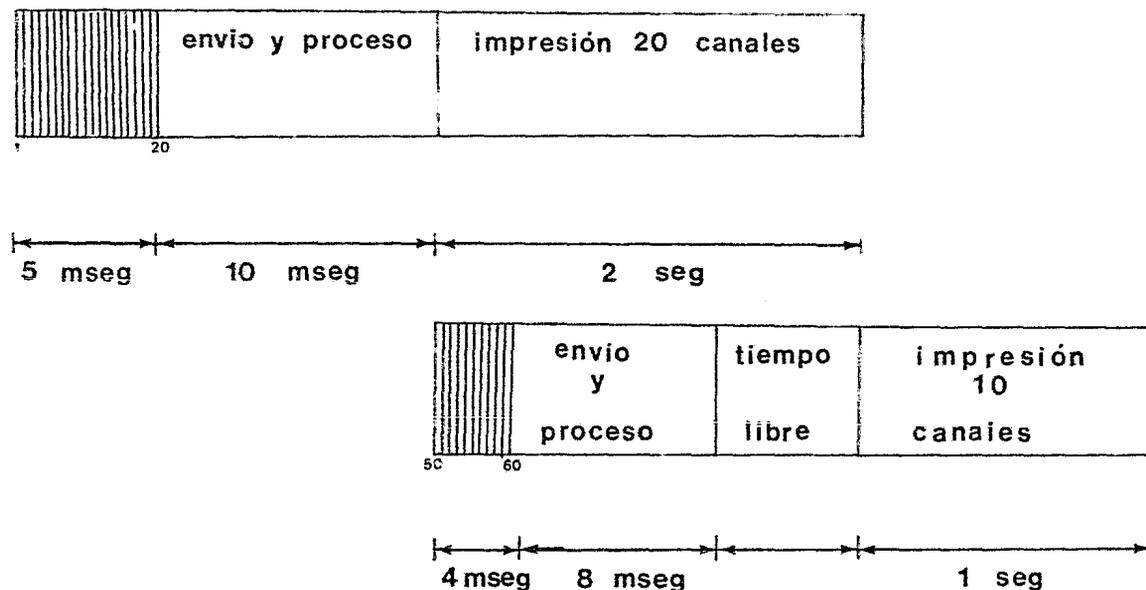


Fig. V.3.3

El tiempo que toma para llevar a cabo lo anterior es de 3.0015 seg -- que sería el lapso requerido para repetir la misma función.

La mayor parte de estas funciones pueden ser ejecutadas usando un data logger, pero la cantidad de información y presentación, diferirán en -- mucho con respecto a un sistema de adquisición y procesamiento de datos.

V.3.2 CONTROLADORES PROGRAMABLES.

Los controladores programables monitorean constantemente los elemen -- tos conectados como entradas, y basados en un programa apropiado contro -- lan los elementos conectados como salidas. Su programa le permite reci--

bir y almacenar listados de la secuencia de operación, los cuales manejara bajo ciertas condiciones.

En su más simple operación, los controladores programables pueden actuar más operaciones de control para las que comúnmente se usaban relevadores, sensando el estado de cada elemento de entrada conectado; estos - elementos pueden ser: switches limitadores, botones pulsadores, switches de presión, switches selectores, elementos de estado sólido.

Basados en la información de entrada, los controladores programables actúan los elementos de salida de acuerdo a como se estructuró su programa; los elementos de salida pueden ser: solenoides, arrancadores, alarmas, indicadores.

Una de las ventajas de los controladores programables sobre los sistemas alambrados con relevadores, es la programación; ya que mientras en un tablero de relevadores, se requiere realamburar el mismo para cambiar las condiciones del control del proceso, el controlador simplemente se - reprograma para producir el mismo efecto. Cuenta también con la capacidad de almacenar valores con tres dígitos, lo cual le proporciona capacidad de manejar varias funciones adicionales como son: timers, contadores operaciones aritmeticas, comparaciones, transferencia de datos.

Las operaciones con valores son programables, lo cual le da al controlador una gran flexibilidad en el manejo de operaciones numéricas.

V.3.3 CONTROL DIGITAL DIRECTO.

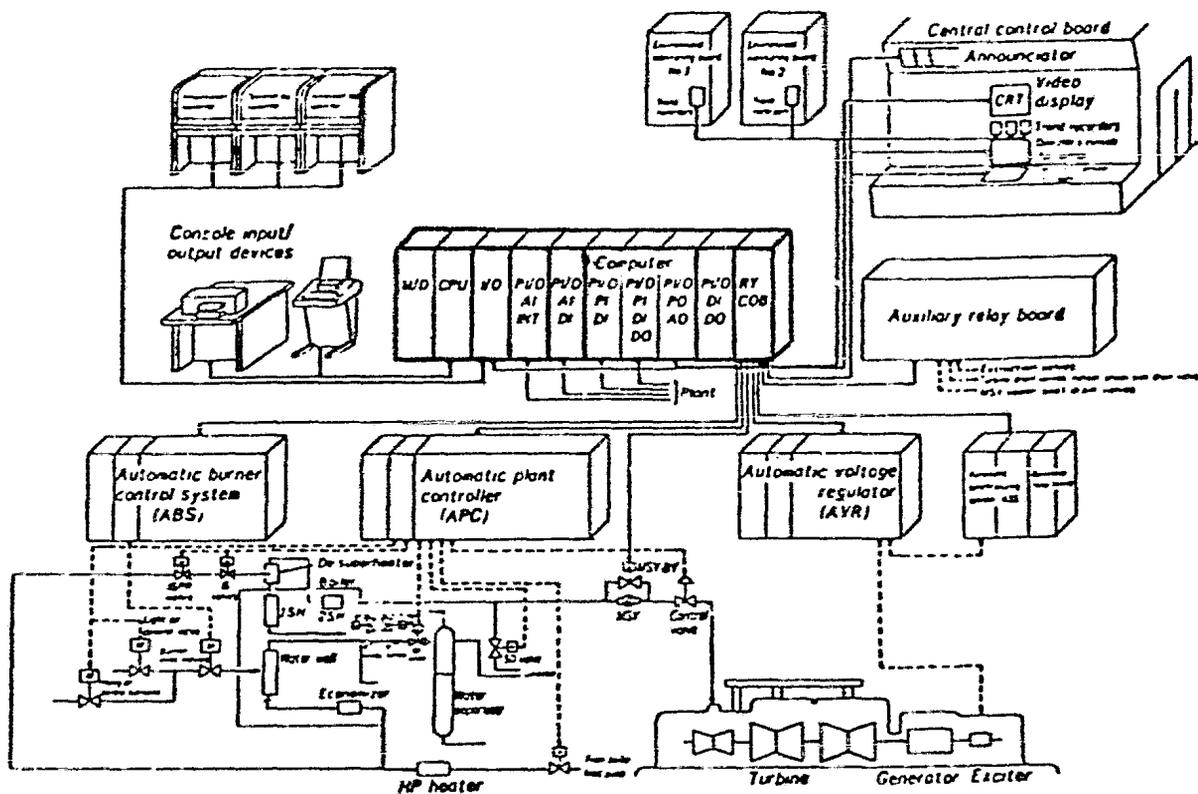
Este sistema tiene como unidad central una computadora digital de - control en la que se encuentran todos los algoritmos necesarios para la regulación del proceso de la planta termoeléctrica.

La computadora supervisa todos los dispositivos de control de lazo -

y los dispositivos de control secuenciales y efectúa varios controles a través de estos dispositivos u operando directamente los actuadores.

El sistema de control por computadora consta de: una unidad de procesamiento central con una capacidad de memoria de 24 KB; interface de entrada y salida; tambor magnético con capacidad de almacenamiento de --- 384 KB; consola del operador con 'CRTs' para realizar las funciones de adquisición y procesamiento de datos.

La Fig. V.3.4 muestra la configuración del sistema de control por computadora.



Sistema de Control por Computadora.
Fig. V.3.4

VI

Criterios de Diseño de Cuartos de Control

VI.1 CONCEPTOS GENERALES.

Los cuartos de control de plantas termoeléctricas han llegado a ser el centro de todas las actividades relacionadas con la operación y la seguridad de la planta. El cuarto de control incluye tanto dispositivos primarios para la operación de la planta como dispositivos secundarios, como son los de respaldo, prueba e ingeniería. La coordinación y supervisión de todas las funciones de mantenimiento, operación, ingeniería y prueba tienen lugar en el cuarto de control.

Básicamente el arreglo de cuartos y tableros de control ha sido de una manera costumbrista. El diseño de cada cuarto de control refleja la experiencia, historia, opiniones y hasta la aceptación de nuevos conceptos de alguna empresa en particular, lo que se hace notar en la no existencia de cuartos y tableros de control estandar. Por lo menos existen tantos arreglos de cuartos de control, formas y tamaños de tableros como plantas termoeléctricas hay.

El término cuarto de control cubre el área donde están localizados los tableros centrales de operación y control de la planta, así como un buen número de otras áreas funcionales relacionadas físicamente, las cua-

les, por lo general, son proporcionadas para archivo, supervisión, conferencias, visitantes, almacenaje y mantenimiento; de hecho puede ser el área de toda la planta que está ocupada todo el tiempo.

Muchas empresas han hecho estudios para perfeccionar el diseño de cuartos y tableros de control y en muchos casos se desarrollan maquetas a escala real de los tableros analizándolas mediante la simulación de la operación de la planta, e indudablemente estos estudios han generado arreglos de cuartos de control que perfeccionan su operación. En algunos casos el área primaria de control ha sido reducida en tamaño mediante la selección cuidadosa y el uso de dispositivos miniatura; así los graficadores y pantallas 'CRT' operados mediante computadora son frecuentemente usados como suplemento o reemplazo de instrumentos convencionales.

En el diseño de cuartos y tableros de control, interviene en gran medida el factor humano, ya que se ha constatado que los tableros largos y cuartos grandes han contribuido a la confusión y fatiga de operador, dando como resultado errores de operación. La gran cantidad de instrumentos y alarmas independientes se hacen suponer como algunas de las causas para la saturación del operador durante condiciones anormales.

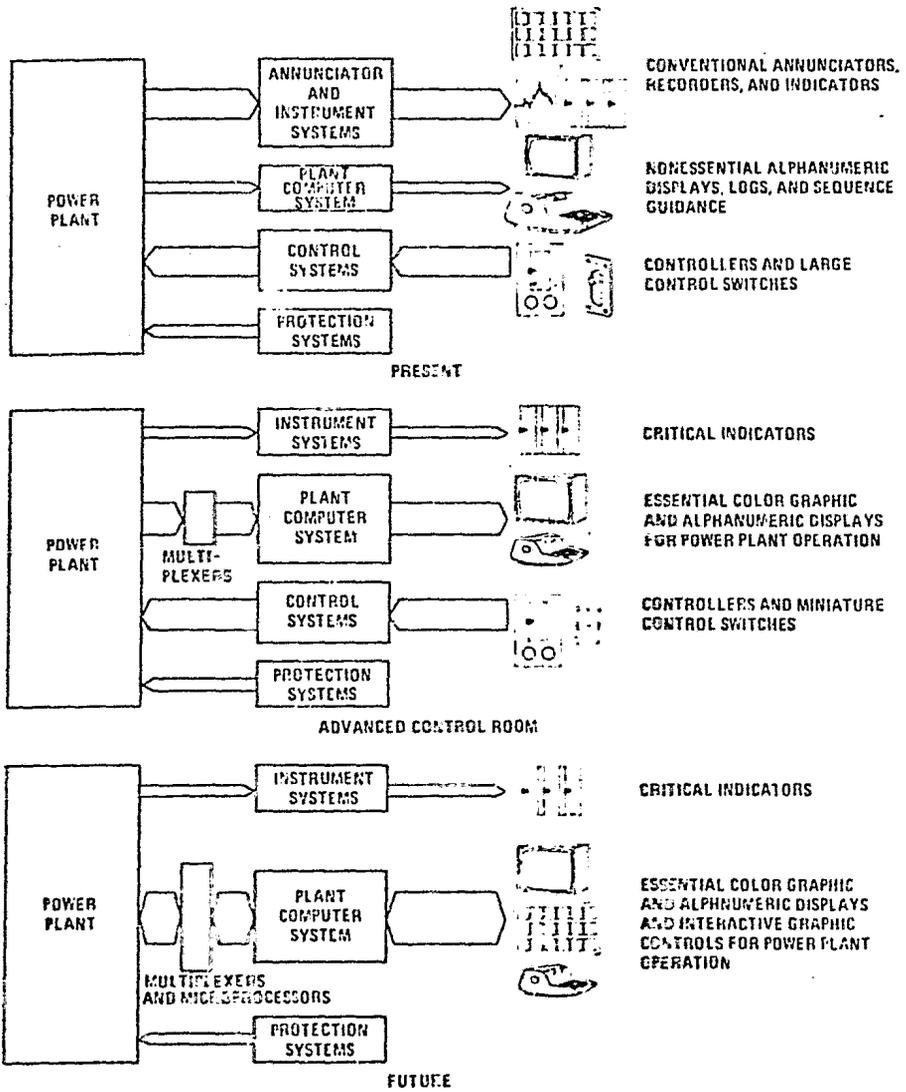
En los cuartos de control avanzados se emplean sistemas de computadora y pantallas de video 'CRT' en lugar de muchos dispositivos convencionales para proporcionar información comprensible y en forma compacta a los operadores. Estas pantallas pueden combinar datos del proceso o procesos para dar una información más completa al operador. Mensajes guía al operador minimizan el tiempo de operación y los errores, reduciendo la dependencia del operador con su memoria y con los procedimientos escritos. Los

actuales sistemas de computadora pueden proporcionar la confiabilidad, -- flexibilidad y rapidez necesaria para la operación óptima durante la vida de la planta. Cuando se proporciona un cuarto de control avanzado con sistema de computadora, la operación de la planta es más dependiente de éste último que en la mayoría de los cuartos de control actuales.

El diseño de cuartos de control basado en el análisis funcional del uso de los factores humanos y principios de ingeniería, puede perfeccionar en mucho la operación de la planta, proporcionando tableros de operación en forma compacta con 'CRTs' entendibles y con un mínimo de distracción. Se puede también disponer de multiplexores remotos para reducir los costos y el volumen de cableado usando sistemas convencionales de control y protección.

La Fig. VI.1.1 ilustra la relación entre los arreglos de los sistemas de control, protección e indicación de los cuartos de control presentes, avanzados y futuros. Los cuartos de control avanzados retienen únicamente los indicadores críticos de diseño convencional. Los multiplexores remotos y el sistema de computadora proporcionan las alarmas, las indicaciones, la información a través de 'CRTs' y las gráficas en impresora. En el futuro se espera que el sistema de computadora para control de plantas termoeléctricas incluya multiplexores remotos y microprocesadores distribuidos como es el caso de la planta de Río Escondido.

El 'hardware' del sistema de computadora está listo para usarse en los cuartos de control de las plantas termoeléctricas. El desafío de la industria de la generación de energía eléctrica es el desarrollar la ingeniería y programación 'software' necesarias para mejorar el uso de este nuevo y versátil sistema en el proceso. De hecho, el diseño de 'CRTs' es



Relación de los sistemas de computadora en las Plantas Termoelectricas.

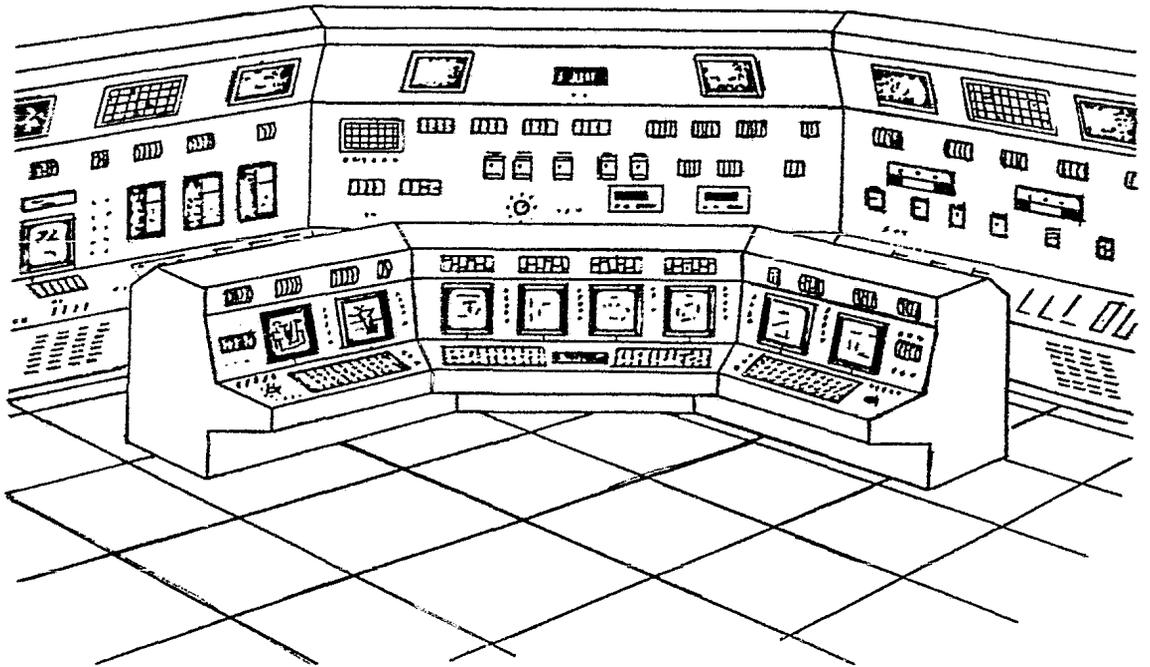
Fig. VI.1.1

una nueva área de trabajo para los diseñadores de cuartos de control avanzados, ya que en éstos debe proporcionarse la información requerida para la operación y prueba de la planta, que debe también coordinarse con los procesos, equipos y sistemas de control.

Aunque la mayoría de las plantas termoeléctricas de nuestro país han sido construidas sin dispositivos y cuartos de control avanzados, la --- COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD y el INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELECTRICAS realizan la tarea de obtener el grado de automatización de las mismas, para que de alguna manera se inicie el uso del equipo mencionado con el objeto de mejorar la seguridad y disponibilidad de las plantas. De la misma forma tienen proyectado generar el 'software' requerido por éstas, iniciando esta tarea por medio de un sistema de adquisición de datos que se implementará en la planta termoeléctrica de Tula que en la actualidad cuenta únicamente con tableros convencionales.

VI.2 TABLEROS DE CONTROL.

Los diseñadores de cuartos de control han reconocido ampliamente algunos aspectos básicos en la operación de las plantas termoeléctricas, como el siguiente; cuando uno o más operadores están ocupados varias horas durante los estados de mayor cambio de carga, por lo que es necesario que los tableros de control deban estar diseñados de tal forma que faciliten el manejo y control de los mismos. De la misma manera cuando existen largos periodos de estabilidad, el operador debe poder apreciar el estado de la planta, para así estar alerta a las anomalías y tomar las acciones correctivas requeridas, para estas se proporcionan alarmas, 'CRTs' y sistemas de control como se observa en la Fig. VI.2.1.



Tablero de control.

Fig. VI.2.1.

VI.2.1. CARACTERÍSTICAS DE DISEÑO.

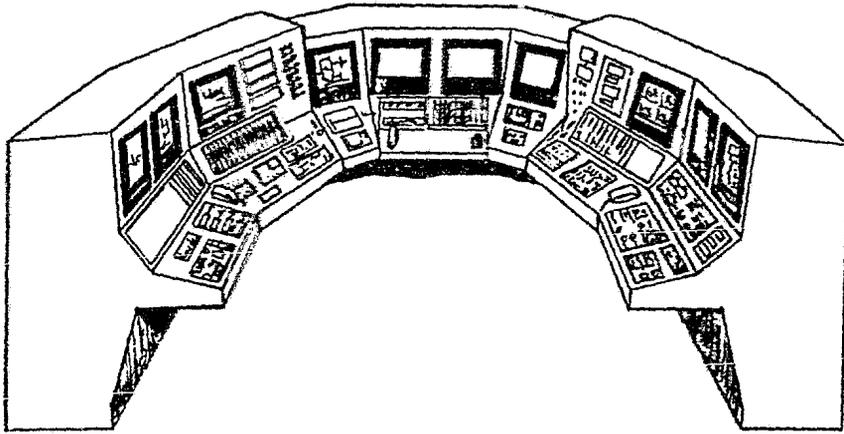
Las bases costumbristas sobre las cuales los cuartos y tableros de control son diseñados resultan en la actualidad con una combinación de diferentes características en el diseño de al menos cada cuarto y tablero existente. La historia y la experiencia de las empresas, junto con la opinión de su personal, forman el criterio de diseño de los tableros de control.

Las siguientes son algunas de las características de diseño que se consideran importantes ya que se presentan frecuentemente.

a. Condiciones de operación.

Algunas empresas y firmas de ingeniería, han hecho hincapié por muchos años en que la utilización de una área de control primaria suficientemente pequeña para un operador, o lo suficientemente grande para varios operadores (cuando se requiera), cumple con las ventajas y metas requeridas, como serian una respuesta rápida del operador basandose en el completo conocimiento de las condiciones de la planta y la reducción de personal requerido para su operación; la Fig. VI.2.2. muestra un arreglo para varios operadores. Para lograr lo anterior es necesario que los futuros operadores reciban un entrenamiento completo para saber responder a cualquier anomalía; esto significa que debe conocer y "palpar" todas las posibles anomalías que ocurren en una planta termoelectrica así como tambien enseñarsele a tomar las acciones necesarias para corregirlas. Es obvio que esto no puede llevarse a cabo en una planta real, puesto que el generar estas anomalías, se tendrían pérdidas muy elevadas. Es por esto que CFE e IIE están trabajando en un proyecto denominado Simulador, que consiste en la construcción del modelo

de una planta termoeléctrica y en el cual se representarán todas las posibles fallas; de esta forma se les facilitará el entrenamiento requerido. De la misma manera, se simulará el medio ambiente de trabajo con el objeto de que el futuro operador no tenga problemas de adaptación.



Tablero para varios operadores

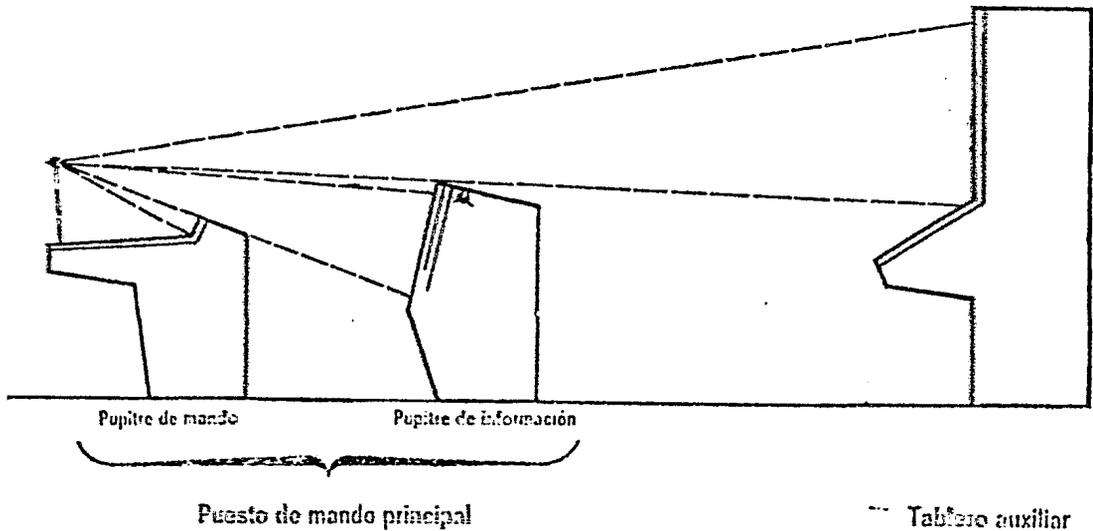
Fig. VI.2.2.

También es necesario llevar a cabo una selección cuidadosa de los aparatos que están en los tableros primarios y el uso de dispositivos pequeños. Los dispositivos o aparatos que no se usan frecuentemente deben ser colocados en tableros secundarios fuera del área de operación primaria, como lo muestra la Fig. VI.2.3.

b. Aparatos y dispositivos de control.

En el presente ya es común el uso de graficadores pequeños, grupos de indicadores laterales en posición vertical u horizontal y pequeños switches de control, además de que estos últimos junto con los botones de operación miniatura, están siendo añadidos a módulos removibles-

del tablero de control, por medio de conectores de enchufe en las conexiones de los cables para reducir el costo de instalación y alambrado de los tableros.

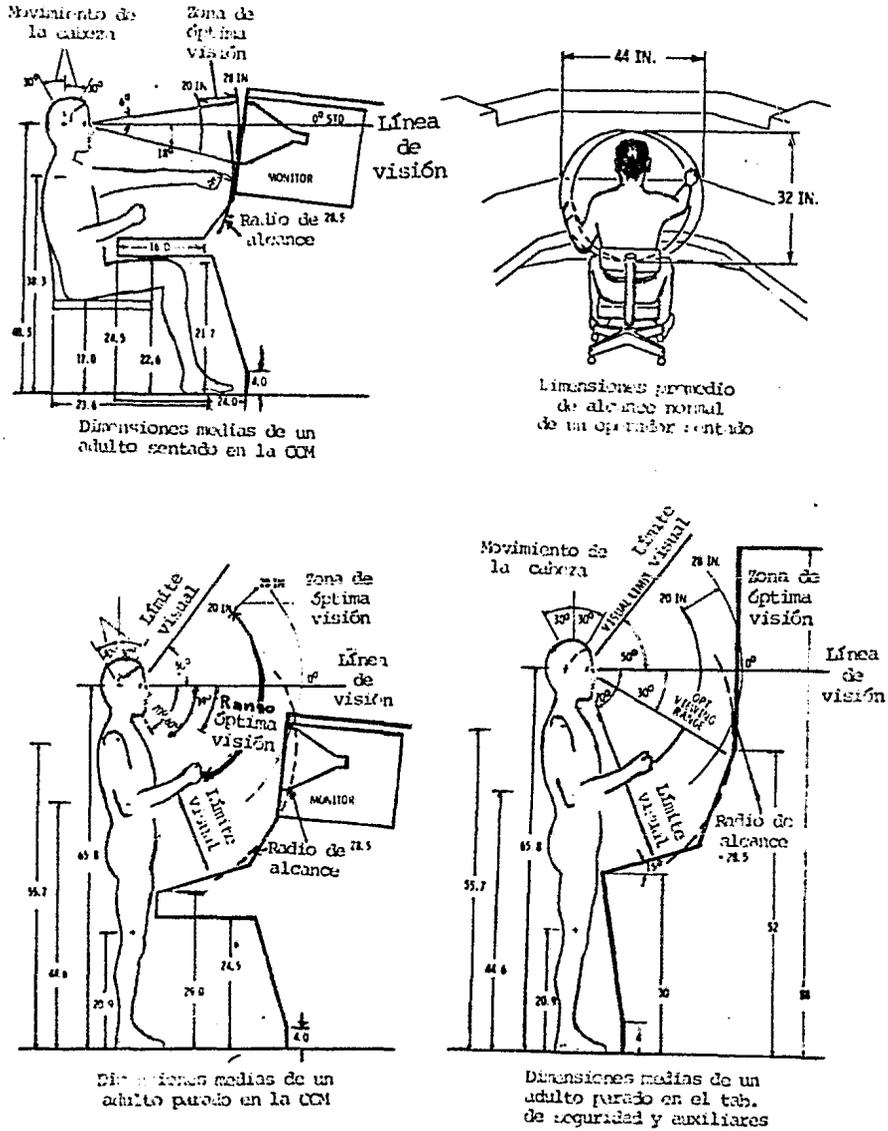


Posición de tableros primarios y secundarios
Fig. VI.2.3.

c. Factores humanos.

La interfase hombre-máquina es considerada en algún grado en la mayoría de los diseños de tableros de control como factor humano. La habilidad dimensional y limitaciones del operador humano son fáciles de considerar, ya que están disponibles de varias fuentes (datos antropométricos de las limitaciones de altura, alcance y ángulo de visión de grupos específicos de la población). De esta manera los arreglos funcionales de los aparatos sobre el tablero son usados junto con espacio, tamaño, forma y color para guiar al operador en la selección del indicador y switch de control apropiado; la Fig, VI.2.4 muestra estas características sobre los tableros. Se trata también de evitar arreglos de aparatos y flechas similares sobre el tablero, ya que esto lleva a la confusión y al error.. El uso de los 'CRTs' gráficos de color, diagramas eléctricos re

micos y el arreglo simétrico de aparatos sobre los tableros sirven de ayuda al operador.



Características antropométricas de tableros.

Fig. VI.2.4.

Algunas veces son considerados otros aspectos de los factores humanos, como son: legibilidad de instrumentos desde diferentes puntos de -

operación; divisiones uniformes en los instrumentos con escala; uniformidad en los colores y en las direcciones de operación de dispositivos, niveles de sonido e iluminación y la respuesta del operador en periodos de esfuerzo; como lo muestran las Figs. VI.4a, b, c y d.

d. Arreglo funcional.

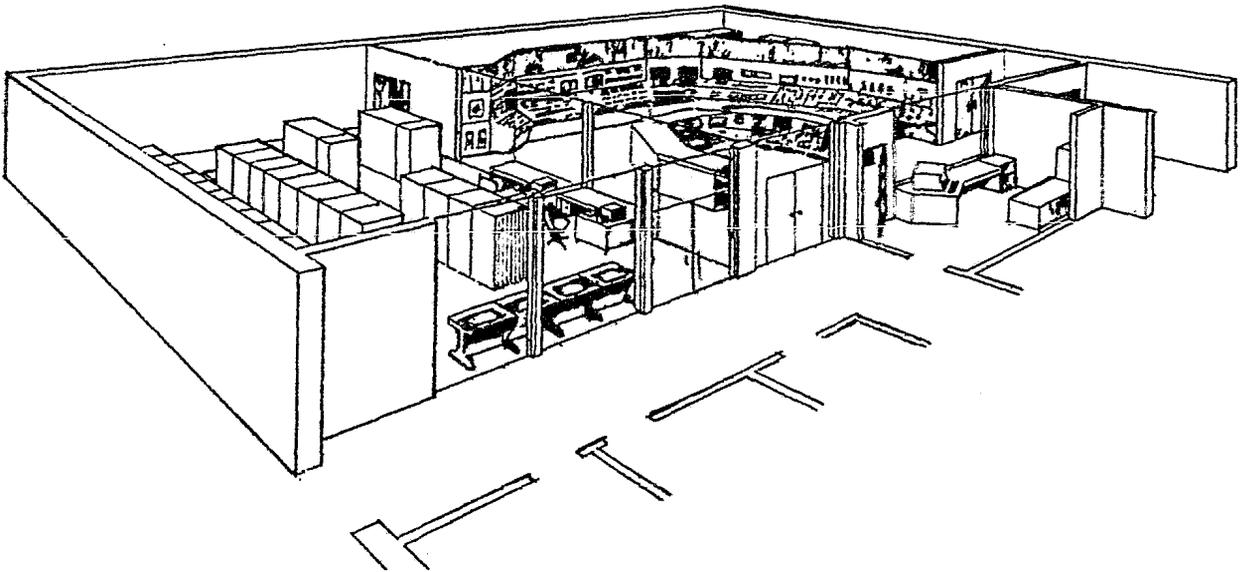
Los aparatos de control, alarma e indicación, para cada parte del proceso de la planta, están usualmente localizados cerca uno del otro sobre el tablero, y el arreglo común dentro de cada área funcional, coloca los controles en la parte inferior, los instrumentos en el centro y los cuadros de alarma en la parte superior, como se observa en la Fig. VI.2.1. (los tableros del simulador tienen este tipo de arreglo). En proyectos ocasionales se han colocado juntos estos tres tipos de dispositivos mediante el uso de indicadores, alarmas y pequeñas unidades 'CRTs' con el objeto de reducir el tiempo de reacción del operador y así evitar errores causados cuando éste debe asociar dispositivos ubicados en diferentes partes del tablero.

Los gráficas y otros grandes dispositivos de importancia secundaria están generalmente separados de los controles primarios y colocados cerca de los tableros secundarios para evitar el incremento de tamaño del área primaria de operación, como lo muestran la Fig. VI.2.1.

e. Mantenimiento reducido de tableros de control.

El mantenimiento se reduce frecuentemente colocando todos los circuitos lógicos y dispositivos auxiliares en gabinetes lejos del tablero de control. Los sistemas electrónicos de control analógico con arquitectura dividida y anunciadores con lógica remota, permiten que únicamente

los componentes de la interfase del operador estén sobre el tablero. Fusibles, transductores, condicionadores de señal; unidades de alarma, switches de prueba y relevadores, pueden ser todos ellos colocados en gabinetes que proporcionan mejor acceso para mantenimiento y menor posibilidad de interferencia con la operación de la planta durante las tareas de mantenimiento. La Fig. VI.2.5. muestra este tipo de arreglo.



Cuarto de control con arreglo de arquitectura dividida y lógica remota.

Fig. VI.2.5.

VI.3 DISEÑO MODERNO DE CUARTOS DE CONTROL.

Como se mencionó en el capítulo anterior, un buen número de plantas termoeléctricas de combustible fósil de nuestro país cuentan con instrumentación neumática. Sin embargo, la tendencia de la COMISION FEDERAL -

DE ELECTRICIDAD es el diseño de plantas con instrumentación electrónica haciendo uso del sistema de computadora.

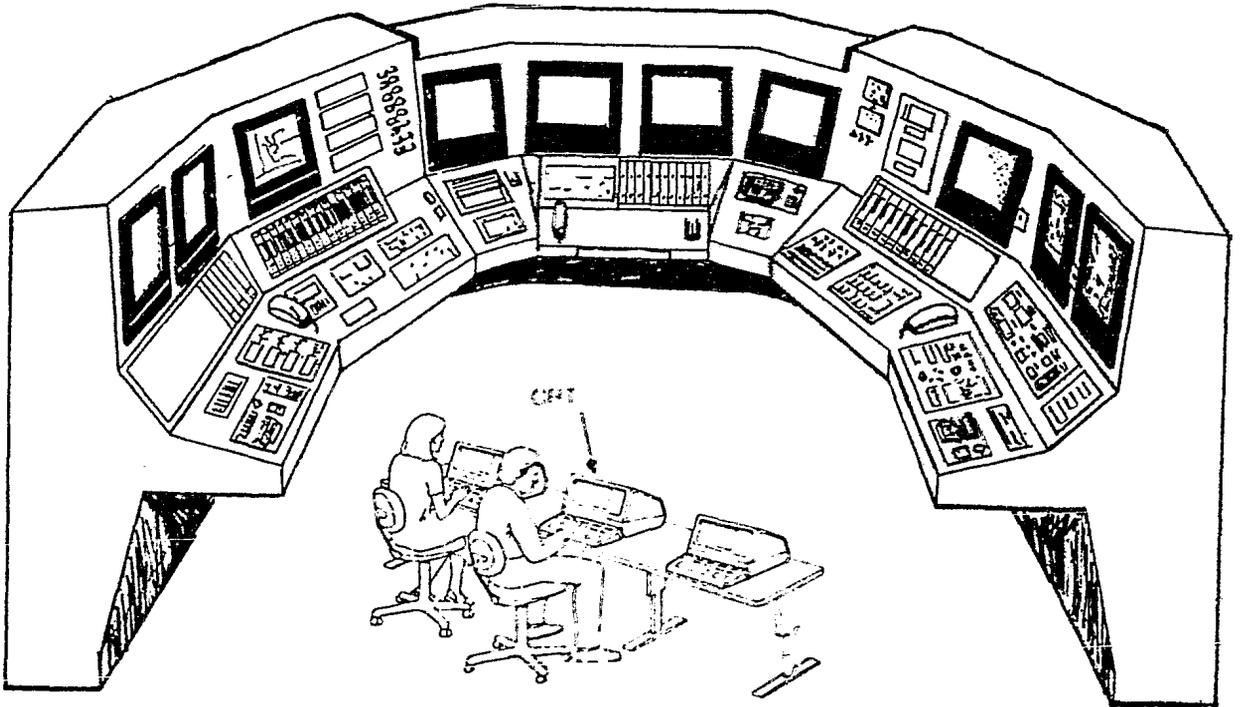
Actualmente es muy frecuente que los sistemas individuales y procesos interdependientes sean complejos, de manera que llega a ser más y más difícil para el operador mantener el control sobre toda la planta y particularmente en situaciones críticas para identificar la situación real e investigar el procedimiento necesario para remediarlo.

Ahora, los avances en la tecnología de computadoras proporcionan al operador una presentación eficiente y sistemática de la información, mediante el uso de las pantallas 'CRT' manejadas por computadora; la Fig.-VI.3.1. muestra estos dispositivos.

Así pues, es importante determinar que tipo de información deberán contener los desplegados en 'CRT', en que forma y cual será el óptimo para la disposición de una figura individual. Para lograr esto, se requiere de la colaboración entre ingenieros de proceso, técnicos mecánicos, especialistas en computación, ingenieros en sistemas y especialistas ergonómicos. Se sabe que la técnica de presentación de información por este medio está ilimitada y es precisamente por ésto que se requieren ciertas pautas para asegurar una información óptima en la pantalla. Algunas de las más importantes son las siguientes:

- i. El contenido del dibujo en la pantalla deberá estar estructurado de manera que contenga antes que nada la información vital. La información más importante aquí, deben ser los datos y no precisamente la disposición física del sistema.
- ii. Los datos requeridos para la evaluación del estado de operación y para la función de la sección de la planta representada deberá -

ser siempre completa y proporcionarse simultáneamente.



Tablero de control con sistema
de 'CRT' y computadora.

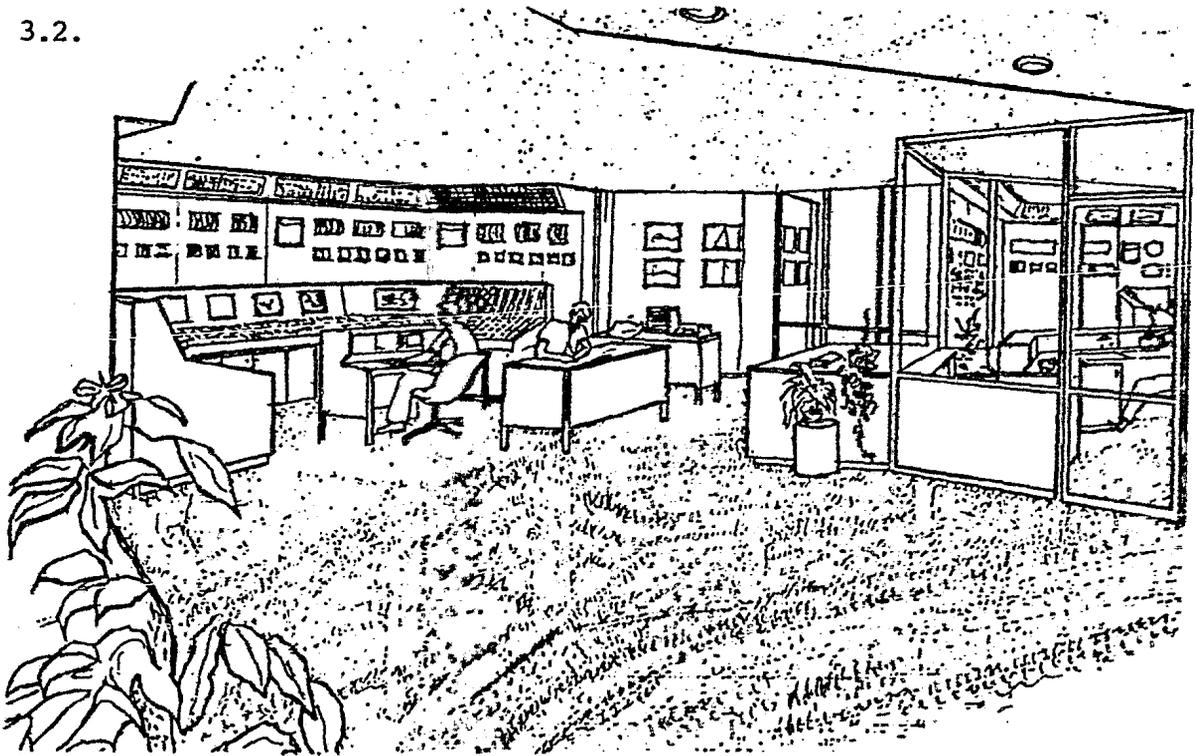
Fig. VI.3.1.

- iii. Los datos pertinentes para una sección de la planta deben ser seleccionados para permitir la evaluación de la misma o en todo caso saber si funciona correctamente.
- iv. Reglas estandarizadas respecto al color, arreglo del área del dibujo, datos y símbolos en la pantalla, deberán ser observados de acuerdo a la disposición del dibujo.
- v. La información en el despliegue de la pantalla debe ser cuidadosamente adaptada para la habilidad del personal que recibe y procesa información.

VI.3.1. REQUIRIMIENTOS ERGONÓMICOS PARA EL DISEÑO DE CUARTOS DE CONTROL.

A pesar de la autoratización progresiva, el ser humano es un eslabón más dentro de la presentación y respuesta en los datos de los modernos cuartos de control. Es por eso que los factores fisiológicos, anatómicos y psicológicos juegan un papel importante en la conducta del operador y sus reacciones a señales entrantes. La tarea del operador se facilita y optimiza mediante la disposición, diseño del medio ambiente de trabajo, transferencia de datos y presentación de los mismos, como lo muestra la Fig. VI.-

3.2.



Cuarto de control con características ergonómicas.

Fig. VI.3.2.

La siguiente tabla proporciona un estudio basado en el criterio ergonómico, incluyendo la disposición resultante de acuerdo a los requerimientos de diseño del cuarto de control y presentación de los datos.

CRITERIO ERGONOMICOREQUERIMIENTOS DE DISEÑOCONFIGURACION DEL EQUIPO

Adaptación antropométrica	Dimensión del tablero, paneles y elementos de operación, Los elementos de operación <u>de</u> <u>beran</u> estar al alcance.
Zonas de trabajo de un operador sentado	Con frecuencia los elementos usados en el - área de operación primaria y elementos usados ocasionalmente en la área de alcance, - mediante la inclinación del tablero.
Identificación visual	Una configuración de grupo fácil de recordar, con modelos característicos. No usar uniformidad o simetría. Colocando mediante la forma, tamaño y color.
Compatibilidad	La configuración debe estar junta. Esto debe ser arreglado de acuerdo a la opinión - <u>prevalciente</u> sobre la asociación funcional
Arreglo.	Las pantallas que requieren observación simultánea o en sucesión, deben colocarse a - una distancia constante del operador.

COLORES E ILUMINACION

Presentación visual óptima	Intensidad luminosa adecuada, sin deslumbramiento, ausencia de centelleo, iluminación - blanca neutral.
Impacto psicológico del color del esquema	El esquema de color del cuarto deberá ser - claro, sin colores fuertes. Las superficies en el campo visual deberán ser de similar - brillantez. Gran contraste de colores para - dirigir la atención a unidades de control - importantes.

PRESENTACION DE LOS 'CRTs'

Capacidad de resolución de la vista	La relación entre la altura del caracter y - distancia visual debe ser seleccionada de - manera que inmediatamente se asegure la - identificación de una falla.
-------------------------------------	---

Reconocimiento de caracteres Espesor de la línea, ancho del carácter, espacio horizontal, espacio de línea vertical el contraste entre el fondo y el carácter-- deben tomarse muy en cuenta. El uso uniforme de letras mayúsculas es preferible.

Indicaciones intermitentes Deben usarse únicamente para indicaciones de alarmas. No asignar caracteres intermitentes a menos que sean datos de prueba o de respaldo.

Código de color. Alfabeto de color, con un máximo de cinco colores. Rojo-peligro (requiere interven-- ción). Amarillo-precaución (condiciones especiales). Verde-seguro (sin peligro, ope-- ración normal). Blanco-neutral (sistema fue-- ra). Azul (ningún significado especial).

ACUSTICO

Coherencia de pro-- nunciación El nivel de sonido máximo permisible en el-- cuarto de control debe tomarse en considera-- ción.

Característica del cuarto Material y estructura seleccionados de acu-- erdo al factor de tiempo de reflejo del so-- nido y al factor de distribución.

Señales audibles Clasificación por prioridad mediante campa-- na, zumbador, gong o trompeta.

MEDIO AMBIENTE

Condiciones óptimas Temperatura: $21^{\circ}\text{C} \pm 2^{\circ}\text{C}$. Humedad relativa:-- 40% a 50%. Temperatura en la superficie de-- las paredes externas igual a la temperatura del aire ± 2 a 3°C . Velocidad del aire: $0.2\text{m}/\text{seg}$. máxima.

Requerimientos de aire De 20 a $40\text{ m}^3/\text{hora}$ por persona

VI.3.2 CARACTERÍSTICAS DE CUARTOS DE CONTROL MODERNOS.

Como se ha venido mencionando, la característica principal de cuartos de control modernos es el uso de 'CRTs' gráficos de color por computadora, en lugar de muchos de los aparatos convencionales de los cuartos de control actuales. Esto significa que una amplia variedad de información es proporcionada al operador en forma compacta, en formatos que ayudan a una rápida y segura comprensión del estado de la planta ya que la operación del control por medio de los desplegados en los 'CRTs' se hace mediante teclas y no de salidas en códigos, es decir, los programas de computadora limitan la oportunidad de errores del operador y facilitan sencillos cambios en la información, estas características se muestran en la Fig. VI.3.1.

Los indicadores analógicos convencionales se usarán para conocer -- requerimientos reguladores especiales y estarán colocados en tableros -- secundarios o de respaldo. Las alarmas críticas podrán ser presentadas -- mediante un anunciador de sonido de estado sólido que produciría oraciones de una voz conocida desde un almacenador de palabras. Las estaciones de control del sistema analógico probablemente sean de diseño convencional, debido a que pocas alternativas están disponibles. Los interruptores y luces indicadoras para control de equipo auxiliar serán de tamaño pequeño, excepto los usados para alguna función especial, así -- mismo, el número de interruptores será minimizado mediante la automatización de algunos elementos funcionales del proceso. Serán establecidas las bases de diseño de los cuartos y tableros de control. Un análisis -- funcional y sistemático de los aparatos y desplegados de los 'CRTs' en -- los tableros de control será hecho para asegurar que éstos y los contro

les signifiquen seguridad y conveniencia para la operación de la planta.

Un 'CRT' por separado será proporcionado para el uso del supervisor de la planta, con el propósito de que las pruebas de coordinación y mantenimiento del equipo y sistemas de información se realice sin interferencia con los operadores. El supervisor podrá únicamente requerir desplegados de datos en este 'CRT' y los operadores serán los únicos responsables de los cambios de operación del sistema de computadora.

Una unidad 'CRT', impresores para grabado y registradores serán colocados en la consola de ingenieros dentro del cuarto de computadoras, en donde los ingenieros de la planta podrán tener equipo y sistemas de información para desarrollar nuevos desplegados desde esta localización -- con el fin de reducir el ruido en el cuarto de control.

Los cuadros anunciadores proporcionarán alarmas críticas y alarmas de nivel del sistema para prevenir sin retraso a los operadores y llamar su atención hacia el área del tablero donde es requerida. Estos anunciadores darán la misma información y como se manejarán por computadora, -- permitirán su agrupamiento, dando ventaja en casos de emergencia.

También se usarán 'CRTs' en los tableros secundarios para aprovechar datos base y la flexibilidad de los desplegados por computadora. Se podrán tener unidades 'CRTs' portátiles enchufables en el gabinete de control del sistema lógico y en las áreas del proceso, para usarse durante pruebas y calibración.

En los diagramas del proceso se mostrará el estado de operación del equipo y de las líneas que forman el proceso, así como sus valores. Diagramas detallados del equipo permitirán señalar con precisión los probleme

mas. Las cartas de presión, curvas de tendencia y del límite de capacidad de operación permitirán relacionar valores individuales de cada proceso - para ayudar al operador en la comprensión del estado de la planta y equipo.

Las representaciones gráficas y mímicas de los diagramas eléctricos - serán consideradas para control, si es que en los desplegados gráficos -- por computadora no son proporcionados.

El diseño de los tableros y cuartos de control considerará las limitaciones y comodidad de los operadores. El tráfico de personal será arreglado para evitar interferencia con los operadores de la planta.

Los dispositivos ruidosos de impresión serán colocados fuera del cuarto de control. Se proporcionará el diseño de intensidad luminosa variable para optimizar la efectividad de las estaciones de botón y 'CRTs'.

La selección del color del cuarto y tablero de control se considerará cuidadosamente, ya que existe la posibilidad de que afecte en la operación de la planta. Los interruptores y luces indicadoras controlarán las bombas auxiliares, ventiladores y compuertas por medio del sistema de control auxiliar de estado sólido.

El límite de capacidad de operación mostrado en los desplegados permitirá la optimización de los márgenes térmicos de la turbina, selección -- del ventilador y otras relaciones complejas del equipo. Las secuencias -- desplegadas como guías al operador lo asistirán en las tareas de secuencia compleja, por ejemplo el pre-rodado de la turbina. Otra manera de control por computadora de tales sistemas podría implementarse si se desea.

El control lógico para equipo remoto podrá estar o no en la computadora, en caso afirmativo, un sistema de multiplexores podría ser usado.

El acondicionamiento de la fuente de poder y sistemas de distribución para la computadora y los sistemas de control se harán de una manera adecuada para proporcionar una operación confiable. Los circuitos y el equipo serán arreglados de tal manera que una falla no restrinja la operación y no cause otras más. La planta podría trabajar por algún tiempo sin el sistema de computadora, pero no podría arrancar.

Los sistemas de computadora se interconectarán por medio de cables -- prefabricados y probados, con enchufes en ambos extremos para fácil instalación. Estos cables serán instalados en bandejas convencionales y se evitará que sean colocados en espacios por el piso ó por el techo, además el espesor del aislante será minimizado para reducir el volúmen de cables y el esfuerzo de instalación.

CONCLUSIONES

A través de lo expuesto durante el desarrollo de esta tesis, se ha -- pretendido resaltar la importancia que tiene la instrumentación en el pro-- ceso de generación de energía eléctrica y en la cual la automatización re-- querida puede resumirse de la siguiente manera.

1. CALDERA.

- Control automático de combustión. (Mantener la relación de combus-- tible-aire y la presión de vapor, dentro de los límites adecuados - a todas las cargas).
- Control de agua de alimentación. (Mantener el nivel del domo en su valor prescrito a todas cargas).
- Control de temperatura de vapor. (Mantener la temperatura de vapor sobrecalentado y recalentado dentro de los límites adecuados a to-- das sus cargas).
- Controles varios de un elemento de temperatura, presión, nivel, etc.
- Secuencia lógica de encendido de quemadores.
- Secuencia lógica de disparos de combustible.

2. TURBINA.

- Control automático de la velocidad de turbina.
- Controles automáticos varios como presión de vapor a sellos, tempe-- ratura de aceite lubricante y de control, etc.
- Secuencia lógica de disparo de turbina.

3. GENERADOR.

- Control automático de tensión.
- Control automático de sollos de H_2 .
- Control automático de pureza de H_2 .
- Secuencia lógica de disparo.
- Sincronización automática eventual.

Con el objeto de facilitar el control y supervisión de todos los sistemas anteriormente descritos, se ha centralizado el control de la unidad en un solo cuarto de control. En base a lo anterior, la gran concentración de dispositivos de control y monitoreo de señales exige un extremo poder de análisis del personal de operación, particularmente cuando ocurre un disturbio. De aquí que los objetivos que se persiguen con la automatización de las plantas termoeléctricas son:

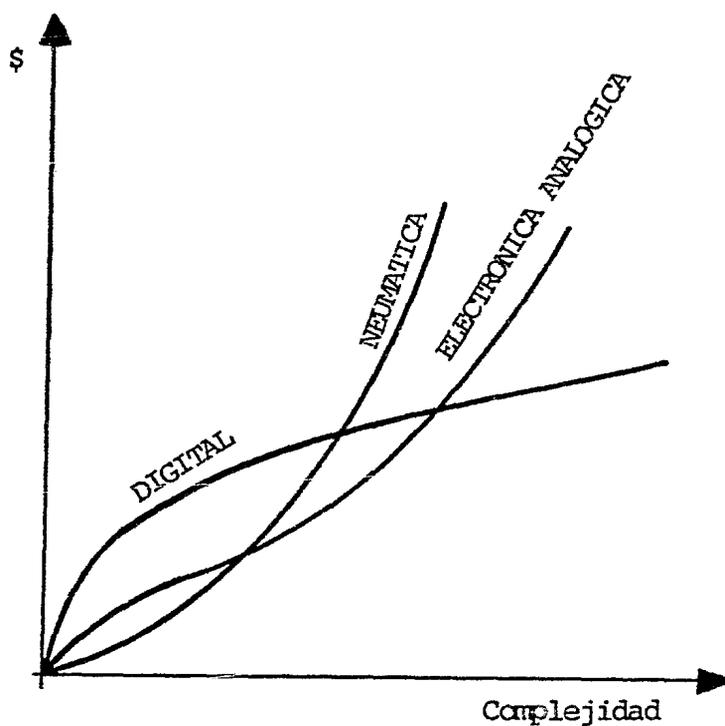
- Satisfacer las demandas de carga con el menor costo laboral.
- Reducir costos de operación.
- Proporcionar a las unidades de generación la mejor confiabilidad posible.
- Adicionar sistemas de seguridad y reducir los probables errores de operación,
- Implementar los sistemas o equipos con el menor costo.
- Capacitación de los ingenieros especialistas en esta rama y obtener las experiencias necesarias para avanzar en el uso de tecnología y retroalimentar estas mismas a las diferentes áreas de la Comisión Federal de electricidad involucradas.
- Obtener el mejor aprovechamiento de los recursos humanos.

Por otra parte, la C.F.E. y los principales centros educativos y de investigación en México proceden a tomar las medidas necesarias para incrementar el conocimiento y difusión de esta importante rama de la ingeniería, que es la instrumentación.

Es oportuno mencionar también que en México se cuenta con muy impor--

tantes firmas de instrumentación con capacidad para poder suministrar casi toda la gama de dispositivos de medición y control que se requiere en la industria moderna, incluyendo algunos para aplicaciones muy especiales. Así mismo, dichas firmas se encuentran en constante competencia para integrarse al desarrollo de la industria nacional, mediante la fabricación de cada vez mayor número y variedad de componentes e instrumentos; en un esfuerzo por abatir los costos y tiempos de entrega actuales.

En cuanto a la alternativa de utilizar instrumentación neumática, electrónica o digital; trae como consecuencia en forma automática vigilar el aspecto económico, el cual es de gran importancia para la aceptación de cualquier proyecto. La siguiente figura muestra la diferencia en costo de los tres tipos de instrumentación conforme la complejidad aumenta.



APENDICE

Actividades de Instrumentación de un Proyecto de una Planta

A.1 CONCEPTOS GENERALES.

Con el fin de ilustrar la intervención de un ingeniero instrumentista en un proyecto de diseño para una firma de ingeniería, a continuación se citan las actividades que el mismo deberá desarrollar.

A.2 DIAGRAMAS DE TUBERIAS E INSTRUMENTACION.

En este tipo de documento se representa el equipo de proceso, tuberías e instrumentación que el proyecto requiere.

La terminología y simbología empleada en instrumentación, en la mayoría de los casos, es la definida por la Instrument Society of America en sus estándares S5.1 y S51.1.

A manera ilustrativa, puede observarse en las Figs. A.2.1, 2 y 3, el contenido básico de dichos estándares.

A.3 DIAGRAMAS DE LAZOS (LOOP SHEETS).

El objetivo de estos documentos es dar al instalador y al tablerista, medios sencillos de realizar las interconexiones entre instrumentos de tablero y campo. Esta información contiene todos y cada uno de los circuitos de medición y/o control existentes en el proyecto. En los mismos se -

representan los instrumentos que están interconectados entre sí o que tienen conexión con algún equipo de proceso. Como se observa en las Figs. A.3.1 y 2; los diagramas muestran diferenciando, los instrumentos de campo, los colocados atrás y frente del tablero, con sus terminales debidamente identificadas.

A.4 ESPECIFICACIONES DE INSTRUMENTOS.

El fin básico de las hojas de especificaciones es crear una clara comunicación entre Ingeniería, Compras y Proveedor, para la adquisición de los instrumentos. Las Figs. A.4.1 y 2, ejemplifican y muestran a detalle la descripción de las características de construcción, materiales y funcionamiento ; que deben tomarse en cuenta para su elaboración.

A.5 TÍPICOS DE INSTALACION.

Estos diagramas representan la forma física de soportar y conectar al proceso los instrumentos de campo. Se agruparán en un típico todos aquellos instrumentos que se instalen de manera similar y con los mismos materiales. Puede observarse en las Figs. A.5.1 y 2, que los mismos contienen además como información complementaria, la lista de todos los instrumentos que se instalan en la forma indicada en el típico, así como la especificación de los materiales necesarios para cada uno.

A.6 PLANOS DE TABLEROS.

a. Arreglo de instrumentos en tablero.

Se tendrá en estos documentos la información siguiente:

- i. Dimensiones del tablero.
- ii. Procedimiento de anclado.
- iii. Ubicación o localización de los instrumentos, anunciadores o ---

accesorios.

- iv. Localización de los bloques terminales.
- v. Textos de los letreros que tenga que fabricar el tablerista.

La Fig. A.6.1 ilustra el contenido de este documento.

b. Esquemáticos eléctricos de tableros.

El objetivo de estos documentos es suministrar la suficiente información al tablerista e instalador de campo, para llevar a cabo la interconexión eléctrica de los instrumentos. Las Figs. A.6.2 y 3 (esquemáticos de escalera), muestran las terminales de instrumentos, tableros y auxiliares tales como, relevadores, luces, etc., con la información necesaria para realizar el alambrado entre tablero y campo de los sistemas siguientes:

- i. Fuentes de poder.
- ii. Anunciadores.
- iii. Botones y luces.
- iv. Circuitos lógicos realizados con tecnología eléctrica.

c. Esquemáticos neumáticos de tableros.

El objetivo de este diagrama es proporcionar la suficiente información al tablerista e instalador de campo, para llevar a cabo la interconexión neumática de los instrumentos. La Fig. A.6.4 muestra el contenido de este documento.

A.7 LOCALIZACION DE INSTRUMENTOS EN PLANOS MECANICOS, DE TUBERIAS Y PROVEEDORES DE EQUIPO.

Esta actividad consiste en identificar y localizar los instrumentos de campo, así como determinar el tamaño de las conexiones a proceso (dimensiones y tipo de boquillas).

Es importante que durante la elaboración se observe que los instrumentos se encuentren accesibles para su lectura y orientados adecuadamente a fin de evitar interferencias con otros equipos, líneas o soportes.

Instrument Society of America

TABLE 1
MEANINGS OF IDENTIFICATION LETTERS

This table applies only to the functional identification of instruments. Numbers in table refer to notes following.

	FIRST LETTER		SUCCEEDING LETTERS (3)		
	MEASURED OR INITIATING VARIABLE (4)	MODIFIER	READOUT OR PASSIVE FUNCTION	OUTPUT FUNCTION	MODIFIER
A	Analysis (5)		Alarm		
B	Burner Flame		User's Choice(1)	User's Choice(1)	User's Choice(1)
C	Conductivity (Electrical)			Control (13)	
D	Density (Mass) or Specific Gravity	Differential (4)			
E	Voltage (EMF)		Primary Element		
F	Flow Rate	Ratio (Fraction) (4)			
G	Gaging (Dimensional)		Glass (9)		
H	Hand (Manually Initiated)				High (7, 15, 16)
I	Current (Electrical)		Indicate (10)		
J	Power	Scan (7)			
K	Time or Time-Schedule			Control Station	
L	Level		Light (Pilot) (11)		Low (7, 15, 16)
M	Molsture or Humidity				Middle or Intermediate (7, 15)
N (1)	User's Choice		User's Choice	User's Choice	User's Choice
O	User's Choice(1)		Orifice (Restriction)		
P	Pressure or Vacuum		Point (Test Connection)		
Q	Quantity or Event	Integrate or Totalize (4)'			
R	Radioactivity		Record or Print		
S	Speed or Frequency	Safety (8)		Switch (13)	
T	Temperature			Transmit	
U	Multivariable (6)		Multifunction (12)	Multifunction (12)	Multifunction (12)
V	Viscosity			Valve, Damper, or Louver (13)	
W	Weight or Force		Well		
X (2)	Unclassified		Unclassified	Unclassified	Unclassified
Y	User's Choice(1)			Relay or Compute (13, 14)	
Z	Position			Drive, Actuate or Unclassified Final Control Element	

Fig. A.2.1

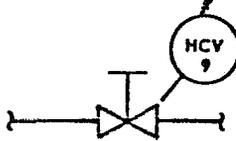
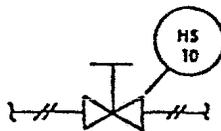
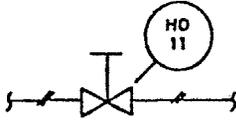
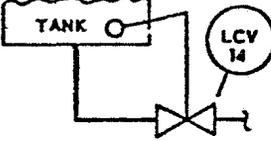
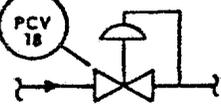
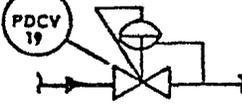
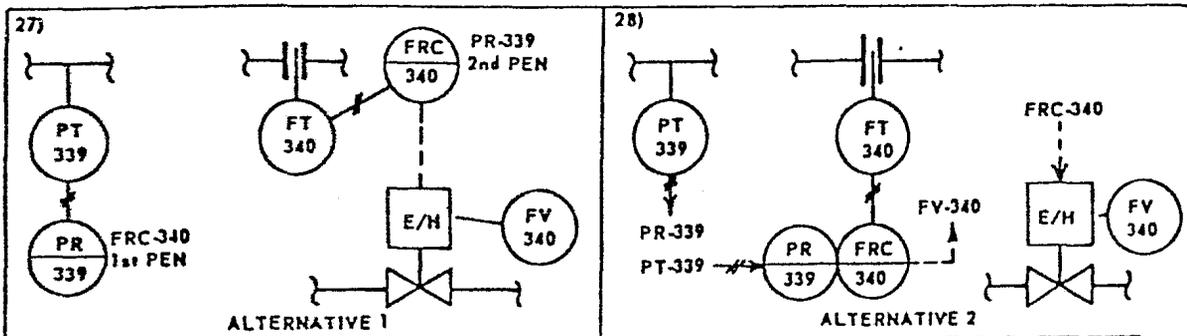
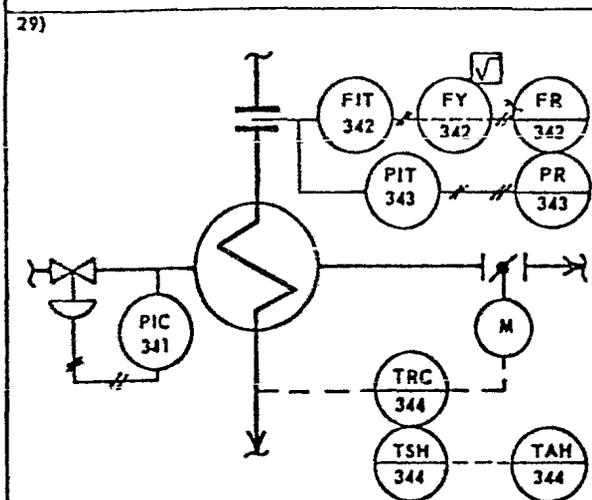
	<p>1) </p> <p>Regulador automático con indicador de flujo integral. Si no tiene indicador de flujo integral, la identificación será: FCV-5</p>	<p>2) </p> <p>Alternativa alternativa flujo arriba flujo abajo</p> <p>Indicador de flujo tipo rotámetro, con válvula reguladora manual-integral.</p>	
	<p>4) </p> <p>Válvula manual de control en línea de proceso.</p>	<p>5) </p> <p>Válvula manual "ON-OFF" en una línea de señal neumática.</p>	<p>6) </p> <p>Válvula con orificio de restricción ajustable manualmente.</p>
	<p>7) </p> <p>Regulador de nivel con eslabonamiento mecánico.</p>		
	<p>10) </p> <p>Válvula reductora de presión con regulación interna.</p>	<p>11) </p> <p>Válvula reductora de presión con regulación externa.</p>	<p>12) </p> <p>Válvula reductora de presión diferencial con toma de presión externa e interna.</p>

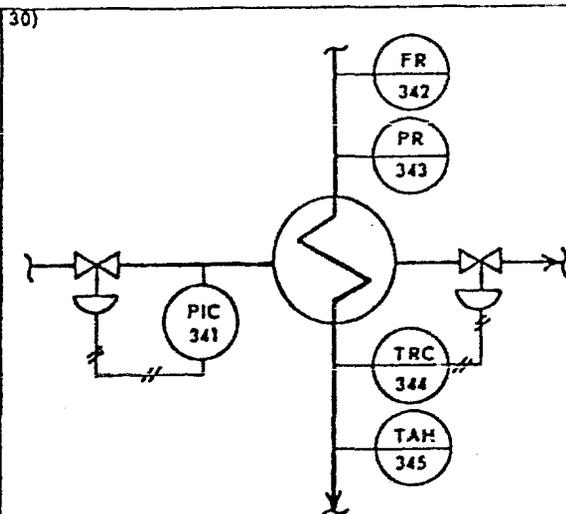
Fig. A.2.2



Instrumentos interrelacionados cuyos símbolos están dispersos en un diagrama.



Simbolos típicos de un diagrama mecánico de flujo.



Simbolos típicos de un diagrama de flujo de proceso u otro simplificado que tenga suplemento que muestre el diagrama de instrumentos en forma detallada.

Fig. A.2.3

NOTAS Y REFERENCIAS

Nº REV	1
FECHA	
PROYECTISTA	
REVISOR	
APROBADO	

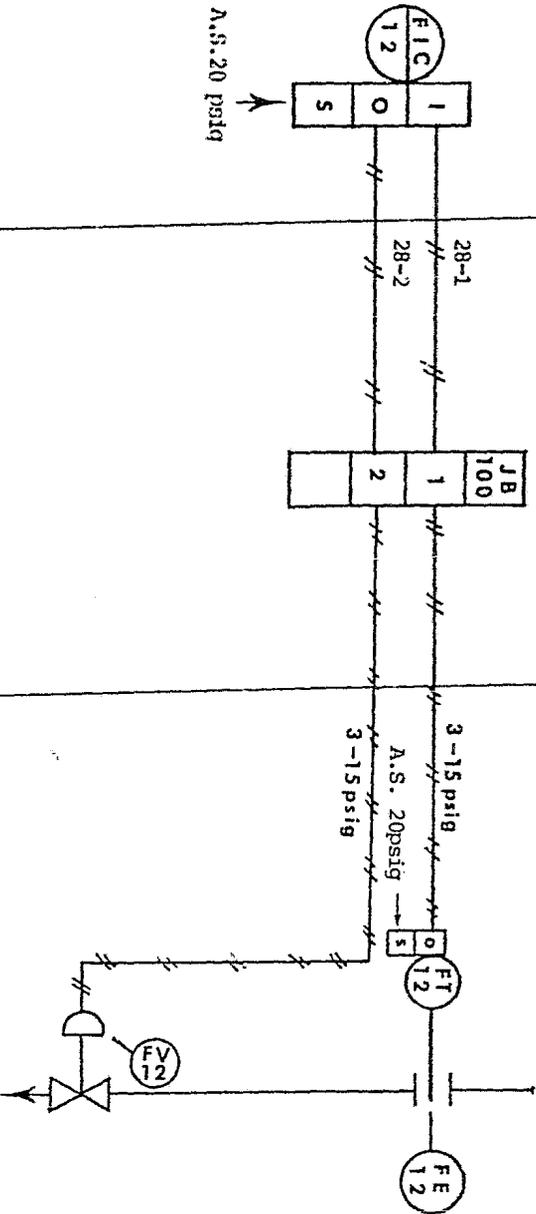
DIAGRAMA DE INSTRUMENTACION

W.S. 24.9.11

FRENTE DEL TABLERO

PARTE POSTERIOR DEL TABLERO

COMPONENTES EN EL CAMPO Y TABLEROS LOCALES



**LEVEL INSTRUMENTS
SPECIFICATION SHEET**

SHEET NO. _____
TAG NO. _____
DATE _____
REVISED _____
BY _____

1	GENERAL								
2	TYPE								
3	TAG NO.								
4	VESSEL OR EQUIPMENT NO.								
	BODY								
5	MATERIAL								
6	TOP CONN. LOCATION								
7	BTM CONN. LOCATION								
8	CONN. SIZE								
9	CONN. SCREWED OR FLANGED								
10	CASE MOUNTING								
11	FLANGE ORIENTATION								
12	ROTATABLE HEAD								
13									
	FLOAT OR DISPLACER								
14	DIAMETER OR LENGTH								
15	EXTENSION								
16	MATERIAL								
17	TORQUE TUBE MATERIAL								
18	AIR FIN								
19									
	TRANSMITTER								
20	TYPE								
21	OUTPUT								
22	RECEIVERS ON SHEET NO.								
	CONTROL								
23	TYPE								
24	PROPORTIONAL-% RESET								
25	OUTPUT								
26	ON LEVEL INCREASE; OUTPUT								
27									
	ACCESSORIES								
28	FILTER & REGULATOR								
29	GAGE GLASS CONNECTIONS								
30	GAGE GLASS								
31	PURGE CONNECTION								
32	ELECTRIC SWITCH								
33									
34									
	SERVICE CONDITIONS								
35	UPPER LIQUID								
36	LOWER LIQUID								
37	SP. GR. UPPER	LOWER							
38	PRESS	MAX	NORM						
39	TEMP	MAX	NORM						
40									
41									
	NOTES:								
	Fig.A.4.1								

HOJA DE ESPECIFICACIONES INSTRUMENTOS DE PRESION		No. _____ CALC. _____ APR. _____ FECHA _____ HOJA _____ DE _____ REV. _____
GENERAL		ELEMENTO MEDIDOR
1 DESCRIPCION REGRISTADOR <input type="checkbox"/> INDICADOR <input type="checkbox"/> CIEGO <input type="checkbox"/> CONTROLADOR <input type="checkbox"/> TRANSMISOR <input type="checkbox"/>	25 ESPIRAL <input type="checkbox"/> FUELLE <input type="checkbox"/> BOURDON <input type="checkbox"/> DIAPHRAGMA <input type="checkbox"/> HELICOIDAL <input type="checkbox"/>	OTRO _____
2 CAJA RECTANGULAR <input type="checkbox"/> CIRCULAR <input type="checkbox"/> OTRA _____	MATERIAL	
3 COLOR CAJA NEGRA <input type="checkbox"/> OTRO _____	26 BRONCE <input type="checkbox"/> INOXIDABLE <input type="checkbox"/> ACERO <input type="checkbox"/>	
4 MONTAJE NIVEL <input type="checkbox"/> SUPERFICIE <input type="checkbox"/> UÑA <input type="checkbox"/>	OTRO _____	
5 No. DE PUNTOS REGISTRO _____ INDICACION _____	27 COMPENSACION PRESION ABSOLUTA _____	
6 TIPO DE CARTA 12" CIRCULAR <input type="checkbox"/> OTRO _____	28 COMPENSACION CABEZA ESTATICA _____	
7 RANGO DE CARTA _____ NUMERO _____	CASEZA _____	
8 RANGO Y ESCALA _____ TIPO _____	29 RANGO _____	
9 ACTUADOR CARTA RESORTE <input type="checkbox"/> ELEC. <input type="checkbox"/> NEUMATICO <input type="checkbox"/>	PSI <input type="checkbox"/> PULG. HG VAC <input type="checkbox"/> 1 PSIA <input type="checkbox"/>	
10 VEL. DE LA CARTA _____ VIENTO _____	OTRO _____	
11 V. _____ C. _____ EX. PRF. <input type="checkbox"/> PRESION AIRE _____	30 CONEXION NPT 1/4" <input type="checkbox"/> 1/2" <input type="checkbox"/>	
12 OTRO _____	POSTERIOR <input type="checkbox"/> INFERIOR <input type="checkbox"/> OTRA _____	
TRANSMISOR		ACCESORIOS
13 TIPO NEUMATICO <input type="checkbox"/> ELECTRICO <input type="checkbox"/>	31 FILTRO Y REGULADOR _____	
14 SALIDA 3-16 PSI <input type="checkbox"/> OTRO _____	32 MANOMETRO AIRE SUMINISTRADO _____	
15 RECEPTORES EN HOJA No. _____	33 INDICADOR LOCAL _____	
CONTROL		34 CARTAS Y TINTA _____
16 TIPO NEUMATICO <input type="checkbox"/> ELECTRICO <input type="checkbox"/>	35 ACCESORIOS DE MONTAJE _____	
OTRO _____	36 REGULADOR PULSACIONES _____	
17 PROP. _____% AUTO-RESET <input type="checkbox"/> DERRADA <input type="checkbox"/> ON-OFF <input type="checkbox"/>	37 SIFON _____	
OTRO _____	38 INTERRUPTOR ALARMA _____	
18 SALIDA 3-16 PSI <input type="checkbox"/> OTRO _____	HERMETICAMENTE SELLADO <input type="checkbox"/> EP <input type="checkbox"/> GP <input type="checkbox"/>	
19 INCREMENTO MEDICION: SALIDA INCREMENTO <input type="checkbox"/> DISMINUYE <input type="checkbox"/>	CONDICIONES DE OPERACION	
INTERRUPTOR AUTOMANUAL		PRESION NORMAL _____ MAXIMA _____
20 No. DE POSICIONES EXTERNO <input type="checkbox"/> INTERNO <input type="checkbox"/>	TEMPERATURA NORMAL _____ MAXIMA _____	
INTEGRAL <input type="checkbox"/>	FLUIDO _____	
AJUSTES DE PUNTO DE CONTROL		FLUIDO SELLO _____ GE @ 60°F _____
21 MANUAL INTERNO <input type="checkbox"/> EXTERNO <input type="checkbox"/>	1	
22 AUTO-AJUSTE NEUMATICO <input type="checkbox"/> ELECTRICO <input type="checkbox"/>	Fig. A.4.2	
23 BANCA FIJA <input type="checkbox"/> AJUSTABLE <input type="checkbox"/>		
24 OTRAS _____		
NOTAS _____		

CL. LÍNEA	REV						
PLANTA	FECHA						
PROYECTO	POR						
DIBUJO NR.	APR						

INSTALACION DE INSTRUMENTOS

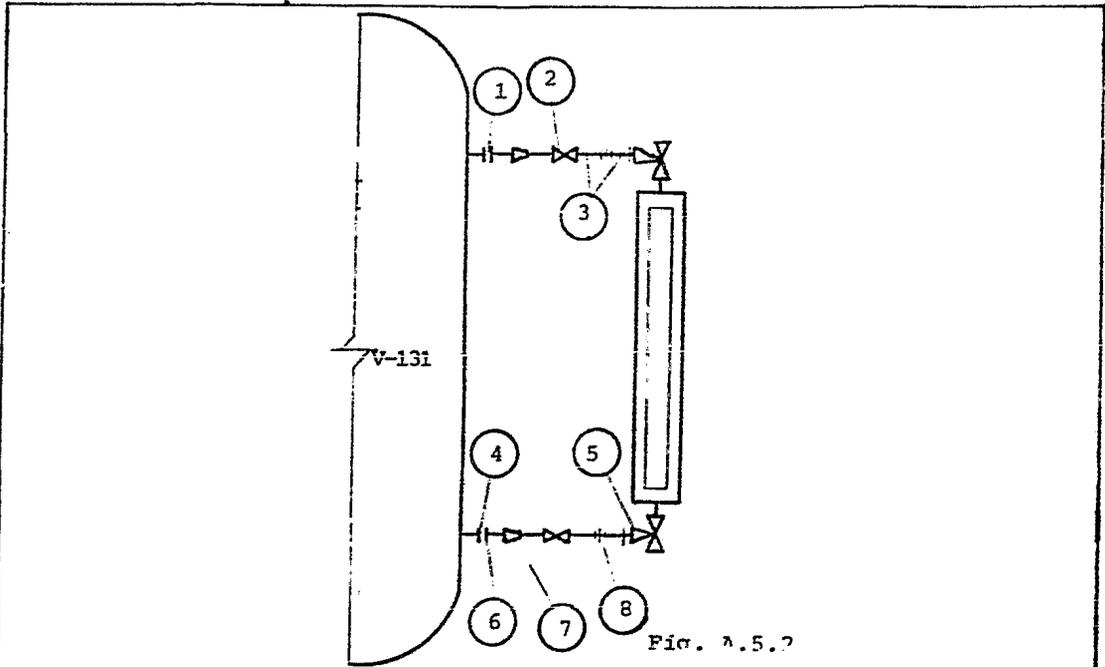
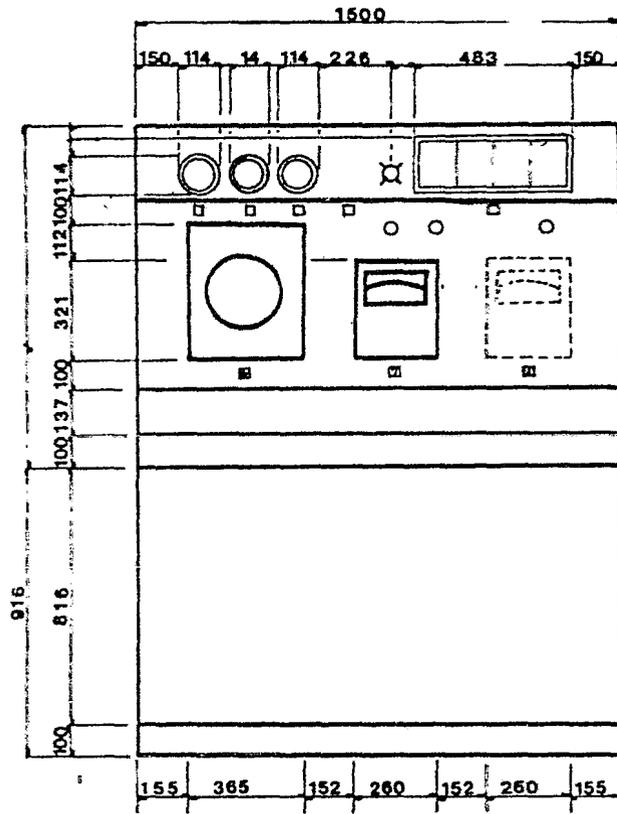


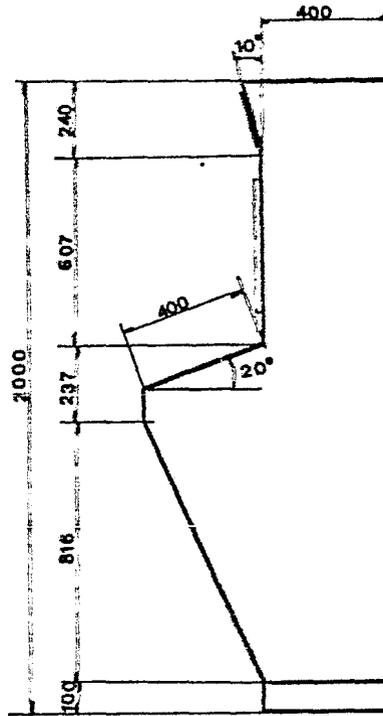
Fig. A.5.7

DET.	IDENTIFICACION

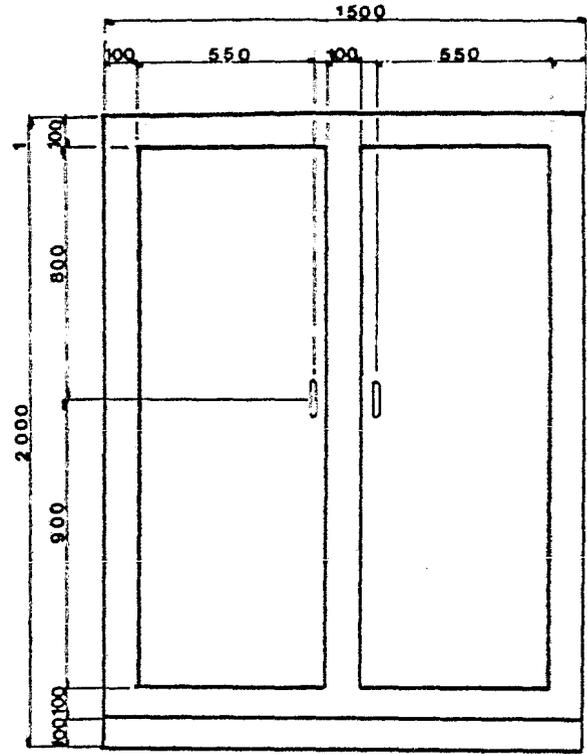
PLANOS DE REFERENCIA		
MATERIAL REQUERIDO PARA INSTALACION EN CAMPO		
Nº	CANT	DESCRIPCION
1	2	EMPAQUE PARA BRIDA DE 1" Ø ASBESTO BLANCO COMPACTADO 1/16"ESP.
2	2	VALV. BOLA 3/4"Ø S.W. AC. INOX.316 ASIENTO Y SELLO GRAFITO
3	2	TUBO DE 3/4" Ø AC. AL CARBON A-53, CED.80 S/COSTERA
4	8	ESPARRAGO ALEACION DE ACERO A-193 Gr-B16 TUERCA HEXA. A-194 Gr-B16 4 1/2" Ø x 2 1/2" de LONGITUD.
5	2	EMPAQUE PARA BRIDA DE 3/4" Ø ASBESTOS BLANCO COMPACTADO 1/16" ESPESOR.
6	2	EMPAQUE PARA BRIDA DE 1" Ø ASBESTO BLANCO COMPACTADO 1/16"ESP.
7	2	REDUCCION CONCENTRICA DE 1 1/2"x3/4"AC. FORJADO B100± S.W.



VISTA FRONTAL



VISTA LATERAL



VISTA POSTERIOR

Fig.A.6.1

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

1. STEAM PLANT OPERATION.
Everett B. Woodruff & Herbert B. Lammers
Ed. Mc.Graw Hill 1977
2. INTRODUCTION TO CONTROL SYSTEMS DESIGN.
Virgil W. Eveleingh
Ed. Mc.Graw Hill 1972
3. A SIMPLIFIED TECHNIQUE OF CONTROL SYSTEM ENGINEERING.
G. K. Tucker & D. M. Willis
Ed. Honeywell Inc. Industrial Division 1962
4. INSTRUMENT ENGINEERS HANDBOOK.
Bela G. Lipták
Ed. Chiton Book Company 1969
5. PROCESS INSTRUMENTS & CONTROL HANDBOOK
Douglas M. Considine
Ed. Mc.Graw Hill 1971
6. TERMODINAMICA.
Virgil Moring Faires
Ed. UTEHA 1973
7. MODERN CONTROL ENGINEERING
Katsuhiko Ogata
Ed. Prentice Hall International
8. CHEMICAL ENGINEERING HANDBOOK
Robert H. Perry & Cesil H. Chilton
Ed. Mc.Graw Hill 1973

9. AUTOMATIC CONTROL OF PROCESSES.
Paul W. Murrill
Ed. International Textbook Company 1967
10. STEAM ITS GENERATION & USE.
Babcock & Wilcox, Co. 1978
11. MODERN POWER STATION PRACTICE.
Ed. Pergamon Press 1971
12. CENTRALES DE VAPOR.
G. A. Gaffert
Ed. Reverté, S.A. 1975
13. CENTRALES ELECTRICAS.
Frederick T. Morse
Ed. CECSA 1976
14. ADVANCED CONTROL ROOMS FOR THERMAL POWER PLANTS.
Bechtel Power Corporation 1977
15. BASIC DESIGN OF THERMOELECTRIC PLANTS.
Bechtel Overseas Corporation 1976
16. INSTRUMENTATION SYMBOLS & IDENTIFICATION.
ISA Standard 1975
17. STEAM TURBINE HEAT BALANCE DIAGRAMS OF PLANT RIO ESCONDIDO.
Mitsubishi Heavy Industries, LTD. 1980
18. COMO FUNCIONA UNA PLANTA TERMOELECTRICA.
Carlos Castillo G.
CFE División Norte
19. DIAGRAMAS DE FLUJO E INSTRUMENTACION DE LAS PLANTAS TERMOELECTRICAS DE RIO ESCONDIDO, MAZATLAN Y TULA.
CFE
20. DIAGRAMAS DE CONTROL DE CALDERAS.
Fisher Controls 1976
21. DIAGRAMAS DE CONTROL "SISTEMA 820" DE LA PLANTA TERMOELECTRICA DE RIO ESCONDIDO.
Bailey Babcock & Wilcox 1980

22. FUNCTIONAL DIAGRAMMING OF INSTRUMENTS & CONTROL SYSTEMS.
Bailey Babcock & Wilcox 1971
23. INFORMACION TECNICA DE SISTEMAS DE MEDICION Y CONTROL.
Taylor Instruments 1979
24. CURSO DE ESTRUCTURA Y CONCEPTOS DE DISEÑO DE SISTEMAS DE CONTROL
DE PLANTAS TERMOELECTRICAS.
Instituto de Investigaciones Eléctricas para CFE 1979