



ACTIVO FIJO 155490



ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

**Facultad de Ingeniería en Electricidad y
Computación**

**INSTRUMENTACION DE LA CENTRAL
TERMICA TRINITARIA**

TESIS DE GRADO

**Previa a la Obtención del Título de:
INGENIERO EN ELECTRICIDAD**

ESPECIALIDAD: INDUSTRIAL

PRESENTADA POR:

LUIS GIOVANNY PEREZ PACHITO

2 000

GUAYAQUIL - ECUADOR

AGRADECIMIENTO

A la Divina Providencia, a quien le debo todo lo que soy. Para El infinitas gracias.

A mis queridos padres, que forjaron día a día mi personalidad con gran acierto y sabiduría cristiana.

A mis educadores Salesianos, que sembraron en mí el amor al estudio y superación.

A mis profesores de la ESPOL, en especial al Ing. Otto Alvarado por la excelente dirección de este proyecto.

Al Rvdo. Miguel Angel Pardillo, por su incondicionable ayuda espiritual y material, un reconocimiento muy especial.

DEDICATORIA

A mis padres:

Eduardo Pérez y Teresa Pachito

A mis hermanos:

Anita, Manuel, Eduardo y Mercedes

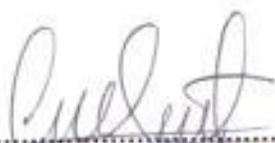
pequeños habitantes del mundo

grandes habitantes de mi ser.

DECLARACIÓN EXPRESA

"La responsabilidad de los hechos, ideas, y doctrinas expuestos en esta tesis, me corresponden exclusivamente; y, el patrimonio intelectual a la **ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL**"

(Reglamento de Exámenes y Títulos Profesionales de la ESPOL)

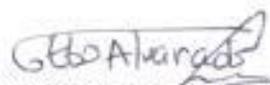


.....
Luis Giovanni Pérez Pachito

TRIBUNAL DE GRADO



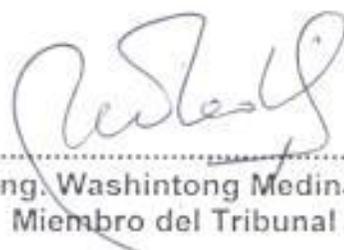
Ing. Carlos Monsalve
Presidente del Tribunal



Ing. Otto Alvarado
Director de Tesis



Ing. Norman Chootong
Miembro del Tribunal



Ing. Washintong Medina
Miembro del Tribunal

RESUMEN

Una de las áreas que está experimentando profundas transformaciones en el Ecuador y en América Latina es el sector eléctrico. Este esquema de transformación es producto de las últimas reformas económicas acaecidas en el país, en donde la participación privada en dicho sector toma poco a poco dimensiones que antes solo competía al estado. En el caso del estado ecuatoriano, las reformas arrancan a finales de 1996 con la promulgación aprobada por el congreso de la Ley de Régimen del Sector eléctrico.

Esta ley promueve cambios profundos como el establecimiento de un mercado competitivo y desregulado, descentralizando se estructura estatal, e incentivando al sector privado las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Por ello, los actuales profesionales en la rama eléctrica estamos llamados a incursionar con nuestros conocimientos y destrezas en la modernización del sector para así aportar con el crecimiento económico del Ecuador.

Los periodos de estiaje en el Paute en tiempos de hidrología seca, y los consecuentes racionamientos de energía, hicieron notar la urgente necesidad de implementar proyectos de generación para poder cubrir con la demanda en estos periodos de sequía. Uno de estos proyectos fue la construcción de la primera central térmica a vapor con un moderno sistema de control digital y comunicación por fibra óptica.

El objetivo de esta tesis, es justamente conocer, analizar y dar criterios ingenieriles de cómo se debe controlar una central de energía aplicando un control basado en la microelectrónica. Para ello se ha escogido como estudio la central antes mencionada.

Una vez conocido el funcionamiento de la central y de su control, se establece los fundamentos para controlar una central de ciclo combinado, ya que a futuro este tipo de generación será una de las más baratas del país, en especial si ya se tiene disponibilidad de gas natural en el golfo como reemplazo del diesel.

Espero con esta tesis poder contribuir e incentivar a los actuales y futuros profesionales del área a continuar aportando sus conocimientos y experiencias adquiridas en los diversos campos del sector eléctrico. El Ecuador necesita ahora más que nunca una renovación en sus estructuras y en los diversos sectores que lo componen. Es mi deseo que los actuales profesionales nos entregemos de lleno, con la asistencia de la Divina Providencia, a buscar opciones que ayuden a salir al Ecuador de la profunda crisis en que se encuentra y lleguemos a ser el país que todos anhelamos.

Luis G. Pérez

INDICE GENERAL

Resumen.....	VI
Indice general.....	VII
Indice de tablas y figuras.....	IX

CAPITULO 1	GENERADORES DE VAPOR	2
Sumario.....		3
Introducción.....		4
1.1 El generador de vapor: situación y misión en una central térmica.....		11
1.2 Constitución de un generador de vapor.....		11
1.2.1 Disposición de conjunto.....		12
1.2.2 Los diferentes circuitos de un generador de vapor.....		15
1.3 El circuito aire-gases de combustión.....		15
1.3.1 Ventiladores de tiro forzado.....		16
1.3.2 Precalentadores de agua.....		16
1.3.3 Cámaras de combustión.....		17
1.3.4 Quemadores.....		17
1.3.5 Chimeneas.....		17
1.4 El circuito agua-vapor.....		17
1.4.1 Generalidades.....		18
1.4.2 Economizadores.....		19
1.4.3 El calderín.....		20
1.4.4 Recalentadores y sobrecalentadores.....		21
1.5 La Central Térmica Trinitaria (CTT).....		21
1.5.1 Antecedentes.....		21
1.5.2 Proceso de construcción.....		22
1.5.3 Objetivos.....		22
1.5.4 Ubicación.....		23
1.5.5 Equipamientos y obras civiles.....		23
1.5.6 Equipos mecánicos y eléctricos.....		24
1.5.7 Datos técnicos.....		29
Síntesis.....		30
Referencias bibliográficas y páginas web.....		30

CAPITULO 2	SISTEMAS DE LA CENTRAL TÉRMICA TRINITARIA	33
Sumario.....		35
2.1 Sistema de vapor auxiliar.....		35
2.2 Sistema de agua de condensado.....		40
2.3 Sistema de agua de alimentación.....		42
2.4 Sistema de drenajes y desahogo de calentadores.....		43
2.5 Sistema de drenajes de tuberías principales y varios.....		45
2.6 Sistema de vacío del condensador.....		48
2.7 Sistema de combustible.....		51
2.8 Sistema de agua de circulación.....		53
2.9 Sistema de aire comprimido.....		56
2.10 Sistema de agua de refrigeración auxiliar.....		58
2.11 Sistema de alimentación química.....		62
2.11 Arranque de la central trinitaria.....		62

CAPITULO 3	INSTRUMENTACIÓN DE LA CENTRAL TÉRMICA TRINITARIA	67
Sumario.....		68
3.1 Conceptos básicos sobre detección, medida y transmisión.....		69
3.2 Definiciones básicas en la medida de variables.....		71
3.3 Clasificación de los instrumentos.....		76
3.3.1 Detectores o instrumentos ciegos.....		76
3.3.2 Indicadores.....		78

3.3.3	Registadores.....	78
3.3.4	Transmisores.....	80
3.3.5	Transductores.....	83
3.3.6	Controladores.....	83
3.4	Variables de proceso en centrales térmicas.....	85
3.4.1	Medidas de presión.....	86
3.4.2	Medidas de flujo o caudal.....	92
3.4.3	Medidas de nivel.....	108
3.4.4	Medidas de temperatura.....	112
3.4.5	Otras variables.....	121
3.5	Válvulas de control y posicionadores.....	124
3.5.1	Características principales de las válvulas de control.....	124
3.5.2	Dimensionamiento de válvulas de control.....	125
3.5.3	Selección de la caída de presión de diseño.....	128
3.5.4	Características en flujo de las válvulas de control.....	129
3.5.5	Característica de la válvula instalada.....	132
	Síntesis.....	135
	Referencias bibliográficas y páginas web.....	136

CAPÍTULO 4	CONTROL DISTRIBUIDO DE LA CENTRAL TÉRMICA TRINITARIA	138
-------------------	---	------------

	Sumario.....	139
	Introducción: Adquisición de datos para un sistema de control distribuido.....	140
4.1	Lazos de control.....	148
4.1.1	Partes fundamentales de un lazo de control.....	148
4.1.2	El controlador.....	150
4.2	Control distribuido de la Central térmica trinitaria.....	152
4.2.1	Introducción.....	152
4.2.2	Hardware y funcionamiento del sistema MAX-1000.....	152
4.3	Control integrado caldera-turbina.....	173
	Síntesis.....	175
	Referencias bibliográficas y páginas web.....	175

CAPÍTULO 5	DISEÑO DE UNA CENTRAL CICLO COMBINADO	176
-------------------	--	------------

	Sumario.....	177
5.1	Ventajas de una central de ciclo combinado.....	178
5.2	Funcionamiento de una central de ciclo combinado.....	178
5.3	Procedimiento de selección del ciclo óptimo.....	183
5.4	Diseño del sistema de control basado en arquitectura de campo.....	190
	Síntesis.....	197
	Referencias bibliográficas.....	198

Apéndices

- A. Lazos de control de la CTT
- B. Una solución al golpe de ariete en tuberías de flujo: La válvula lechuza
- C. Diagramas de control de la CTT
- D. Centro Nacional de Control de Energía, Cenace

Índice de tablas y figuras

TABLA	DESCRIPCIÓN	PAGINA
1.1	Datos de la CTT a 133MW	25
1.2	Datos de la CTT a 125MW	26
1.3	Datos de funcionamiento a 133MW	27
2.1	Equipos componentes del sistema Vapor auxiliar	36
2.2	Equipos componentes del sistema condensado	38
2.3	Componentes principales del sistema Agua de alimentación	40
2.4	Componentes del sistema Drenajes y desahogo de calentadores	42
2.5	Equipos componentes del sistema Drenaje de Tuberías y varios	46
2.6	Componentes del sistema Vacío del condensador	47
2.7	Componentes del sistema de Combustible	48
2.8	Componentes del sistema Agua de circulación	51
2.9	Componentes del sistema Aire comprimido	54
2.10	Componentes del sistema Agua de refrigeración auxiliar	56
2.11	Equipos a refrigerar en la Central Térmica Trinitaria	57
2.12	Sistemas Químicos de la Central Térmica Trinitaria	61
3.1	Sistemas de unidades de presión	86
3.2	Termocuplas más comunes	114
3.3	Características de las sondas de resistencia	120
3.4	Reglas empíricas para selección de características de válvulas	131

FIGURA	DESCRIPCIÓN	PAGINA
1.1	Diagrama del Ciclo Térmico de la Central Térmica Trinitaria	5
1.2	Ciclo Rankine simple (sin recalentamiento)	7
1.3	Ciclo Rankine con recalentamiento y sistema regenerativo	10
1.4	Circuito aire-gases de combustión y agua-vapor	14
3.1	Manómetro de Bourdon	70
3.2	Campo de medida	71
3.3	Error de cero	73
3.4	Error de multiplicación	73
3.5	Error de angularidad	74
3.6	Errores combinados	74
3.7	Presostato de fuelle	77
3.8	Instrumento de contacto	78
3.9	Indicadores analógicos	78
3.10	Señales de un registrador	79
3.11	Circuito de un registrador lineal	80
3.12	Transmisor de corriente	81
3.13	Transformador diferencial	81
3.14	Transmisor electrónico en silicio difundido	82
3.15	Controlador analógico	84
3.16	Hardware de un controlador digital	85
3.17	Experimento de Torricelli	87
3.18	Relaciones entre las presiones manométricas y absolutas	87
3.19	Manómetro en U y de columna	91
3.20	Manómetro de presión o de columna inclinada	91
3.21	Gráfico del Teorema de Bernoulli	95
3.22	Pérdidas en flujo de fluidos	96

3.23	Pérdidas de carga en una tubería	97
3.24	Rotámetro	100
3.25	Placa orificio y su montaje	101
3.26	Tobera de flujo	102
3.27	Tubo Ventury	103
3.28	Aplicación del teorema de Bernoulli	104
3.29	Medidor de turbina	107
3.30	Medidor directo de nivel	109
3.31	Medición de nivel por presión diferencial	110
3.32	Transmisor de desplazamiento	111
3.33	Diagrama de bloques de un transmisor de nivel 4-20 mA	111
3.34	Termocupla	113
3.35	Gráfico Temperatura vs Milivoltios para termocuplas	115
3.36	Temperaturas que afectan a la fem	115
3.37	Metales que afectan a la fem de una termocupla	116
3.38	Compensación de junta fría por método de puente	118
3.39	Curvas de resistencias de varios metales vs Temperatura	119
3.40	Medición de resistencia de 3 hilos mediante puente Wheatstone	119
3.41	Características típicas de un termistor	120
3.42	Control de temperatura de un tanque de agua	129
3.43	Curvas características de flujo inherente para una válvula	130
3.44	Distorsión de la característica de una válvula lineal instalada	132
4.a	Sistema de Adquisición de datos de la Central Trinitaria	140
4.b	Señal de un transmisor	141
4.c	Señal de una Termocupla	141
4.d	Aislamiento de tarjetas de adquisición de datos	144
4.1	Lazo de bucle cerrado	148
4.2	Control de nivel de un calderín	149
4.3	Sistema de control distribuido MAX 1000	153
4.4	Red MAX 1000 de la Central Térmica Trinitaria	155
4.5	Distribución de energía para el sistema MAX 1000	157
4.6	Panel frontal y lateral de la DPU	159
4.7	Estación de Trabajo (Workstation)	164
4.8	RPU's conectados al Data Highway	165
4.9	Componentes del Data Highway	167
4.10	Especificaciones del Data Highway	168
4.11	Lazos de tráfico y paso del Token	170
4.12	OEI funcionando como transmisora	171
4.13	Sistema de comunicación MAXNET de la Central Trinitaria	172
4.14	Señal de MW a caldera y turbina	173
4.15	Control coordinado Caldera-Turbina	174
5.1	Esquema general de una central de ciclo combinado	180
5.2	Diagrama Entropía vs Temperatura del ciclo gas y agua-vapor	181
5.3	Procedimiento de selección para un ciclo combinado	184
5.4	Diagrama de selección de una turbina a gas	187
5.5	Ciclo de vapor de una sola presión con evaporación suplementaria	189
5.6	Arquitectura típica de control basado en un DCS	190
5.7	Sistema de control de Arquitectura basada en campo	191
5.8	Subsistemas que componen el control de una central a gas	192
5.9	Arquitectura de lazos de control clásicos y basados en campo	195
5.10	Configuración del sistema de control para un ciclo combinado	196

Marco Institucional

La Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LSRE) promulgada el 10 de octubre de 1996, creó El Consejo Nacional de Electricidad –CONELEC- (Art. 12), como persona jurídica de derecho público con patrimonio propio, autonomía administrativa, económica, financiera y operativa (Art. 13), que comenzó a operar el 20 de noviembre de 1997, una vez promulgado el Reglamento General Sustitutivo de la LRSE.

El CONELEC se constituye como un ente regulador y controlador, a través del cual el Estado Ecuatoriano puede delegar las actividades de **generación, distribución y comercialización** de energía eléctrica a empresas concesionarias. Además el CONELEC tiene que elaborar el Plan de Electrificación, que será obligatorio para el sector público y referencial para el sector privado.

Director y Funcionarios.

1. GENERADORES DE VAPOR



Nuestro mundo es una bella sinfonia inacabada. Si Dios no nos lo quiso entregar terminado, fue sin duda para que tuviésemos el honor y el placer de colaborar con su obra creadora. Dejó nuestro pan en espigas silvestres; los metales impuros y ocultos en las entrañas de la tierra; la fuerza oculta en el agua, y la energía eléctrica, en la atmosfera. Ni siquiera nosotros mismos fuimos hechos perfectos, para que así tuviésemos la oportunidad de perfeccionarnos continuamente. ¡Llamemos pues a Dios! que ha tenido la gentileza de ofrecernos todo un mundo inacabado, cargado de misterio, de fascinantes secretos y... de iguales oportunidades.

Maéstrenme a un hombre completamente satisfecho... y yo les mostraré a un fracasado.
Thomas A. Edison

¡Pobre Latinoamérica! Van lejos de Dios y tan cerca de los Estados Unidos.
Anónimo

CAPÍTULO 1

GENERADORES DE VAPOR

Sumario

1. Es fundamental comprender la función de un generador de vapor o caldera en una central térmica de energía. El término "caldera" se aplica a un dispositivo para generar vapor a gran temperatura y presión con el objetivo de mover una máquina móvil como una bomba, o turbina, que a la vez se haya acoplada al respectivo generador.
2. La manera como un generador de vapor está constituido es importante, ya que esto nos permite tener una visión de que elementos necesitan control y/o protección, sobre todo porque se manejan altas presiones y temperaturas.
3. Al generador de vapor o caldera se le puede estudiar analizando sus dos principales circuitos: **circuito aire-gases de combustión**, y su **circuito agua-vapor**. La comprensión de estos dos circuitos establecerá los parámetros de control y las acciones de protección que se necesita en la caldera para asegurar un alto rendimiento. Aunque estos dos circuitos se los analiza de forma independiente, los dos trabajan de manera "interdependiente" es decir, que para obtener un funcionamiento óptimo de la caldera se necesita tener una visión sintética de ambos circuitos y como se hayan interrelacionados.
4. Sin embargo, el **circuito agua-vapor** es el que más atención y cuidado requiere. El funcionamiento óptimo de este circuito permitirá cumplir con las exigencias que imponga la turbina de vapor. Una anomalía en este circuito conlleva a un funcionamiento defectuoso de la turbina y por ende del generador, imposibilitando la generación de energía. Una "instrumentación" adecuada para este circuito debe ser capaz de garantizar una operación sin problemas y dentro de lo posible, anticipar cualquier anomalía que se pueda presentar.
5. **La Central Térmica Trinitaria (CTT)** es la primera central térmica "a vapor" del Ecuador que involucra un moderno "sistema de control" basado en instrumentación electrónica, tarjetas de adquisición de datos, software de operación y control y sistemas de comunicaciones basados en fibra óptica y en tecnologías como la "Ethernet". Ubicada en el sector de Fertiza al sur de la ciudad de Guayaquil, y con una capacidad de generación bruta de **133MW**, su objetivo principal es el de garantizar la confiabilidad del sistema eléctrico durante los periodos de emergencia o de estiaje que se presenten en el país.

CAPITULO 1

GENERADORES DE VAPOR

Introducción

El objetivo de este capítulo se centra en la comprensión básica de una central de energía en donde se utiliza combustible fósil para producir vapor de agua a alta presión y temperatura moviendo de esta manera una turbina de vapor y a su vez esta mover el generador que tiene acoplado a su eje. En la fig. 1.1 se muestra el diagrama del ciclo térmico de la *CTT (central térmica trinitaria)*. Como se indica, la unidad está compuesta por un *generador de vapor o caldera (CA)*, en donde se ingresa combustible (bunker) y aire para producir la combustión a través los quemadores que se encuentran dentro de la caldera. Por otro lado se ingresa agua a la caldera, que al salir del *domo o calderín* se encuentra en estado de vapor saturado. Antes de su ingreso a la turbina, el vapor (líneas de color rojo) pasa por un *sobrecalentador (SOB)* que eleva aún más su temperatura consiguiendo de esta manera un vapor sin humedad y apto para el ingreso a la *turbina de alta presión (AP)*. Al expandirse este vapor por el trabajo realizado en la turbina AP, pierde temperatura y presión por lo que antes de su ingreso a los cuerpos de media y baja presión (*MP y BP*) este vapor regresa a la caldera para pasar por el *recalentador (REC)* subiendo así su temperatura. Cuando este vapor se ha expansionado en los cuerpos de MP y BP llega a un intercambiador de calor llamado *condensador (C)* en donde cede su calor al agua proveniente del estero, bombeada por las *bombas de agua de circulación (BAC)*, producto de este intercambio el vapor se convierte en condensado o agua (líneas de color azul) para ser llevado de nuevo a la caldera y así comenzar el ciclo de producción de vapor. Pero para mejorar la eficiencia del proceso y obtener un ahorro de combustible, el condensado, bombeado por las *bombas de condensado (BC)*, antes de su ingreso a la caldera eleva su temperatura en unos *calentadores de baja presión (BP1, BP2 y BP3)*.

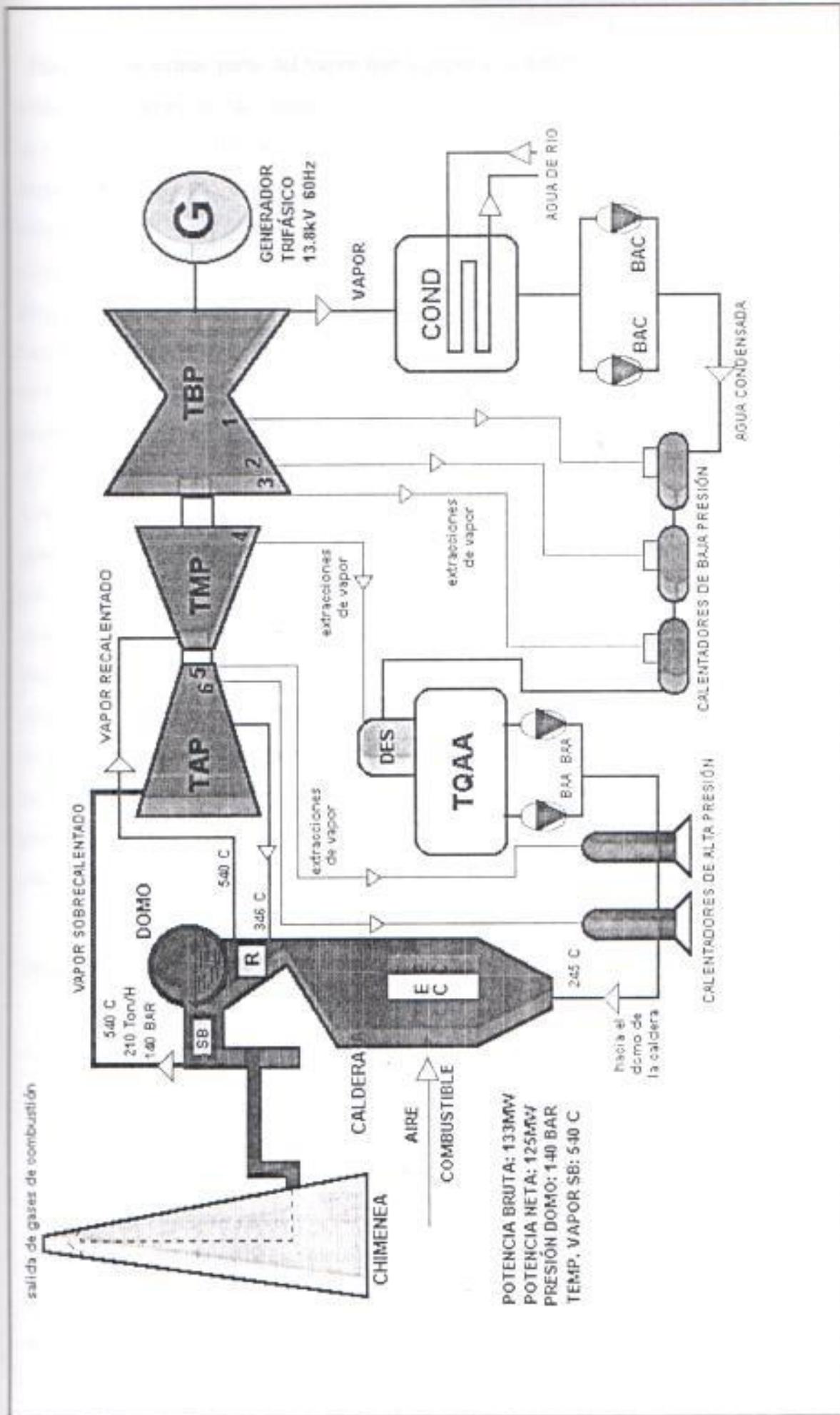


Fig.1.1 Diagrama del ciclo térmico de la Central Térmica Trinitaria.

Para ello, se extrae parte del vapor que ingresa a la turbina de MP y BP y se lo lleva a estos calentadores, de tal manera que puedan ceder su calor al condensado. Aquí se tienen tres calentadores de BP pero podrían ser más dependiendo de factores económicos y de espacio de la planta. Una vez el condensado ha incrementado su temperatura en estos calentadores se dirige al *desgasificador (DG)* en donde recibe una purificación al eliminar ciertos gases disueltos que son muy peligrosos para las tuberías de la caldera. De esta manera se almacena en el tanque de *agua de alimentación (TQAA)* y está lista para su ingreso a la caldera a través de las *bombas de agua de alimentación (BAA)*. Sin embargo, este condensado recibe un incremento adicional de temperatura en los *calentadores de alta presión (CAP5 y CAP6)* aprovechando las extracciones del vapor del cuerpo de la turbina AP. Este condensado ingresa a la caldera para ser transformado de nuevo en vapor, pasando antes por un *economizador (EC)*. En este economizador, el agua recibe el calor de los gases producto de la combustión elevando aún más su temperatura, obteniendo así un ahorro más considerable de combustible y mejorando la eficiencia de la central. De esta manera el condensado se vuelve a convertir en vapor y el ciclo se vuelve a repetir según lo hemos explicado.

Estos son los fundamentos básicos de una central térmica; sin embargo, se tiene que hacer un análisis un poco más detallado de cada uno de sus equipos y sistemas de tal manera que se pueda entender más profundamente las características o la "*personalidad*" del proceso para poder así entrar en el tema de la instrumentación necesaria, tanto para controlar como para proteger a la unidad de forma automática.

Aspectos termodinámicos

El proceso antes descrito toma el nombre de *ciclo termodinámico de Rankine*, que es común para todas las centrales térmicas.

■ Cuando un sistema vuelve a su estado inicial después de haber sufrido una serie de transformaciones, se dice que ha recorrido un ciclo termodinámico.

Puesto que el sistema recupera su estado inicial, *el concepto de ciclo termodinámico lleva implícito el de sistema cerrado*.

La experiencia demuestra que un ciclo de trabajo se caracteriza por una transformación con adición de calor a altas temperaturas, y otra, de forma inevitable, a una temperatura inferior, en la que se cede calor. Por consiguiente el rendimiento térmico total es siempre menor que la unidad, siendo valores normales del 5 al 40% (aunque en las centrales de ciclo

combinado actuales, el rendimiento sobrepasa el 45%). Como se conoce, un ciclo Rankine ideal está conformado por los siguientes equipos:

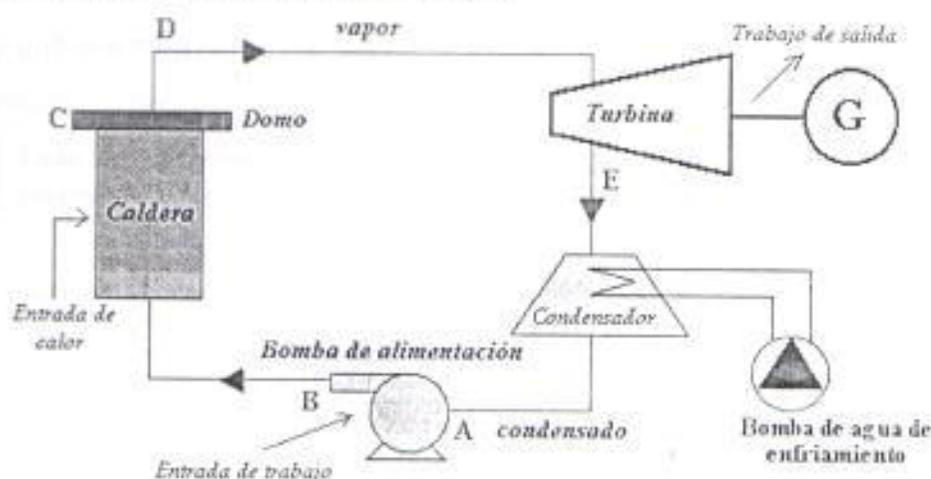


Fig.1.2.- Ciclo Rankine simple (sin recalentamiento)

El ciclo de Rankine es superior al ciclo de Carnot, ya que se sustituye la compresión de un líquido por una compresión de vapor, con consumo de trabajo. De este modo, como se ve en la fig. 1.2 el ciclo de Carnot se transforma en un *ciclo de Rankine*, en el cual se completa la condensación del líquido saturado en el condensador, y a continuación este es bombeado reversiblemente a la presión de la caldera. Mediante este procedimiento se consiguen dos objetivos:

- *Elevar considerablemente la relación trabajo, porque el trabajo que se necesita para bombear un líquido es relativamente pequeño.*
- *El rendimiento de la caldera también aumenta, porque en este caso se consume calor para que la temperatura del líquido pase del estado B al D.*

Por consiguiente, en condiciones ideales, el calor se comunica al ciclo a presión constante aumentando la temperatura de B a C y manteniéndose constantes la presión y temperaturas en el intervalo de C a D. El resto de las transformaciones que se realizan en el ciclo son una expansión reversible y adiabática D-E en la turbina, una condensación E-A a presión y temperaturas constantes en el condensador y una compresión adiabática reversible A-B en la bomba de alimentación.

Se llama transformación adiabática la que se realiza sin que el sistema intercambie calor con el medio exterior. Es decir, todo el calor recibido en la caldera se transforma en trabajo en la turbina.

Sin embargo, en la realidad no se tiene una transformación completamente adiabática, ya que no todo el calor recibido se convierte en energía utilizable.

Es ideal toda transformación en la que no existe disipación de la energía utilizable.

Siempre que una transformación se puede realizar en sentidos contrarios pasando por los mismos estados se denomina *reversible*.

Toda transformación completamente reversible es "ideal". Es decir, la reversibilidad es un límite que no se puede alcanzar en una transformación real.

Lo anteriormente dicho es consecuencia de la primera ley de la termodinámica aplicada a procesos reales. Esta ley no indica si el proceso es o no es ideal, solo indica que la energía se conserva, y si se pierden pequeñas cantidades de energía, debe aparecer la misma cantidad de energía bajo otra forma distinta. La que nos indica la "personalidad termodinámica del proceso" es la segunda ley de la termodinámica.

La segunda ley de la termodinámica nos indica que no todas las formas de energía tienen la misma capacidad para efectuar un trabajo. Expresa que en todas las transformaciones reales, la energía pasa a formas menos utilizables.

Por consiguiente el segundo principio es un postulado sobre "la degradación de la energía".

En todas las transformaciones reales de un sistema aislado, la energía utilizable disminuye; en las transformaciones ideales, se conserva.

Es por ello que no todo el calor cedido por la caldera se lo puede aprovechar en trabajo y el rendimiento de la central térmica no pasa del 40%. Estas observaciones se pueden expresar con toda generalidad definiendo una función particular de las propiedades termodinámicas llamada "entropía".

Entropía, es una propiedad de los cuerpos, que se mantiene constante en las transformaciones adiabáticas reversibles. Por ello las transformaciones reversibles son transformaciones "isoentrópicas".

Sin embargo en los sistemas reales no suceden transformaciones adiabáticas reversibles.

La entropía de un sistema aislado aumenta en todas las transformaciones reales. En otros términos: No se puede convertir completa y continuamente el calor en trabajo.

Por lo tanto, el ciclo de Rankine de las centrales térmicas es modificado para alcanzar rendimientos que se aproximen al 40%. El rendimiento de cualquier ciclo puede aumentar al hacerlo la temperatura a la cual el ciclo recibe calor. Si el agente de transformación del

ciclo es el agua, el aumento de temperatura va acompañado por un aumento de presión (en caso de la CTT máximo a 147 bar y 540°C); esta es la causa por la que cuando se trabajan a las más altas temperaturas se utiliza vapor recalentado. Esta trae dos ventajas:

- Aumenta el rendimiento total del proceso térmico de la planta.
- Elimina, en parte, la humedad del vapor en las últimas fases de la expansión de la turbina.

El ciclo toma el nombre de "*ciclo Rankine con recalentamiento*". El recalentamiento intermedio tiene gran aplicación cuando, debido a las altas presiones de funcionamiento, aparece un gran porcentaje de humedad en el proceso de expansión. Esto conlleva a mayores costos de montaje, ya que se requieren mas tuberías para llevar el vapor de la turbina a la caldera y de esta a las ultimas etapas de la turbina.

El rendimiento térmico del ciclo de Rankine es menor que el ciclo de Carnot, porque la temperatura a que se realiza la adición de calor al agua de alimentación no es la más elevada posible.

Esta deficiencia puede ser eliminada mediante un "*ciclo regenerativo*", que consiste en aumentar la temperatura del condensado que se dirige hacia la caldera mediante adición de vapor que se extrae de los cuerpos de la turbina. Por lo tanto, tomando en cuenta todos estos principios se tiene la modificación del ciclo Rankine ideal. La fig.1.3 presenta el ciclo de Rankine modificado para un proceso térmico. Este es el ciclo que sigue una central térmica para elevar su rendimiento de trabajo. En la realidad se utilizan otros equipos como se analizó en la fig.1.1, ya que hay que tomar en cuenta otras variables a parte de las termodinámicas, como son las químicas, mecánicas, etc.

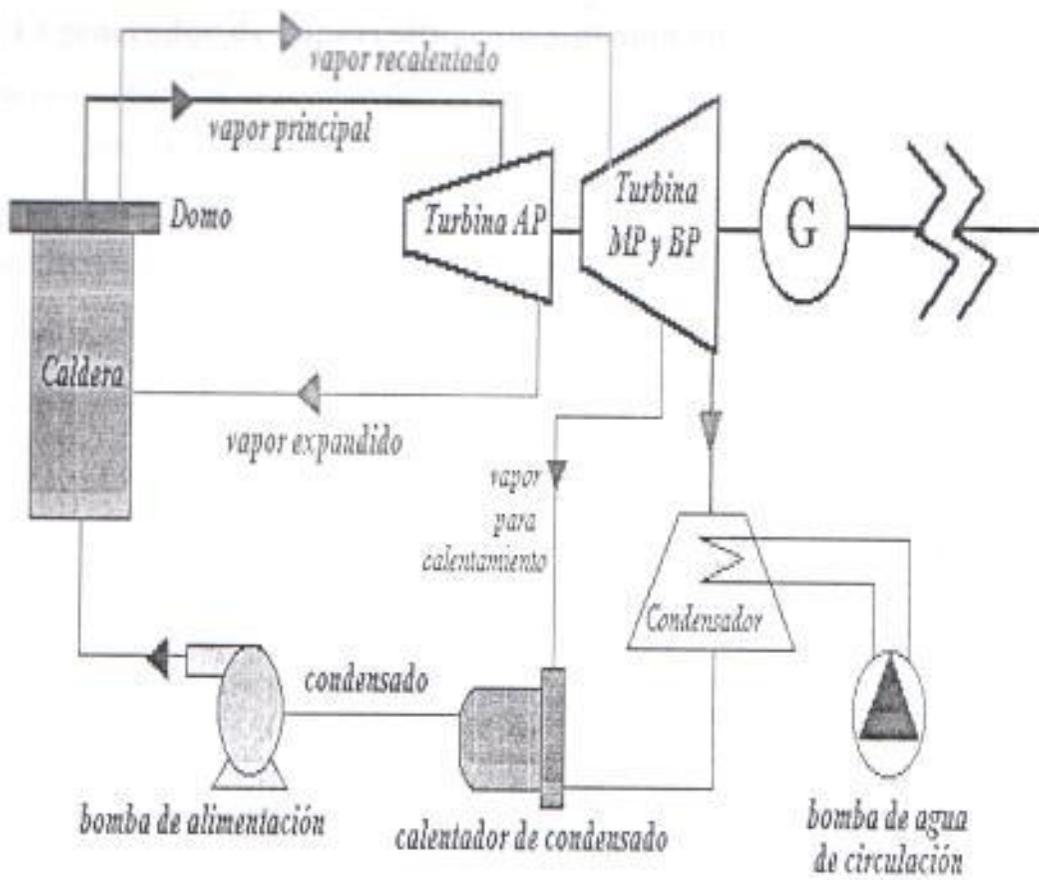


Fig.1.3.- Ciclo Rankine con recalentamiento y sistema regenerativo.

1.1 El generador de vapor: situación y misión en una central térmica

Una central térmica, es una instalación destinada a producir energía eléctrica a partir de la energía química contenida en estado latente en los combustibles industriales. Esta transformación de energía solo es posible industrialmente pasando por estados intermedios: en una central térmica estos estados son los siguientes:

*Transformación de
energía química en
energía calorífica* —————→ **LA COMBUSTIÓN**

*Transformación de
energía calorífica
en energía mecánica* —————→ **LA TURBINA**

*Transformación de
energía mecánica
en energía eléctrica* —————→ **EL GENERADOR**

La transformación de la energía calorífica en energía mecánica necesita de la utilización de un medio. Los medios generalmente usados son:

- a) *El agua*
- b) *El vapor de agua*
- c) *El aire*
- d) *Los gases*¹

El **generador de vapor** (o caldera) es el recinto destinado a extraer la energía calorífica del combustible y cederla al vapor de agua. La energía calorífica contenida en el vapor de agua es en parte transformada en energía mecánica en la turbina.

1.2 Constitución de un generador de vapor

1.2.1 Disposición del conjunto

En términos generales cualquier generador de vapor esta constituido esencialmente:

a. *De una cámara de combustión.* - En esta cámara se quema la mezcla aire-combustible liberándose calor.

¹ En la CTT (central térmica trinitaria) el medio utilizado es el "vapor de agua"; por lo tanto, es importante conocer las diferentes propiedades del vapor de agua, esto es: viscosidad, entalpia, entropía, densidad, volumen específico etc, a las diferentes presiones y temperaturas en que va a operar la central.

b. De cambiadores de calor.- Los cambiadores están constituidos en gran parte por haces tubulares. Por el exterior de dichos tubos circulan los gases de combustión a alta temperatura. Estos son los economizadores, vaporizadores, sobrecalentadores y recalentadores. El interior de estos tubos esta recorrido por el agua (para calentamiento y vaporización) o por el vapor (sobrecalentamiento y recalentamiento de vapor).

1.2.2 Los diferentes circuitos de un generador de vapor

Está conformado por dos circuitos principales:

a. El circuito aire-gases de combustión

b. El circuito agua vapor²

a.- El circuito aire-gas de combustión

El aire comburente tomado de la atmósfera se envía a la caldera mediante ventiladores de tiro forzado. Estos ventiladores lo impulsan hacia los precalentadores de aire. Los precalentadores de aire tienen doble objeto:

- 1.- *Recuperar el calor aun contenido en los gases de a la salida de los cambiadores de agua y de vapor.*
- 2.- *Elevar la temperatura del aire comburente para mejorar la combustión.³*

A la salida de los precalentadores, el aire caliente tiene una función esencial: el de comburente. Según el combustible utilizado es impulsado a la cámara de combustión por los quemadores junto con el combustible. En la cámara de combustión el oxígeno del aire se combina con el combustible y es la zona mas caliente de la caldera. Esta cámara está rodeada generalmente de **tubos-pantalla** llamados también **pantallas vaporizadas**. Los gases son llevados de inmediato hacia los tubos intercambiadores recorridos por vapor, son los **sobrecalentadores y recalentadores**.

² *El agua, en condiciones atmosféricas normales, se encuentra en estado líquido. Cuando cierta cantidad de agua se calienta por medio externo la temperatura del agua aumenta hasta que en su superficie se forman pequeñas burbujas que se rompen continuamente. A este fenómeno se le llama "ebullición". El agua debe estar hirviendo antes que se convierta en vapor. A este vapor se le llama "vapor saturado húmedo" ya que contiene partículas de agua en suspensión. Si a este vapor se le agrega aun más calor a cierta presión toma el nombre de "vapor saturado seco" ya que es vapor libre de partículas de agua. Este vapor es el que se utiliza para la generación de energía.*

³ *Esto conlleva a un ahorro de combustible. En la CTT (central térmica trinitaria) se utiliza como combustible Fuel Bunker C. Es importante conocer la relación aire-combustible para poder tener una combustión óptima en la caldera a las diferentes cargas de la central.*

Los gases han cedido entonces gran parte de su calor al agua y al vapor. El agua que alimenta las pantallas vaporizadas es recalentada en el economizador situado a la salida de los gases, lo que disminuye aun la temperatura de estos.

Con el fin de extraer el máximo de calor, los gases atraviesan un último cambiador: el **precalentador de aire**, citado antes.

El tiro natural de la chimenea no es suficiente siempre para asegurar la circulación de gases desde la cámara de combustión por lo tanto pueden instalarse ventiladores de tiro inducido en la chimenea⁴

b.- El circuito agua-vapor

Siendo la función esencial suministrar vapor, veamos cuales son los elementos que lo producen en un generador de vapor.

Los elementos constitutivos de un circuito agua-vapor son los siguientes (fig 1.3):

- **El economizador**, que recibe el agua de alimentación y le hace un último precalentamiento antes de entrar al calderín.
- **El calderín**, almacenaje principal del generador de vapor y que constituye con las pantallas vaporizadas el conjunto que produce vapor.
- **Los sobrecalentadores**, cuya misión es elevar la temperatura del vapor ya producido y así aumentar su potencial calorífico. Se distingue el sobrecalentador primario y secundario a la salida del cual el vapor alimenta el cuerpo de alta presión (AP) de la turbina.

El recalentador, que recibe, después de una expansión parcial, el vapor que proviene del escape del cuerpo de AP y eleva de nuevo la temperatura de este vapor. A la salida del recalentador el vapor alimenta el cuerpo de la turbina de media y baja presión (MP y BP).

⁴ La caldera de la CTT es de "tiro natural" es decir que dentro de la caldera existe una sobrepresión originada por la combustión, y esto hace que los gases, producto de la combustión del bunker, se dirijan hacia la chimenea ya que esta se encuentra a presión atmosférica; por lo tanto en esta caldera no se utilizan "ventiladores de tiro inducido", estos son necesarios en calderas en que los gases de combustión no se dirigen a la chimenea por diferencia de presiones.

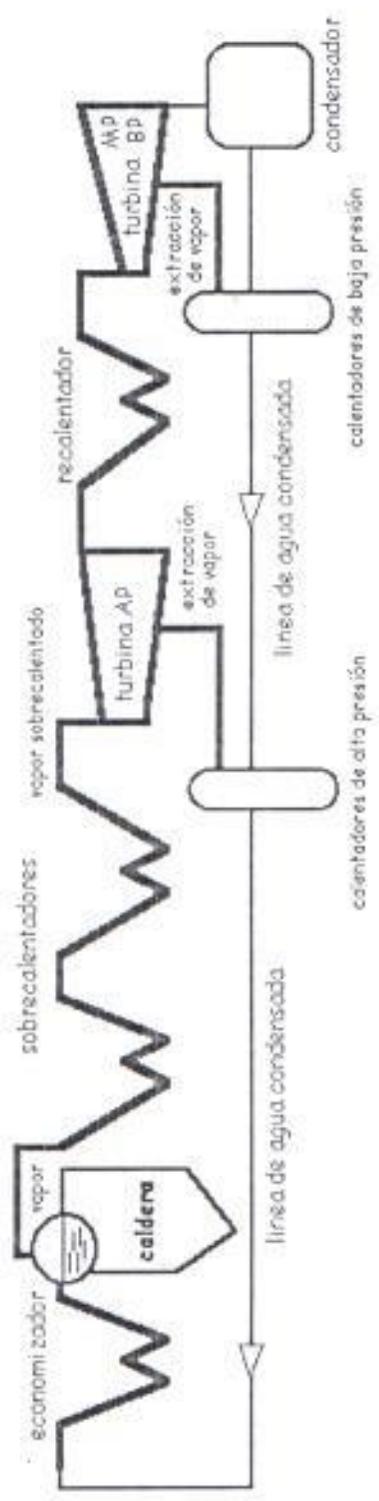
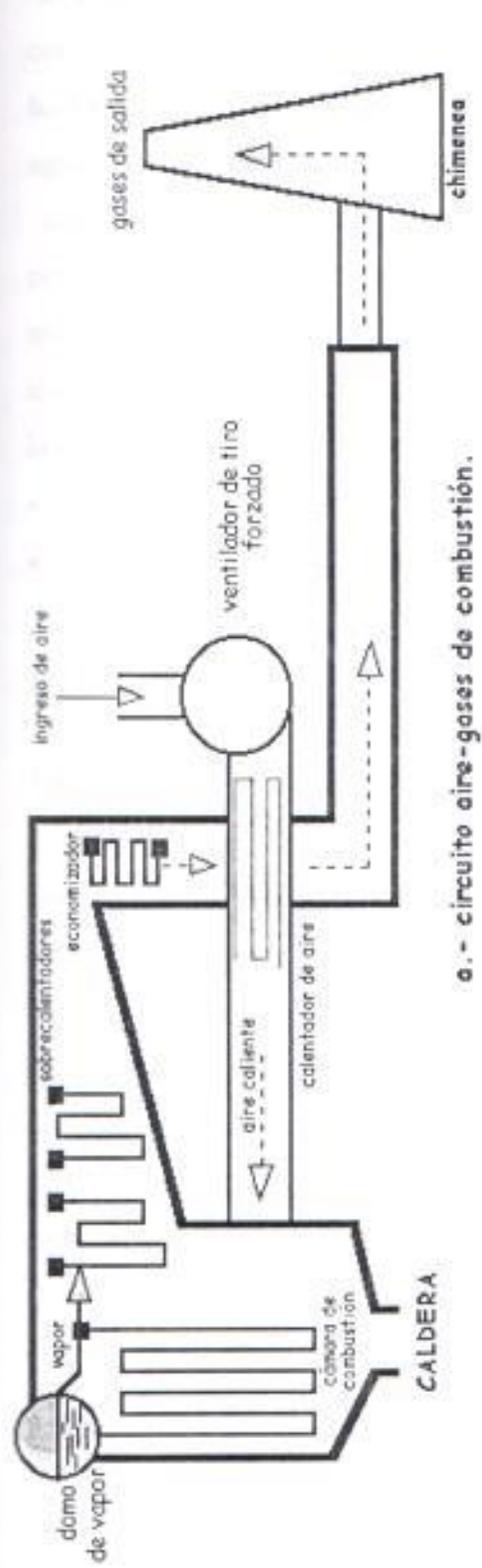


Fig. 1.4 Circuito aire-gases de combustión y agua-vapor de la Central Trinitaria

Condiciones de buen funcionamiento.- El rendimiento de un generador de vapor es la relación entre la cantidad de calor utilizada, es decir la que se sede al vapor, y la cantidad de calor aportado por el combustible.

El rendimiento de un generador de vapor depende:

- a.- Del rendimiento de la combustión, es decir, de la transferencia del calor contenido en el combustible hacia los gases de combustión.
- b.- Del rendimiento de los intercambios de calor entre los gases de combustión y la mezcla agua-vapor.

Estos son los fundamentos básicos de un generador de vapor (caldera) , y esto nos permitirá tener una idea básica de como se genera vapor en una caldera. Para tener una idea mas clara de los elementos de una caldera y así poder entender mejor la utilidad de la instrumentación , veamos a continuación con cierto detalle los dos circuitos principales de la caldera:

- EL CIRCUITO AIRE-GASES DE COMBUSTIÓN.
- EL CIRCUITO AGUA-VAPOR.

1.3 El circuito aire-gases de combustión

1.3.1 Ventiladores de tiro forzado

Los ventiladores de forzado se pueden considerar como auxiliares del generador de vapor. Los ventiladores de tiro forzado tienen como misión el suministro de aire necesario en la combustión; los caudales de aire son impulsados por los ventiladores , que son del orden de 450 t/h para un grupo de 125 MW y 1260 t/h para un grupo de 600 MW, de lo que se deduce que estos son grandes consumidores de energía⁵

Los ventiladores de tiro forzado, en numero de dos, aspiran generalmente el aire atmosférico de la parte alta del edificio de la caldera y circulan este aire hacia la cámara de combustión y los quemadores a través de un precalentador de aire.

⁵ En las centrales térmicas comunes, los ventiladores de tiro forzado son los que consumen los más altos voltajes de la planta. En la CTT estos ventiladores funcionan a 4160[V] con un consumo de aproximadamente de 1MW.

1.3.2 Precalentadores de aire

El precalentador de aire es un cambiador de calor cuya misión es el de recuperar una parte del calor contenido en los gases de combustión. Estos últimos están a la salida del economizador a una temperatura elevada, del orden de 250° a 350°C.

El precalentador de aire necesario para la combustión, presenta las siguientes ventajas:

1. Reducción de las pérdidas por calor sensible.
2. Mejora de los fenómenos de combustión (desprendimiento de las materias volátiles del combustible, y facilidad en el secado del combustible de los quemadores).

Sin embargo, la recuperación del calor no puede ser llevada muy lejos sin comportar riesgos graves de corrosiones. En efecto la temperatura de los gases no debe descender por debajo de un valor mínimo denominado "temperatura de rocío" ⁶ y que depende esencialmente de la naturaleza del combustible utilizado y del exceso de aire admitido por la combustión. La temperatura de rocío es la que corresponde a la aparición de condensaciones en los gases dando lugar a ácidos que destruyen las partes metálicas de los circuitos de gas. Estos fenómenos de corrosión son tanto mas que temer cuanto mas rico en azufre sea el combustible utilizado (fuel-oil, gas natural). La temperatura de rocío es del orden de 110° a 150°C.

En base de estas consideraciones, los constructores utilizan fundición, material más resistente a la acción corrosiva de los gases que el hierro, para la construcción de los precalentadores de aire ⁷, por lo menos cuando estos deben funcionar a temperaturas próximas a la temperatura de rocío.

1.3.3 Cámaras de combustión

La cámara de combustión (el hogar) es la parte esencial de la caldera de vapor . Es en su interior donde se desarrolla la llama de la combustión y donde tienen lugar los principales intercambios de calor utilizados para producir vapor. En efecto los intercambios de calor entre "gases y agua" y entre " gases y vapor " se efectúan de tres formas distintas:

- **Radiación.-** sobre la superficie externa de los tubos que cubren las paredes del hogar.

⁶ Es muy peligroso dejar que los gases de combustión estén por debajo de esta temperatura, ya que existe el peligro de que se condensen y formen ácidos que destruyen las partes internas de la caldera. Una vez más, precalentar el aire que ingresa a la caldera conlleva un notable ahorro de combustible.

⁷ Los calentadores de aire se clasifican en general como recuperativos y regenerativos. En la CTT se tiene el tipo regenerativo. En estos se tiene un rotor que gira a una velocidad próxima de 1 rpm, los gases circulan de arriba hacia abajo en una mitad del rotor, mientras que el aire frío circulan en dirección contraria en la otra mitad del rotor. Los sectores del rotor se insertan alternativamente en el circuito de gases y en el circuito del aire (ver en los anexos el diagrama del calentador de aire regenerativo de la CTT)

- **Conducción.-** a través del metal de los tubos.
- **Convección.-** de una parte y otra de la pared de los tubos, tanto en el circuito de gases, como en el circuito de agua-vapor.

En la cámara de combustión estos intercambios de calor tienen lugar sobre todo por radiación. La forma dada a la cámara de combustión y el tipo de quemadores, dependen esencialmente de la naturaleza del combustible utilizado y de la longitud de la llama para lograr una combustión lo más completa posible; además se intenta dar a la cámara y a los quemadores disposiciones tales que el desplazamiento de calor debido a la combustión sea lo más uniforme posible para la mejor utilización del volumen de la cámara y para evitar las zonas demasiado calientes⁸. La parte inferior de la cámara debe permitir la extracción de los gases de desperdicio.

1.3.4 Quemadores

Los quemadores tienen por misión engendrar y mantener la combustión del combustible, pues aseguran la mezcla homogénea e íntima del comburente.

Su concepción difiere según el tipo de combustible utilizado, carbones, fuel-oil, gas y según su disposición en la cámara de combustión.

1.3.5 Chimeneas

Las chimeneas de las calderas son elevadas con el fin de evitar el descenso de los gases de combustión y obtener su mayor dispersión en la atmósfera. La construcción con ladrillos, muy utilizada anteriormente, se sustituye en las centrales modernas por la construcción en chapa o en hormigón armado. La parte superior de las chimeneas está protegida contra la acción de los gases y de los agentes atmosféricos por medio de una corona de fundición.

1.4 El circuito agua-vapor

1.4.1 Generalidades

Para compensar la producción de vapor y mantener el nivel en el calderín, hace falta alimentar con agua a la caldera. En una central térmica clásica, esta alimentación está asegurada de la manera siguiente:

⁸ Es en el hogar de la caldera donde se tienen las más altas temperaturas de operación. En la CTT la temperatura de los gases de combustión, antes que ingresen al sobrecalentador primario, son del orden de los 1200°C.

a.- El agua que resulta de la condensación del vapor que ha trabajado en la turbina se vuelve a tomar por la bomba de extracción de condensado, la cual envía al tanque de alimentación a través de un precalentador de baja presión⁹ y de un desgasificador cuyo objeto es eliminar el gas disuelto en esta agua, en particular el oxígeno¹⁰.

b.- La bomba de alimentación de agua que aspira del tanque de alimentación asegura entonces la reinyección del agua en la caldera a través de un precalentador de alta presión. Mas adelante veremos que puede haber más de una etapa de precalentamiento.

Esta agua de alimentación debe encontrarse a su entrada a la caldera en las condiciones requeridas para el buen funcionamiento de la planta, y son:

- agua a cualidades físicas y químicas adecuadas.
- agua a temperatura relativamente elevada del orden de 250°C.
- agua a una presión superior a la que existe en el calderín.

No obstante, para compensar las pérdidas de agua inevitables del ciclo, se necesita hacer un aporte a partir de agua tratada en una planta de tratamiento de agua.

1.4.2 Economizadores

a.- Función del economizador.

Habiendo de ser introducida en el calderín de la caldera, el agua de alimentación ya precalentada por su paso en el precalentador de alta presión, atraviesa un cambiador de calor situado sobre el recorrido de los gases de combustión, *el economizador*.

Este dispositivo tiene por objeto recuperar una parte de las calorías que quedan en los gases de combustión para elevar la temperatura del agua de alimentación. Ejemplo:

Temperatura del agua antes del economizador.....235 °C.

Temperatura del agua después del economizador.....260 °C.

Esta disposición presenta las ventajas siguientes:

L.- Aumento del rendimiento térmico de la instalación, en efecto, se disminuye las pérdidas de calor sensible de los gases de combustión evacuados a la chimenea.

⁹ En la CTT como en otras centrales térmicas, no todo el vapor que realiza trabajo en la turbina va al condensador; una parte de este vapor se lo extrae de los diferentes cuerpos de la turbina para elevar la temperatura del condensado que se dirige al tanque de agua de alimentación, y luego a la caldera. Todo esto con el fin de obtener más ahorro de combustible.

¹⁰ La presencia de oxígeno en el agua de alimentación de caldera es perjudicial para las tuberías de conducción y para los tubos internos de la caldera, pues el oxígeno es la principal fuente de corrosión de los metales.

2.- Supresión de contracciones térmicas elevadas en el metal del calderín que provocaría la entrada de agua insuficiente precalentada.

Entonces podemos concluir que el economizador es un cambiador de calor de recirculación metódica (sentido de circulación del agua inversa al de los gases de combustión) que sirve para sobrecalentar el agua que ingresa al calderín y de aquí al hogar de la caldera. El cambio de calor se hace por convección ¹¹.

El economizador está situado sobre el recorrido descendente de los gases de combustión en una zona donde la temperatura de estos gases es todavía muy elevada. Esta puede alcanzar los 500°C.

h.- Corrosión del economizador

En razón del coeficiente de convección elevado del agua fría, el metal de los tubos está a baja temperatura, próxima a la del agua. El vapor de agua contenido en los gases de combustión puede condensarse sobre los tubos si la temperatura es inferior a la de rocío. Esta agua condensada oxida el metal ya que los gases de combustión contienen gas sulfuroso (SO₂).

1.4.3 El calderín

Hay que destacar que el calderín no existe más que en el caso de generadores de vapor de circulación natural o de circulación asistida.

Constituye un recinto de mezcla en el que se encuentran reunidos la fase líquida y la fase de vapor del agua de la caldera. De este hecho la temperatura del agua del calderín se encuentra a la temperatura de saturación que corresponde a la presión que hay en este recinto.

El calderín se sitúa en un punto del circuito agua-vapor donde la circulación del agua a vaporizar se interrumpe: el agua del calderín que alimenta las pantallas vaporizadas por intermedio de tuberías no expuestas a la acción de las llamas, vuelve al calderín en la parte alta bajo forma de emulsión agua-vapor. Se establece entonces en el calderín un plano de agua cuyo nivel es controlado y mantenido a un valor sensiblemente constante para un mismo régimen de vaporización. Por encima de este plano de agua, se encuentra el vapor saturado o húmedo que por intermedio de separadores y secadores, cuyo objeto es

¹¹ Los economizadores en las calderas mejoran la economía en el uso del combustible usado. Sin embargo, hay que tener mucho cuidado de que los gases pasen por el exterior de estos tubos y no se halle

precisamente separar de este vapor todas las gotas de agua, se libera hacia los cambiadores de recalentamiento.

El calderín constituye igualmente una reserva de agua que puede en una cierta medida soportar toda variación brusca de producción de vapor. Además en el calderín están situados indicadores de nivel que deben permitir conocer con la mayor exactitud posible la altura del agua real en el calderín. El conocimiento preciso del nivel real en el calderín, toma toda su importancia a valores mínimos y máximos tolerados en funcionamiento, a saber:

Nivel muy bajo: riesgo de falta de agua en ciertos tubos de la caldera.

Nivel muy alto: mal funcionamiento de los separadores y riesgo de arrastre de agua hacia los tubos sobrecalentadores.

1.4.4 Recalentadores y sobrecalentadores.

Los recalentadores y sobrecalentadores reciben directamente los gases que vienen de la cámara de combustión; estos son los haces tubulares de la caldera que están sometidos a las temperaturas más elevadas.

El vapor saturado que viene del calderín de la caldera pasa por dentro de los tubos de uno o varios sobrecalentadores, donde su temperatura es elevada a presión constante; a la salida de los elementos de sobrecalentamiento, el vapor se dirige hacia la turbina.

Los tubos del recalentador son recorridos por vapor que ha sufrido una primera expansión en la parte de la turbina (cuerpo de AP). Durante su trayecto dentro del recalentado, la temperatura del vapor se eleva una segunda vez a presión constante. Después es enviada a la segunda parte de la turbina donde acaba de expansionarse (cuerpos de MP y BP).

La temperatura elevada del vapor recalentado y sobrecalentado presenta las siguientes ventajas:

- 1.- El rendimiento térmico de la turbina aumenta con el crecimiento de la diferencia entre las temperaturas del vapor a la entrada y la salida de la turbina.
- 2.- Cuando el vapor tiene una temperatura más elevada a la admisión de la turbina, su condensación en las últimas etapas es menos abundante y la erosión, provocada por la gotas de agua sobre las últimas aletas de la turbina, se encuentra disminuida.

recalentando agua por su interior ya que las altas temperaturas de los gases de combustión pueden dañar los tubos del equipo. Lo mismo para los sobrecalentadores y recalentadores de vapor.



1.5 La Central Térmica Trinitaria

1.5.1 Antecedentes

El directorio de INECEL, en reunión del 28 de Septiembre de 1991 resolvió acoger la recomendación de la Dirección de Planificación del Instituto, que constaba en el documento de expansión del sistema de generación, para en forma inmediata y mediante un proceso de licitación internacional con financiamiento, adquirir una central térmica de vapor. La administración de INECEL inició el estudio técnico para determinar tanto la capacidad de esta nueva central, como su ubicación. Como resultado de este estudio se determinó que la capacidad de esta unidad sería de 125MW y su ubicación óptima desde el punto de vista técnico-económico, era la ciudad de Guayaquil.

El ministerio de Energía y Minas expidió el acuerdo No 650 con fecha 15 de Mayo de 1992, mediante el cual se autorizó al Gerente General de INECEL, la contratación, previo un concurso especial de ofertas entre firmas y/o consorcios de firmas españolas, para el suministro e instalación de una central a vapor de 125MW.

La participación exclusiva de firmas españolas manifestó su disposición de conceder financiación concesional para la construcción de la central térmica, con cargo al programa global de cooperación Comercial y Financiera Hispano-Ecuatoriano.

Convocado el concurso y luego del análisis técnico-económico de las ofertas presentadas, INECEL resolvió adjudicar el contrato al consorcio Babcock and Wilcox- Española S.A. con un plazo total para la ejecución de 1095 días, contados a partir de la vigencia del contrato. Luego de la formalización del contrato financiero, y una vez cancelado el anticipo al contratista, el contrato entró en vigencia en Octubre de 1994.

1.5.2 Proceso de construcción

La Central Térmica Trinitaria se construyó como medida emergente frente a la demanda energética que atravezaba el país en años anteriores, especialmente en la ciudad de Guayaquil. La construcción de la Central se inició en Enero de 1995 con las actividades de

nivelación y compactación del terreno y las obras de pilotaje. La losa que soporta el turbogenerador se construyó a inicios de 1995. La estructura metálica del caldero inició su montaje en Agosto de 1995 y se comenzó en Enero de 1996 con la colocación de las partes de presión. Los componentes de la Central son:

- *Turbina*
- *Caldera*
- *Ciclo térmico*
- *Sistemas auxiliares*
- *Planta de tratamiento de agua*
- *Caldera auxiliar*

En cuanto al sistema de control de la unidad, la planta de tratamiento de agua, los compresores de aire, el sistema de filtración y limpieza del condensador y caldera auxiliar, están comandados por **controladores lógicos programables (PLC's)**, en tanto que el caldero y la turbina tienen su propio sistema de control distribuido, **BMS y Procontrol** respectivamente, mientras que para la operación de toda la Central se cuenta con el sistema de control principal **MAX1000**. En el cuadro de la página siguiente se resume lo anterior. Es necesario destacar que todos estos sistemas son de la más avanzada tecnología permitiendo una operación segura y confiable.

El mes de Agosto de 1997 se concluyó completamente el montaje de la Central, a partir de la cual se inició el periodo de pruebas y se puso en operación comercial el mes de Noviembre de 1997.

1.5.3 Objetivos

El objetivo fundamental de este proyecto, concebido dentro del Plan Maestro de Electrificación de INECEL, es suministrar energía de base para el Sistema Nacional a partir de Noviembre de 1997 y de este modo garantizar la confiabilidad del sistema durante periodos de estiaje que se presentan en el país. Como consecuencia de la ejecución del proyecto en una de las zonas más deprimidas de Guayaquil (sector Fertiza), el proyecto ha tenido un impacto positivo que ha incidido en el mejoramiento económico de la economía de este sector.

1.5.4 Ubicación

La Central Térmica Trinitaria se encuentra localizada en el sector de Fertiza (Estero del muerto) frente a la isla Trinitaria, al sur de la ciudad de Guayaquil. Esta ubicación se

justifica plenamente no sólo por la demanda de carga requerida por esta zona importante del país, sino porque además dada su localización se facilita su suministro de combustible a través de buques-tanque que navegan por el estero. Además dado el gran volumen de enfriamiento de la Central es necesario contar con una fuente que garantice en todo momento este requerimiento propio de una Central de vapor, lo que en este caso constituye el estero.

1.5.5 Equipamiento y obras civiles

La Central Térmica Trinitaria en la parte mecánica puede señalarse como particularidad que el conjunto turbina-generador tiene un cojinete compartido, reduciendo así los problemas de alinamiento y consecuentes vibraciones.

El **condensador** está construido con tubos de titanio y placas de acero revestidas de este material garantizando durabilidad frente al ataque corrosivo del agua salada.

Los **intercambiadores de circuito cerrado** de enfriamiento son del tipo de placas con núcleo de última tecnología garantizando un mayor rendimiento térmico y mejores facilidades de mantenimiento.

El diseño de la parte civil tiene su distintivo en la aplicación de muelles para la suspensión de la banada del turbo-generador.

La Central Térmica Trinitaria está diseñada para utilizar como **combustible el Fuel Oil No 6 denominado Bunker C**, del que en mayor cantidad se dispone en el país y es el de menor costo.

Las principales obras civiles de la Central son las siguientes:

- Cimentaciones para la casa de máquinas, generador de vapor, chimenea, edificio eléctrico, patio de transformadores, tanques de combustible, muelle de descarga de combustible y estructura de toma de descarga de agua.
- Drenajes de agua lluvia y servidas.
- Oficinas, comedores, talleres, y bodegas.
- Vías y cerramientos perimetrales.

1.5.6 Equipos mecánicos y eléctricos

- Una turbina de 125MW, 3600 rpm.
- Un caldero de vapor, de circulación natural con hogar presurizado tipo *El PASO*. Hogar totalmente refrigerado con solera inclinada formando tolva, sobrecalentador,

recalentador, atemperador, economizador, y calentador de aire regenerativo. La caldera está diseñada para quemar Fuel Oil No 6 y producir un máximo de 409Ton/h de vapor a una temperatura de 541°C y a una presión de 147bar.

- Sistema de transporte y almacenamiento de combustible.
- Sistema de agua de enfriamiento.
- Planta de tratamiento de agua (planta desalinizadora y desmineralizadora).
- Sistema de aire comprimido para servicios e instrumentación.
- Sistema contra incendio.
- Sistema de aire acondicionado y ventilación.
- El equipo eléctrico está compuesto por los siguientes equipos:
 - Un alternador de 157 MVA, 13.8 KV completo con sistema de excitación y regulación de tensión.
 - Sistema de barras encapsuladas y equipo asociado.
 - Subestación encapsulada en gas SF₆.
 - Transformadores de potencia.
 - Sistema de mando, protección y control.
 - Cables de media y alta tensión.
 - Servicios auxiliares de corriente alterna y continua.
 - Equipo telefónico de intercomunicación.
 - Grupo diesel de emergencia de 500 KVA.
 - Sistema de puesta a tierra.
 - Instalaciones eléctricas generales, formado por cables de baja tensión, electroductos y accesorios, bandejas de todo tipo, tomacorrientes, tablero principal de distribución de alumbrado a 208-120V., tablero de subdistribución de alumbrado, transformadores tipo seco para iluminación, postes y luminarias.

El peso total de este material electromecánico es de aproximadamente 7000 Ton.

1.5.7 Datos técnicos de la Central Térmica Trinitaria.

A continuación se expone los valores sugeridos por los fabricantes y los valores obtenidos con la planta en funcionamiento. Los valores dados por los fabricantes son una garantía para el correcto funcionamiento de la planta y para poder llevar un registro diario sobre las diferentes variables a medirse en la central.

Valores garantizados a la carga MCR ¹².- Los siguientes valores son garantizados a la carga MCR de la caldera definida por las siguientes características ¹³:

Carga MCR de la caldera	
Caudal vapor principal	409000 Kg/h (409 Ton/h)
Caudal vapor auxiliar	21700 Kg/h (21.7 Ton/h)
Presión en el Domo	15780 Kpa (157.8 bar)
Presión vapor principal	14700 Kpa (147 bar)
Presión vapor recalentado entrada	3721 Kpa (37.2 bar)
Temperatura vapor principal	541°C
Temperatura vapor recalentado entrada	346°C
Temperatura vapor recalentado salida	541°C
Temperatura agua de alimentación	245°C
Caudal vapor recalentado entrada	361400 Kg/h (361.4 Ton/h)

Tabla 1.1- Datos de la CTT a la carga MCR (133MW)

Valores garantizados a la carga del 100%. - Es la carga nominal de la central, es decir 125MW. A esta carga, la caldera tiene las siguientes características:

¹² MCR (Maximum Continuous Rating) es la carga a la potencia bruta de la central, es decir a 133MW.
¹³ Nota: El vapor principal es el vapor que sale del domo o calderín de la caldera para dirigirse hacia la turbina de alta presión. El vapor recalentado de entrada es el vapor que entra al recalentador una vez expandido en la turbina de alta presión.

Carga 100% de la caldera

Caudal vapor principal	387800 Kg/h (387.8 Ton/h)
Presión vapor principal	14660 Kpa (146.6 bar)
Presión vapor recalentado entrada	3616 Kpa (36.16 bar)
Temperatura vapor principal	541°C
Temperatura vapor recalentado entrada	343°C
Temperatura vapor recalentado salida	541°C
Temperatura agua de alimentación	243°C
Caudal vapor recalentado entrada	351300 Kg /h (351.3 Ton/h)
Rendimiento	89.07%
Temperatura media salida sobrecalentador	541°C +/- 5°C
Pérdida de carga recalentador	192 Kpa (1.9 bar)

Tabla 1.2.- Datos de la CTT al 100% de carga

Los datos de las tablas anteriores están basadas en las siguientes condiciones:

Presión barométrica	760 mmHg
Temperatura del aire	30°C
Humedad del aire	0.024 Kg H ₂ O/Kg aire

El agua de alimentación debe de tener las siguientes características:

Sólidos totales	0.05 ppm
Sólidos suspendidos	0.0 ppm
Oxígeno	0.007 ppm
Hierro	0.002 ppm
Cobre	0.002 ppm
Dureza	0.0 ppm
CO ₂	0.0 ppm
Sosa libre	0.0 ppm
Elementos orgánicos	0.0 ppm
pH	9.0 a 9.5 ppm
Sílice total	0.02 ppm

ppm: partes por millón

El combustible de diseño considerado para los valores de garantía es el Fuel-oil pesado tipo BUNKER C con la siguiente composición en peso:

Carbono	86.60%
Hidrógeno	10.91%
Azufre	1.70% max
Oxígeno	0.20%
Nitrógeno	0.10% max
Agua	0.19% max
Cenizas	0.30% máx

Y con un poder calorífico superior de 10300 Kcal/kg. El consumo de aire y combustible a diferentes cargas es el siguiente:

CARGA	MCR	100%	75%	50%
COMBUSTIBLE(Ton/h)	30.31	28.59	21.62	15.05
AIRE AL HOGAR(Ton/h)	457.53	431.59	329.35	244.23
QUEMADORES EN OPERACION	8	8	8	8

Condición y duración de las pruebas. - Las pruebas de funcionamiento de la central se realizarán de acuerdo a las normas ASME para pruebas de rendimiento abreviadas¹⁴. Los cálculos de funcionamiento deberán estar basados en las tablas de vapor de la última edición de "Thermodynamic Properties of Steam" de J.H. Keenan y F.G. Keyes.

La operación de la unidad se realizará con las siguientes condiciones:

- Caldera limpia, siendo necesario el soplado de la caldera y del precalentador de aire.
- Todas las purgas de caldera mantendrán cerradas durante la operación.
- Antes de efectuarse la recogida de los datos, la unidad deberá operar al menos durante una hora en régimen estable, a la carga en la que se van a realizar las pruebas.
- El régimen de estabilidad en una determinada carga se alcanzará cuando se logre mantener constantes los siguientes parámetros:

■ *Caudales de vapor*

- *Temperatura del vapor principal*
- *Presiones de vapor*

Siendo para ello necesario verificar el estado de los sistemas de combustión de quemadores y sus equipos asociados y comprobar el correcto funcionamiento de todos los lazos de control relacionados con la operación de la caldera ¹⁵. La prueba tendrá una duración de cuatro(4) horas durante las cuales deberán seguir permaneciendo constantes las condiciones de operación.

Datos de funcionamiento

Los datos de la tabla corresponden a la unidad en funcionamiento con una carga de 133MW que corresponden a la carga de MCR. Antes de arrancar la unidad se tomó las siguientes precauciones:

- La unidad ha sido limpiada químicamente; el sobrecalentador, recalentador, y líneas asociadas han sido sopladas para retirar escombros, restos de soldadura debido a la fase de montaje.
- Todos los sistemas de control están chequeados y funcionan correctamente.
- Toda la instrumentación y sus equipos asociados están en disposición de servicio.
- Los equipos de encendido perfectamente acoplados y funcionando
- Las válvulas de control abren y cierran perfectamente.
- Asegurar que no hay personal extraño en contacto o muy próximo a la caldera.
- La cantidad de combustible y agua tratada es la suficiente.
- La cantidad de combustible de encendido es suficiente (en los periodos de arranque se utiliza diesel-oil, una vez alcanzado el régimen normal se usa el bunker C)

En la página siguiente se tienen los datos de funcionamiento de la CTT a la máxima carga disponible.

¹⁴ ASME (American Society of Mechanical Engineers), última edición de "Steam Generating Units Power test Code".

¹⁵ En el capítulo dos se analizarán las condiciones necesarias para el arranque y funcionamiento de la unidad.

DATOS DE FUNCIONAMIENTO(133MW)

CAUDALES(Ton/h)	
Caudal de combustible a quemadores	26.9
Caudal de aire entrada al hogar	566
PRESIONES(bar)	
Presión en la caldera (calderín)	149.7
Presión vapor sobrecalentado	136.9
TEMPERATURAS(°C)	
Temperatura vapor sobrecalentado	528.5
Temperatura vapor recalentado entrada	330.2
Temperatura vapor recalentado salida	529
Temperatura en el calderín	336
Temperatura agua de alimentación	246.5

Tabla 1.3.- Datos de la CTT a la máxima carga disponible

1.6 SINTESIS

Se ha visto en este capítulo las bases fundamentales del funcionamiento de una central térmica y hemos dado una breve descripción de los equipos y el control de la Central Térmica Trinitaria. Podemos colocar como ideas claves los siguientes puntos:

- *El generador de vapor (caldera) es el recinto destinado a extraer la energía calorífica del combustible y cederla al agua que ingresa en ella para que se transforma en vapor. Cada caldera ha sido proyectada para suministrar vapor sobrecalentado –y en ocasiones recalentado- a presiones y temperaturas específicas, cuando se alimenta con agua a la temperatura de diseño. El funcionamiento del generador de vapor en condiciones que sobrepasen los límites especificados de diseño reducirá su vida útil y la de sus equipos auxiliares.*

- *El generador de vapor está constituido esencialmente de dos circuitos: El circuito aire-gases de combustión y el circuito aire-vapor, cada uno con sus respectivos equipos.*

- El circuito aire-gases de combustión está conformado por un ventilador de tiro forzado que toma el aire de la atmósfera y lo introduce en la caldera para el proceso de combustión. Antes de que el aire ingrese en la caldera pasa por un precalentador de aire, cuyo objetivo es elevar la temperatura del aire comburente para mejorar la combustión. En la cámara de combustión, el oxígeno del aire se combina con el combustible produciendo calor y gases. Estos gases se dirigen entonces a la atmósfera a través de la chimenea. En este recorrido, los gases de combustión ceden gran parte de su calor a los tubos de los sobrecalentadores, recalentadores (por las que pasa vapor) y precalentadores de aire.

- La función principal del circuito agua-vapor es la de suministrar vapor al proceso. Los elementos constitutivos de este circuito son: El economizador, que recibe el agua de alimentación y le hace un último precalentamiento antes de ingresar al calderín; el calderín, que es el lugar en donde la fase líquida y la fase vapor del agua coexisten; los sobrecalentadores, cuya misión es elevar la temperatura del vapor ya producido y así aumentar su potencial calorífico; el recalentador, que recibe, después de una expansión parcial, el vapor que proviene del escape del cuerpo de alta presión de la turbina, y eleva de nuevo la temperatura de este vapor para alimentar al cuerpo de media y baja presión de la turbina.

- El generador de vapor instalado en la Central Térmica Trinitaria es una caldera radiante de circulación natural con hogar presurizado -es decir no se requiere un ventilador para expulsar las gases de combustión hacia la atmósfera- tipo EL PASO. Consta de un hogar o cámara de combustión, sobrecalentador, recalentador, atemperador, economizador, y calentador de aire regenerativo. La caldera ha sido diseñada para quemar combustible tipo Bunker C.

REFERENCIAS

1. Obras generales

BABCOCK & WILCOX., *Steam, Its generation and use*, Barberton, Ohio 1992 Fortieth Edition. Detailed overview of boiler design considerations. [Texto clásico de la Babcock para la comprensión de la ingeniería del vapor. Aquí además se encuentra los principios básicos para controlar los diferentes tipos de calderas de vapor.]

PULL E., *Calderas de vapor. Selección Funcionamiento y conservación de calderas de vapor*. Barcelona, España [Texto de información general. Es interesante la parte que le dedica al análisis químico del combustible y su utilización óptima.]

ENGINEERING EVALUATION OF ENERGY SYSTEMS., by Frass Arthur P., 1982 McGraw-Hill Inc., EEUU [Esta obra ofrece una clara comprensión de una central a vapor desde un punto de vista termodinámico.]

ASME BOILER AND PRESSURE VESSEL CODE., *Section I: Rules for construction of Power Boiler.* 1956, New York. [ASME es un comité de códigos y normas para la construcción de calderas. Fundada en 1880, es una asociación docente, dedicada a la promoción del arte y de la ciencia de la ingeniería mecánica y ciencias correlativas.]

COMBUSTION ENGINEERING., by Lorenzi Otto de, M.E. 1957 New York [Obra que analiza como han evolucionado las calderas de vapor y sus tipos. Es una buena introducción para conocer como se controla una caldera de vapor con métodos tradicionales.]

UTILITY BOILER UPGRADES. By BABCOCK & WILCOX. *More than 125 Year of Boiler Improvement Experience.* 1992 EEUU.

CALDERAS: TIPOS, CARACTERÍSTICAS Y SUS FUNCIONES., by Shield Carl D., 10^{ma} edición. 1982 McGraw-Hill [La obra de este ingeniero consultor puede servir para tener una concepción básica de la selección de equipos para la generación de vapor. Son interesantes los capítulos dedicados al rendimiento y normas de construcción de calderas.]

ELEMENTARY STEAM POWER ENGINEERING., by MAcNAUGHTON, John Wiley Sons, New York.

BOILER and BURNERS: DESIGN and THEORY., by Basu Pravir, Cen Keta, Jestin Lois.

2. Seminarios y textos especializados.

BABCOCK & WILCOX., *Manual de instrucciones y operación de una caldera radiante tipo E.* Madrid, España.

BABCOCK & WILCOX., *Seminario para el control y operación de una caldera radiante tipo E para la Central Térmica Trinitaria.* Agosto-Octubre de 1997. Madrid, España.

STEAM PLANT OPERATION., by Lammers Thomas F. 1995 pages, 7th edition (July 1998). [Texto clásico entre ingenieros y científicos de la industria por más de 50 años. Incluye diseño, instalación, operación y mantenimiento. Toma en cuenta el desarrollo de la instrumentación y los actuales procedimientos de control y seguridades de una central a vapor.]

HIGH PRESSURE BOILERS., by Steingress Frederick M. 2nd edition (june 1994). [Excelente herramienta para aprender todo acerca de las calderas de vapor de alta presión. De uso muy común entre los operadores de central de algunos países industrializados del mundo.]

BOILER OPERATION'S GUIDE., by Lawrence Anthony K. 650 pages 4th edition (November 1997) [Resaltan de este texto lo siguiente: Cálculos de eficiencia de caldera, detalles sobre actuales tipos de control, sensores, transmisores y actuadores en las centrales de vapor. Posee una guía de resolución de problemas de planta para el ingeniero o técnico de control.]

THE BOILER OPERATOR'S EXAM PREPARATION GUIDE., by Sauselen Theodore B. 330 pages (March 1997). [Para técnicos e ingenieros que aspiran a ser operadores de planta. El autor es un ingeniero especialista en operación de centrales térmicas.]

BOILER OPERATIONS, QUESTION and ANSWERS., by *Chattopadhyay P.* 627 pages (June 1995) [Más de 3000 preguntas con sus respectivas soluciones acerca de la utilización del vapor para la generación de la energía eléctrica, la combustión de fuels y los principios químicos y físicos involucrados, tratamiento químico del agua, temperatura del vapor.]

BABCOCK & WILCOX: *Our Boilers and Environmental Equipment* [Aqui se puede ver los diferentes tipos de calderas que suministra esta compañía con sus respectivos equipos y valores nominales de operación. Buena referencia para escoger una caldera de acuerdo a la capacidad, presión y temperatura del vapor, tipo de combustible a utilizarse y equipos de protección ambiental en la fase de diseño de la central.]

STANDARD HANDBOOK OF POWERPLANT ENGINEERING., by *Elliot Thomas C. Chen Kao,* 1248 pages 2nd edition (October 1997)

NATIONAL FUEL EFFICEICCY SERVICE Ltd., Boiler Operators Handbook. 2nd edition (December 1989) [Esta compañía es responsable del entrenamiento de operadores de caldera desde 1954. El buen manejo de una central a vapor significa asegurar la producción de una buena calidad de vapor para la turbina y procedimientos de combustión eficientes para minimizar la contaminación ambiental.]

3.- Páginas web de referencia.

www.babcock.com/ [página principal de la Babcock & Wilcox]

www.babcock.com/pgg/tt/techpapers.html [Artículos técnicos on-line acerca de calderas o generadores de vapor. Se da una descripción general del tópico en la página, y la forma de pedir la información completa a la compañía.]

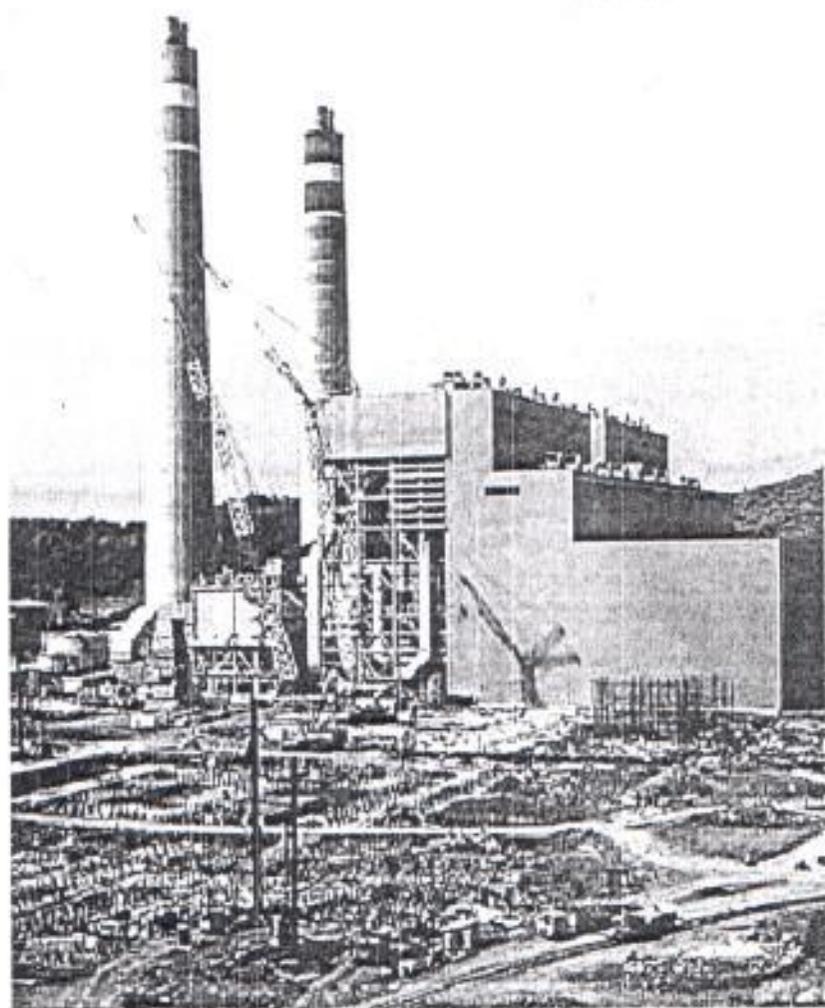
www.history.rochester.edu/steam [Steam Engine Library On-line]

www.homepages.talkcity.com:6010/ [Instrumentación industrial y sistemas de combustión]

www.cybertrónica.com/toc.htm [Página que da asesoría del manejo del control de la caldera de la Central Térmica Trinitaria. El propietario de esta página impartió un curso sobre el manejo del BMS (Sistema de manejo de quemadores) a los operadores e ingenieros de instrumentación de la central]

2- SISTEMAS DE LA CENTRAL TERMICA TRINITARIA

Resumen



Comprender las cosas que nos rodean es la mejor preparación para comprender las cosas que hay mas allá.

HIPATIA (aprox. 370AC - 415AC)

El hombre superior se culpa a si mismo; el hombre inferior culpa a los demás.

Confucio

CAPÍTULO 2

SISTEMAS PRINCIPALES

Sumario

Las centrales térmicas son operadas eficientemente cuando se logra un equilibrio en la operación de cada sistema. Un sistema en una central térmica es una porción bien definida de la planta que posee una función específica. Todos estos sistemas forman parte de los dos circuitos principales estudiados en el capítulo anterior. Los sistemas que componen la Central Térmica Trinitaria son:

1. **Sistema de vapor auxiliar:** La turbina no es el único lugar en donde se necesita vapor. Calentar el agua de alimentación y el combustible es otra función de este.
2. **Sistema de Condensado:** Una vez que el vapor realiza su trabajo en la turbina, se transforma en agua en el condensador. Esta agua se la lleva de nuevo a un recipiente para ser llevada de nuevo a la caldera.
3. **Sistema de Agua de alimentación:** Este sistema se encarga de que el agua proveniente del condensador ingrese en la caldera en las condiciones más óptimas para la producción de vapor.
4. **Sistema de drenajes y desahogos de calentadores:** Cuando el vapor aporta su energía calorífica se "condensa". Este sistema se encarga de enviar este condensado a lugares específicos de la central.
5. **Sistemas de drenaje de tuberías principales:** Las extracciones de vapor se utilizan para calentar el agua de alimentación a la caldera. Este sistema envía este condensado a lugares específicos de la central.
6. **Sistema de vacío del condensador:** Se requiere un grado de vacío muy alto en el condensador para que la turbina opere sin problemas.
7. **Sistema de combustible:** Este sistema garantiza que el combustible que ingresa a la caldera este en condiciones óptimas.
8. **Sistema de agua de circulación:** Proporciona el agua para enfriar el vapor de escape de la turbina en su descarga al condensador.
9. **Sistema de aire comprimido:** Este sistema suministra aire desde los compresores donde es sometido a proceso para utilizarlo en los requerimientos de la planta, como por ejemplo en las válvulas.
10. **Sistema de agua de refrigeración auxiliar:** Como su nombre lo indica, enfría los diferentes equipos como bombas, ventiladores, cojinetes etc- para evitar su sobrecalentamiento.
11. **Sistema de alimentación química:** Este sistema es la "vida de la planta". Garantiza que los componentes químicos del agua no deterioren las partes metálicas de la caldera ni de la turbina.

CAPITULO 2

SISTEMAS PRINCIPALES DE LA CENTRAL TERMICA TRINITARIA

2.1 SISTEMA DE VAPOR AUXILIAR.

El sistema de Vapor Auxiliar¹ tiene como objetivo el suministro de vapor de baja presión procedente del Calderín y de la Caldera Auxiliar para diferentes servicios tales como:

- Calentamiento del Tanque de Agua de Alimentación
- Vapor de apoyo al Desgasificador en periodo de arranque.
- Vapor para Calentador de Aire por Vapor
- Vapor para los eyectores de Arranque y servicios.
- Vapor de atomización del fuel-oil a quemadores.
- Vapor para el calentamiento del fuel-oil en los calentadores de succión de los tanques y para los calentadores en línea.
- Vapor de calentamiento de las líneas de fuel-oil en periodos de arranques.
- Vapor para arranque de la desaladora (en la planta de tratamiento de agua).

Para el trasiego de combustible, cuando no se disponga de vapor auxiliar procedente del calderín, se ha instalado una Caldera Auxiliar que suministra 6t/h de vapor.

El vapor auxiliar para diversos servicios de calentamiento, comienza en el calderín que se encuentra situado encima del hogar de la caldera. De él tiene que salir vapor, según cálculos de diseño, a una presión de 156 bar y a una temperatura de 345°C. Del calderín sale una línea que lleva el vapor auxiliar hasta una válvula de control de presión PV-KE100 donde la presión debe de reducirse a aproximadamente a 13.7 bar abs. La caída de esta presión hace que la temperatura del vapor baje a 195°C. Luego de esto a través de una línea llega hasta un Separador de humedad, ya que la variación de las condiciones del vapor en la estación reductora de presión hace que el vapor adquiera humedad y que es necesario eliminar. En este separador de humedad el vapor auxiliar cede su humedad, y se lo manda a través de un purgador al Tanque de Goteo y Purgas.

El vapor saturado una vez eliminada la humedad, sale del separador y es conducido por una línea a los diferentes sitios en donde se lo requiere. Uno de ellos es el calentamiento de Tanque de Agua de Alimentación para el calentamiento y eliminación de incondensables. Aquí va instalada una válvula todo/nada tipo motorizada. En esta línea hay una válvula de control PV-KE130B que sirve para controlar la presión de entrada en el Tanque cuyo valor depende del ajuste del diseño. Seguidamente esta instalada una válvula de control PV-

¹ Véase en el apéndice el diagrama " VAPOR AUXILIAR "

KE10A para controlar la presión en el Desgasificador colocado encima del Tanque. Otros de los servicios es el calentamiento de fuel-oil para trasiego y acondicionamiento que se efectúa en la línea de combustible. Otro de los servicios es la aportación de vapor para el Calentador de Aire por Vapor. Aporta también vapor auxiliar a los Eyectores de Arranque y Servicios. Un último aporte de vapor auxiliar es la atomización de quemadores por medio de tuberías y controlando la presión por medio de la válvula PV-KE501.

Entonces resumiendo: El sistema de Vapor Auxiliar proveniente del calderín o de la caldera auxiliar pasa por una válvula reductora de presión y por el separador de humedad para llegar al Tanque de Almacenamiento de Agua de Alimentación y Desgasificador, al Calentador de Aire de Vapor, a los Eyectores de Arranque y Servicio, a los calentadores de fuel-oil, a la planta desalinizadora (para arranques) y a la atomización de quemadores. Los equipos que integran éste sistema son:

NOMBRE	TAGGING
CALDERÍN	1-BA-T001
VÁLVULA DE CONTROL DE PRESIÓN	PV-KE100
SEPARADOR DE HUMEDAD	1-KE-T01
VALVULAS DE CONTROL DE PRESIÓN	PV-KE130-A/B
DESGASIFICADOR	1-AF-E04
TANQUE AGUA DE ALIMENTACIÓN	1-AH-T01
VÁLVULA CONTROL TEMP. AIRE-COMB	TV-KE142
VÁLVULA DE CONTROL DE PRESIÓN	PV-KE501
CALENTADOR DE AIRE POR VAPOR	1-BD-E01
EYECTOR DE ARRANQUE	1-AN-EJ01
EYECTORES DE SERVICIO	1-AN-EJ02A/B
VALVULAS CONTROL TEMP. FUEL	TV-KE160 y TV-KE161-A/B
CALENTADORES DE FUEL-OIL	1-BL-E03A/B
VALVULAS CONTROL TEMP. FUEL-OIL	TV-KE162A/B

Tabla 2.1.- Equipos componentes del sistema Vapor Auxiliar

2.2 SISTEMA DE CONDENSADO.

El sistema de Condensado² tiene como objetivo suministrar agua tratada, desairada y precalentada al Tanque de Agua de Alimentación. El calentamiento se efectúa por medio de varias etapas de calentadores regenerativos cuya finalidad es aumentar el rendimiento

² Véase en el apéndice el diagrama "AGUA DE CONDENSADO"

del ciclo. Este sistema se extiende desde el condensador hasta el desgasificador. Los principales equipos que componen este sistema son las bombas de condensado que aspiran el condensado del pozo caliente del condensador haciéndolo pasar por el condensadores de los eyectores, el condensador de vapor de cierres, calentadores de baja presión, y desgasificador donde se mezcla con el vapor procedente de la extracción n° 4 de la turbina, pasando finalmente al tanque de almacenamiento de agua de alimentación situado debajo del desgasificador.

Dentro del sistema se encuentra también el tanque de reserva de condensado y la bomba de reposición de condensado que aspira del Tanque de Reserva de Condensado, y lo lleva al condensador, realizando así la función de reposición.

En la tabla 2.2 tenemos los principales equipos que componen este sistema.

2.2.1 Descripción funcional del sistema.

Las bombas de condensado bombean el condensado (agua) que extraen del pozo caliente del condensador. Cada bomba tiene una capacidad del 120% , es decir que en condiciones normales de funcionamiento solo hay una bomba en operación. En la impulsión de cada bomba existe una válvula de compuerta con enclavamiento mecánico ya que el cambio de funcionamiento de una bomba a otra es automático. También va montada una válvula de anclamiento la cual lleva enclavamiento mecánico para impedir

que una vez posicionada se pueda variar el funcionamiento de esta. Así mismo lleva instalado un filtro dentro de un carrete desmontable en la línea de aspiración para impedir el paso de impurezas que puedan dañar las partes internas de la bomba.

Del cuerpo de la bomba sale una línea que se comunica con el condensador para mantener el equilibrio de presiones. La bomba de reserva de condensado arrancará automáticamente en apoyo de la bomba base por alto nivel en el pozo del condensado. Una vez que baje el nivel del pozo del condensado (con cierta histéresis) se para automáticamente la bomba de reserva pasando a la condición de stand-by.

Una vez pasada la válvula de compuerta de la descarga y antes de llegar a los Condensadores de los Eyectores, se encuentran varias conexiones que llevan condensado a varios puntos para realizar distintas funciones:

- Una conexión con estación de control para abastecer el sistema "agua de cierres".
- Un ramal con válvula de control NV-AF211 que entra en el Tanque de Expansión de Purgas conectado al condensado . Esta línea sirve para que en bajas cargas se aporte agua con el fin de refrigerar y controlar la temperatura del Tanque.
- Un ramal que conecta a línea de ABB y que llevan fluido para Vapor de Cierres, rompedora de vacío y spray de Turbina.

EQUIPO	TAGGING
CONDENSADOR	1-AF-E05
DESGASIFICADOR	1-AF-E04
BOMBAS DE EXTRACCION DE CONDENSADO	1-AF-P01 A/B
EYECTORES DE VACIO CONDENSADOR	1-AN-EJ02 A/B
CONDENSADOR DE VAPOR DE CIERRES	1-AF-E06
CALENTADORES DE BAJA PRESION	1-AF-E01/2/3
TANQUE DE RESERVA DE CONDENSADO Y AGUA DESMINERALIZADA	1-AF-T02
BOMBA DE REPOSICION DE CONDENSADO	1-AF-P02

Tabla 2.2.- Equipos componentes del sistema de Condensado

- Un ramal para aportación de agua al sistema " bombeo anillo liquido" de las bombas de vacío del condensado de lado de los tubos.
- Una línea o ramal para spray del Tanque de Goteo y Purgas.
- Una conexión para Toma de Muestras.
- Una conexión para los Tanques del sistema de Alimentación Química.

Pasando éstas conexiones y después de la aportación química de hidracina, llegamos a los condensadores de los eyectores y al condensado de Vapor de Cierres donde el condensado recibe calor procedente de la condensación del vapor utilizado en los eyectores y de los cierres de turbina respectivamente.

A continuación del Condensado Vapor de Cierres, encontramos la línea de recirculación al Condensador principal la cual tiene una estación controladora cuya válvula LV-AF003R abre por bajo nivel del condensador al mismo tiempo que se actúa sobre la válvula de control de la descarga LV-AF003C (situada a continuación en la línea principal del condensado hacia los calentadores) la cual regula el paso para facilitar caudal de recirculación. Una vez alcanzado el nivel normal en el condensador, la válvula controladora de recirculación se cierra y la descarga vuelve a su posición normal, manteniéndose así aproximadamente constante el nivel del Condensador.

Seguidamente nos encontramos con una conexión que también lleva válvula controladora LV-AF004R . Es la línea que lleva el exceso de condensado al Tanque de Reserva de

Condensado, ésta válvula está comandada por el nivel del Tanque de Almacenamiento Agua de Alimentación (situado bajo el Desgasificador) abriendo por alto nivel permitiendo que el condensado se derive hacia el Tanque del Reserva y cerrando cuando el Tanque del Desgasificador alcanza un nivel normal.

Volvemos a la línea principal de descarga y a continuación de la conexión anterior, llegamos al calentador de Baja Presión nº 1 (BP-1) en el cual el condensado recibe calor al realizarse el intercambio con el vapor de la extracción nº 1 de la turbina. Como se ve en el gráfico de éste sistema, antes de llegar a la válvula de entrada al calentador, AF-018, existe una línea de by-pass que se une a la línea del calentador después de la válvula AF-020. Este by-pass, que normalmente está cerrado por la válvula AF-022, sirve para que en caso necesario el condensado pueda pasar al calentador nº 2 sin pasar por el primero, para lo cual habrá que cerrar las válvulas AF-018 y AF-020 y abrir la válvula AF-022.

Seguidamente nos encontramos con el calentador de BP-2 en el cual el condensado recibe de nuevo calor al producirse el intercambio con el vapor procedente de la extracción nº 2 de la turbina. Aquí existe lo mismo que el calentador BP-1, es decir que hay un by-pass para que el condensado en caso necesario pueda pasar al calentador de baja nº 3 sin pasar por el segundo, y para ello habrá que cerrar las válvulas AF-016 y AF-018 y abrir la del by-pass AF-025.

Seguidamente nos encontramos con el calentador BP-3 en el cual el condensado recibe de nuevo calor procedente de la extracción nº 3 de la turbina. Lo mismo que los calentadores anteriores hay un by-pass para que el condensado en caso necesario pueda pasar al Desgasificador sin pasar por el de baja nº 3. Para ello habrá que cerrar las válvulas AF-024 y AF-026 y abrir la del by-pass AF-028.

Desde Aquí el condensado pasa al Desgasificador donde se mezcla con el vapor procedente de la extracción nº 4 de la turbina desprendiendo el aire y gases que lleva disueltos. De ésta manera entramos al sistema de Agua de Alimentación que lo trataremos en la próxima sección. Cabe destacar que además de al Condensador, el agua del Tanque de Reserva de Condensado (proveniente de la planta de tratamiento de agua) sirve para suministrar agua a los siguientes equipos:

1. Caldera auxiliar.
2. Bomba de llenado de Caldera.
3. Tanque enterrado de agua de servicios.
4. Bombas regeneración cadenas de agua.

2.3 SISTEMA DE AGUA DE ALIMENTACIÓN.

El sistema de Agua de Alimentación³ tiene como función la aportación de agua a la caldera para la producción de vapor. El sistema comienza en el Tanque de Agua de Alimentación del que aspiran las bombas de agua de alimentación a través de unos filtros temporales. Las bombas, dos del 100% , accionadas por motores eléctricos impulsan el agua hasta la caldera pasando por los siguientes equipos:

EQUIPOS	TAGGING
TANQUE DE ALMACENAMIENTO AGUA DE ALIMENTACION	1-AH-T01
BOMBAS DE AGUA ALIMENTACION	1-AH-P01 A/B
CALENTADORES DE AGUA ALTA PRESION	1-AH-E01/2

Tabla 2.3 Componentes principales del sistema Agua de Alimentación

2.3.1 Descripción funcional del sistema.

La función de éste sistema es bombear el agua almacenada en el tanque para alimentar la caldera. El equipo de bombeo consta de dos bombas dispuestas en paralelo, dos motobombas con acoplamiento directo, con una capacidad del 100% cada una, es decir en condiciones normales de funcionamiento en la central hay una sola bomba funcionando y la otra en reserva. Las bombas aspiran del tanque de almacenamiento de agua de alimentación a través de dos tuberías de 12" de diámetro cada una de las cuales está conectada a la aspiración de cada una de las bombas del 100% de capacidad. En la aspiración las bombas disponen de un filtro temporal para retener cualquier partícula o elemento extraño que pudiera contener el agua y así evitar su introducción a la bomba. Es importante observar el grado de limpieza del filtro, ya que su obstrucción puede originar una pérdida de carga de aspiración y el rendimiento del sistema quedar por debajo del requerido. A la salida del tanque las tuberías de aspiración reciben la inyección de hidracina procedente del sistema de alimentación química.

En la impulsión de las bombas hay una válvula todo-nada de recirculación que permite, en el caso de cierre de las válvula de control, recircular al tanque de almacenamiento de agua de alimentación el caudal mínimo para evitar el calentamiento de las bombas. Las tuberías de recirculación a su entrada al tanque tienen instalados un orificio restrictor para evitar revaporización en las líneas mencionadas. A continuación se ha

³ Véase en el apéndice el diagrama "AGUA DE ALIMENTACION"

instalado una válvula motorizada en cada una de las tuberías de impulsión para parar la bomba con válvula cerrada (caudal cero) de forma automática.

Las líneas de descarga de las bombas se unen pasadas las válvulas motorizadas para formar un colector de descarga común para las bombas. De éste colector se deriva una línea de para atemperación de vapor en el sobrecalentador y recalentador. Antes de la entrada al sobrecalentador se dispone de una válvula de control todo-nada de retención y una válvula de control para regulación del caudal de agua en función de la temperatura del vapor en el sobrecalentador para mantener dicho vapor a una temperatura determinada. Antes de la entrada al sobrecalentador se tiene una válvula de retención para evitar el paso de vapor hasta la válvula de control cuando no se inyecta agua al sobrecalentador, puesto que la línea de spray no está diseñada para las condiciones del vapor sobrecalentado.

La línea de entrada al recalentador dispone también de una válvula de control todo-nada, una válvula de regulación de caudal de agua en función de la temperatura de vapor a la entrada del recalentador y válvula de retención.

Seguendo el colector de impulsión nos encontramos con la estación de control de agua de alimentación. La estación está compuesta por dos válvulas de control y una angular montada en paralelo. La válvula de control FV-A11106A controla el caudal de agua de alimentación en operación normal y tiene un rango de operación

del 40% al 100%. La válvula de control FV-A11106B controla el caudal a bajas cargas y tiene un rango de operación del cero al 40%.

Las dos válvulas de control actúan en función de tres factores que son:

- El nivel del calderín.
- El caudal de vapor principal.
- Caudal de agua de alimentación a caldera.

La función principal de la estación de control del agua de alimentación es mantener el nivel del calderín dentro de su rango de operación para las distintas cargas de la central. Después de la estación de control están los calentadores de alta presión nº5 y nº6.

Estos calentadores de alta, son de tubos de dos pasos, el agua de alimentación pasa por el interior de los tubos donde es calentada por el vapor de extracciones nº5 y nº6 que se introduce en lado carcasa de éstos calentadores. Los calentadores están equipados con válvulas de seguridad tanto en el lado tubos (agua) como en el lado carcasa (vapor) para evitar la sobrepresión.

Los calentadores de alta están montados en serie, primero el n° 5 y a continuación el n° 6. El conjunto de los dos calentadores dispone de un by-pass automático para su aislamiento en caso de rotura de los tubos de los calentadores:

El sistema de by-pass está formado por dos válvulas SEMPELL. AH-018 y AH-019 una anterior y otra posterior a los calentadores montados en la línea principal de 10" de diámetro. En condiciones normales de funcionamiento, la válvula está cerrada y las válvulas SEMPELL permiten el paso del agua de alimentación a través de los calentadores. Después de los calentadores, el agua de alimentación pasa al economizador de la caldera para aprovechar el calor residual de los gases calentando el agua de entrada a la caldera.

2.4 SISTEMA DE DRENAJE Y DESAHOGO DE CALENTADORES

Los sistemas de drenajes (AJ) y desahogos (AE) de calentadores ⁴ tienen las siguientes funciones: El sistema de Drenajes de Calentadores tiene como finalidad extraer el condensado producido en los calentadores (lado vapor) por el vapor de las extracciones y enviarlo al condensador o al tanque de alimentación.

El sistema de Desahogos conduce los gases no condensados de los calentadores (lado vapor) hasta el condensador o al tanque de agua de alimentación.

El vapor procedente de la turbina en sus diferentes etapas, es conducido por medio de extracciones a los calentadores correspondientes. El vapor calienta el condensado, a través de los calentadores de baja presión n° 1, 2 y 3, y el agua de alimentación a través de los calentadores de alta presión n°5 y 6. El nivel de condensado en los calentadores es regulado por las válvulas de control situadas en las líneas de drenaje, una para operación normal que conduce el condensado al calentador inferior y otra para emergencia que conduce el condensado directamente al condensador.

Los gases no condensados son conducidos al condensador o al tanque de alimentación a través de orificios restrictores de presión. Los principales equipos que componen éste sistema son los siguientes:

EQUIPO	TAGGING
CALENTADORES DE BAJA PRESION	1-AF-E-01/2/3
CALENTADOR DESGASIFICADOR	1-AF-E04
TANQUE DE ALMACENAMIENTO AGUA DE ALIMENTACION	1-AH-T01
CALENTADORES DE ALTA PRESION	1-AH-E-01/2

Tabla 2.4 Componentes del sistema Drenaje y Desahogo de Calentadores.

2.4.1 Descripción funcional del sistema.

En el ciclo existen cinco calentadores, tres de baja presión BP n°1, BP n°2 y BP n°3 que calientan el condensado con el vapor procedente de la turbina, esto es de las extracciones n°1, n°2 y n°3 respectivamente, antes de su entrada al desgasificador y dos de alta presión AP n°5 y AP n°6 que calientan el agua de alimentación procedente del desgasificador antes de su entrada a la caldera con el vapor de las extracciones n°5 y n°6 respectivamente. Los calentadores disponen en su carcasa de dos conexiones para la salida de drenajes, una para operación normal y la otra para emergencia y conexiones para la salida de aire en servicio (desahogos).

Cuando el nivel de condensado está dentro de los límites del rango de control normal, el controlador actúa sobre la válvula situada en la líneas de drenaje de operación que regula el caudal del drenaje para mantener el nivel normal en el calentador. Si el nivel de condensado sigue aumentando y alcanza el rango superior de emergencia, el controlador actúa sobre la válvula situada en la línea de drenaje de emergencia regulando el caudal del drenaje para mantener el nivel. Si el nivel de condensado supera los niveles anteriores y alcanza un muy alto nivel, se manda una señal que cierra la válvula de regulación del drenaje de operación del calentador anterior.

Para los desahogos, los calentadores de baja presión disponen de una conexión para la salida de aire de servicios, una tubería conduce los gases no condensados a través de un orificio restrictor de presión. Los calentadores de alta presión disponen de dos conexiones para la salida del aire en servicio, las dos tuberías de salida se unen en un colector que conduce los gases no condensados al tanque de agua de alimentación a través de un orificio.

2.5 SISTEMA DE DRENAJES DE TUBERÍAS PRINCIPALES Y

VARIOS

El sistema de Drenajes de tuberías principales y varios (AK)⁵ tiene las siguientes funciones:

1. Conducir los drenajes de la válvula de regulación y parada de la turbina del cuerpo de alta presión y de la tubería de vapor principal al tanque de purga intermitente.
2. Conducir los drenajes de las válvulas de regulación y parada de la turbina del cuerpo de media-baja presión y de la tubería de vapor recalentado caliente al tanque de expansión de purgas.

⁵ Ver en el apéndice el diagrama de "DRENAJES CALENTADORES Y TANQUE DE GOTEO"

⁶ Ver en el apéndice el diagrama "AGUA-VAPOR, DRENAJES Y LLENADO"

3. Conducir los drenajes de la extracción nº6 de la turbina (vapor recalentado frío) al tanque de expansión de purgas.
4. Conducir los drenajes de los cuerpos de turbina al tanque de expansión de purgas.
5. Conducir los drenajes de las tuberías de vapor de cierres de turbina al tanque de expansión de purgas.
6. Conducir los drenajes del calentador de aire por vapor, las tuberías de vapor auxiliar y el separador de humedad al tanque de goteo y purgas. Desde el tanque de goteo y purgas el condensado se envía al desgasificador por medio de las bombas de goteo y purgas.

Los drenajes de la válvula de regulación y parada de turbina del cuerpo de alta y el de la tubería de vapor principal se envían al tanque de purga intermitente mediante tuberías de 1 1/2" de diámetro, en las cuales se han instalado válvulas de accionamiento todo-nada. Los drenajes de las extracciones nº2, 3, 4 y 5 se envían al tanque de expansión de purgas a través de tuberías de 1" de diámetro en los que se han montado válvulas de accionamiento neumático todo-nada.

Los drenajes de las válvulas de regulación y parada de turbina del cuerpo de media/baja presión y el de la tubería de vapor recalentado caliente, se envían al tanque de expansión de purgas a través de tuberías de 1 1/2" de diámetro, en las cuales se han instalado válvulas de accionamiento neumático todo-nada.

Los drenajes de la extracción nº6 (vapor recalentado frío) y de la tubería de vapor al calentador de alta presión nº6, se envían al tanque de expansión de purgas a través de tuberías de 2" y 1" respectivamente, en las que se han montado válvulas de accionamiento neumático todo-nada. Los drenajes de los cuerpos de la turbina también se envían al tanque de expansión de purgas por medio de tuberías del cuerpo de alta y media/baja presión, en las que se disponen de válvulas de accionamiento neumático todo-nada. Los drenajes de las tuberías de vapor de cierres se envían al tanque de expansión de purgas. Los drenajes de las tuberías de vapor auxiliar se conducen al colector de entrada al tanque de goteo y purgas por medio de purgadores automáticos de vapor. El condensado se envía al desgasificador cuando supera el alto nivel en el tanque mediante las bombas de goteo y purgas dispuestas en paralelo, una como base y la otra de reserva.

El sistema de Drenajes de caldera (BC) tiene las siguientes funciones:

1. Recoger todos los drenajes de la caldera durante el proceso de arranque y conducirlos al tanque de purgas intermitente.
2. Recoger el drenaje de la purga continua y llevarla al tanque de purga continua y de éste al tanque de agua de alimentación- la fase vapor- y al tanque de purga intermitente la fase de condensado.

3. Llenar la caldera a través de los drenajes mediante la bomba de llenado de caldera.

Los equipos que componen éstos dos sistemas se dan en la tabla 2.5 de la página siguiente.

2.6 SISTEMA DE VACÍO DEL CONDENSADOR.

El sistema de vacío o de Evacuación de Aire Condensador⁶, tiene por objeto el extraer el aire y los incondensables del Condensador para obtener dentro del mismo un vacío requerido. El sistema se extiende desde el condensador hasta las bombas de equipos de vacío y los equipos que lo componen son el Condensador, las Bombas de Vacío con sus respectivas tuberías de conexión, válvulas, especialidades y demás accesorios y los Eyectores de Arranque y Servicio. Lo resumimos en la siguiente tabla 2.6.

2.6.1 Descripción funcional del sistema.

El sistema de Vacío o Evacuación de aire del Condensador, como ya se dijo tiene por objeto el extraer el aire y los incondensables del Condensador para obtener un grado de vacío continuo. Distinguimos dos partes bien diferenciadas en éste sistema:

- Evacuación de aire de las cajas de agua (lado circuito de refrigeración de agua de mar).
- Vacío del condensador lado vapor.

Evacuación de aire, lado cajas de agua.

Este sistema dispone de un conjunto de dos bombas de vacío, I-AN-P01 A/B, del 100% de capacidad unitaria. La aspiración se realiza en la parte alta de las cajas de agua por medio de dos tuberías de 2" de diámetro que discurren hasta una cierta elevación para evitar que las bombas puedan aspirar el agua de refrigeración. El operador pondrá en servicio la bomba que desee que sea la base la cual estará en marcha hasta conseguir un vacío de 300mbar. Una vez conseguido éste vacío la bomba se detendrá automáticamente. Cuando la presión llegue a 400mbar, la bomba entrará otra vez en funcionamiento. Si la bomba base no logra bajar la presión y ésta llegue a 500mbar, arranca la bomba de apoyo.

⁶ Véase en el apéndice el diagrama "VACÍO CONDENSADOR".

EQUIPO		TAGGING
TANQUE DE PURGA INTERMITENTE		BC-T-02
TANQUE DE EXPANSION DE PURGAS		AK-T-01
TANQUE DE PURGA CONTINUA		BC-T-01
CALENTADOR DE AIRE POR VAPOR		1-BD-E01
TANQUE DE GOTEO Y PURGAS		1-AK-T-01
BOMBAS DE GOTEO Y PURGAS		1-AK-P-01 A/B
SEPARADOR DE HUMEDAD		KE-T-01
BOMBA DE LLENADO CALDERA		1-AF-P05
VALVULAS DE CONTROL TODO-NADA		NV-AK-808 NV-AK-809 NV-AK-501/502 NV-AK-401/402/403 NV-AK-301 VN-AK-201 NV-AK-807 NV-AK-601/806
		PURGADORES

Tabla 2.5 Equipos componentes del sistema Drenajes de Tuberías Principales y Varios

EQUIPO	TAGGING
CONDENSADOR	1-AF-E05
BOMBAS DE VACIO	1-AN-P-01 A/B
EYECTOR DE ARRANQUE	1-AN-EJ01
EYECTORES DE SERVICIO	1-AN-EJ02A/B

Tabla 2.6 Componentes del sistema Vacío Condensador

Esta bomba permanecerá en funcionamiento hasta que la presión llegue a 400mbar parándose automáticamente.

Vacío del condensador, lado vapor.

El sistema dispone de un Eyector de Arranque, 1-AN-EJ01, y de dos Eyectores de Servicio, 1-AN-EJ02 A/B, del 100% de capacidad unitaria. La alimentación a los eyectores se lo hace con vapor auxiliar por medio de tuberías de 3" de diámetro que alimenta a los tres eyectores. En la entrada de cada eyector se ha dispuesto de una válvula motorizada. El vapor auxiliar utilizado en el eyector de arranque se elimina a la atmósfera a través de un silenciador 1-AN-SL01.

El vapor utilizado en los eyectores de servicio se condensa en los condensadores al transferir el calor al condensado. Cada condensador dispone de válvulas de aislamiento para el condensado. Las válvulas de aislamiento situadas en la entrada son motorizadas con lo cual estarán abiertas cuando el eyector correspondiente esté en servicio. El condensado que se genera en los condensadores es enviado al Condensador por medio de purgadores.

El funcionamiento es como sigue:

El arranque se efectúa con el eyector de arranque una vez se disponga de vapor auxiliar. Para ello se da la orden de apertura a las válvulas motorizadas AN-001 (aspiración de aire del condensador) y KE-021 (entrada de vapor auxiliar). Cuando la presión llega a 220mbar.a, se pondrá en marcha el eyector de servicio seleccionado como base con lo cual se abrirán las siguientes válvulas motorizadas, según el eyector elegido:

EYECTOR	1-AN-JE01 A	1-AN-JE01 B
Entrada vapor auxiliar	KE-022-1"	KE-023-1"
Condensado de refrigeración	AF-007-10"	AF-008-10"
Aspiración aire condensador	AN-002-4"	AN-003-4"

Si la presión sube a 230mbar estando el eyector base en servicio, se pondrá en marcha el eyector de apoyo. La parada de éste será automática cuando la presión llegue a 80mbar.

2.7 SISTEMA DE COMBUSTIBLE.

Los sistemas de combustible BL y BM⁷ tienen como objetivo suministrar combustible a los siguientes equipos:

- La caldera principal (fuel-oil para funcionamiento normal y diesel-oil para arranque)
- La caldera auxiliar (diesel-oil)
- Generador diesel de emergencia (diesel-oil)

Para el arranque de la caldera se utiliza diesel-oil (sistema BM).

Los componentes principales de éste sistema son:

EQUIPO	TAGGING
QUEMADOR	1-BL-QA1
QUEMADOR	1-BL-QA2
QUEMADOR	1-BL-QB1
QUEMADOR	1-BL-QB2
QUEMADOR	1-BL-QC1
QUEMADOR	1-BL-QC2
QUEMADOR	1-BL-QD1
QUEMADOR	1-BL-QD2
TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE FUEL-OIL	1-BL-TQ1
TANQUE DIARIO DE FUEL-OIL	1-BL-T02A/B
TANQUE DIESEL-OIL	1-BM-T01
CALENTADORES DE FUEL-OIL A QUEMADORES	1-BL-E03A/B
BOMBA DE LLENADO TANQUE ALMACENAMIENTO FUEL-OIL	1-BL-P01A/B
BOMBA DE TRASIEGO FUEL-OIL A TANQUE DIARIO	1-BL-P02A/B
BOMBA DE FUEL-OIL A QUEMADORES	1-BL-P03A/B
BOMBA DE LLENADO A TANQUE DIESEL-OIL	1-BM-P01A/B
BOMBA DIESEL-OIL A QUEMADORES	1-BM-P02A/B
BOMBA DIESEL-OIL A CALDERA AUXILIAR	1-BM-P03A/B
QUEMADOR CALDERA AUXILIAR	1-BM-Q01

Tabla 2.7 Componentes del sistema de Combustible.

2.7.1 Descripción funcional del sistema.

El combustible base utilizado en la Central Térmica Trinitaria es fuel-oil bunker C que tiene las siguientes características:

⁷ Ver en el apéndice los diagramas "FUEL OIL Y DIESEL OIL."

BUNKER C	
	% en Peso
Cenizas	0.3 max.
Azufre	1.7 max.
Hidrógeno	10.91
Carbono	86.6
Agua	0.19 max
Nitrógeno	0.10 max

Para el arranque se emplea diesel-oil atomizado con aire comprimido.

a- Circuito de llenado tanque Diesel-Oil 1-BM-T01.

Este tanque puede llenarse desde un buque tanquero o bien desde un camión conectado a la tubería de suministro de 6" a través de las válvulas BM-001 ó BM-002. Se han dispuesto dos bombas de llenado del tanque 1-BM-P01A/B del 110% de capacidad unitaria.

b- Circuito de llenado tanque Fuel-Oil 1-BL-T01.

El llenado del tanque se realiza desde buques y utilizando sus propias bombas de trasiego. La línea de suministro al tanque se de 10" y permite un caudal de suministro de 450 m³/h (120Kg/seg) como máximo. Para el calentamiento inicial de la línea se ha dispuesto un sistema por medio de vapor. Para el drenaje que se produzca durante el proceso de calentamiento se dispone de purgadores de condensado situados a lo largo de la línea de calentamiento y colocarlos cada 30m aproximadamente.

c- Circuito de Trasiego de Fuel-Oil desde tanque 1-BL-T01 a tanques Diarios de fuel 1-BL-T02A/B.

Para trasegar el combustible desde el tanque de almacenamiento a los tanques diarios se dispone de un calentador de succión en el tanque de almacenamiento que calienta el fuel a 50°C para que pueda ser transportado. Dos bombas de husillo del 100% de capacidad unitaria aspiran el combustible desde el tanque de almacenamiento y lo envían al tanque diario seleccionado. El calentamiento del fuel en el calentador de succión se realiza por medio de vapor auxiliar a 13 Kg/cm² saturado. El condensado es eliminado mediante un purgador y enviado a la red de drenajes.

Se dispone de una línea de vapor que acompaña a la tubería de fuel para el calentamiento en los arranques. En las líneas de vapor se dispone de purgadores termostáticos para eliminar el condensado.

d- Circuito de Combustible a Caldera en arranques.

Durante el arranque de la caldera y hasta que se disponga de vapor auxiliar en el calderín se emplea diesel-oil. Este impulsado por dos bombas de diesel-oil a quemadores (1-BM-P02A/B). Se dispone de dos bombas del 100% de capacidad unitaria. La presión del combustible en la caldera es mantenida por la válvula de control PV-BM132. Cada

quemador de fuel dispone a su vez del correspondiente quemador de diesel-oil. El diesel-oil es atomizado mediante aire comprimido que procede de los compresores de aire de servicios, siendo controlada su presión por medio de la válvula PV-KA531.

4.- Circuito de Combustible a Caldera en operación normal.

La introducción de fuel-oil en la caldera para su combustión se realiza mediante un equipo de bombeo y calentamiento, que tiene la finalidad de proporcionar al combustible la presión y temperatura adecuada para ser quemado en los quemadores.

El equipo suministrado para éste sistema es doble, ya que hay una bomba y un calentador de reserva. Las bombas de husillo (1-BL-P03A/B) aspiran el combustible de cualquiera de los dos tanques diario (1-BL-T02A/B) en donde se calienta el fuel por medio de calentadores de succión (1-BL-E02A/B) para que el transporte sea adecuado.

En la impulsión de las bombas y antes de entrar el fuel en los calentadores se regula a una presión adecuada por medio de las válvula PV-BL155 de manera que retorna a los tanques de caudal sobrante. Seguidamente el combustible pasa por el interior de los tubos de los calentadores donde se calienta por medio de vapor saturado hasta los 105°C necesarios para introducirlo en la caldera. El vapor de calentamiento entra en la carcasa de los calentadores siendo regulado su caudal mediante las válvulas TVKE162.

A y B. Todas las líneas, filtros, válvulas y bombas por la que circula fuel disponen de líneas de acompañamiento de vapor para el calentamiento inicial. Una vez se establezca la circulación normal de combustible las líneas de acompañamiento se deben cerrar para evitar un consumo de vapor innecesario. Cada bomba y calentador disponen de válvula de seguridad. El fuel-oil a la salida de los calentadores con una viscosidad y presión adecuadas llega a la estación de control donde se dispone de dos válvulas de control FV-BL510 y PV-BL510 que controlan el caudal de fuel en función de la carga. Simultáneamente, la presión del vapor de atomización respecto a la de Fuel-oil es regulada mediante la válvula de control PV-KE501.

Desde la estación de control el fuel pasa a los anillos de distribución de los quemadores. La tubería de retorno conduce el fuel no quemado al tanque diario que esté en servicio.

5.- Circuito de llenado: Tanques de Caldera Auxiliar y Diesel de Emergencia.

En la línea de aspiración de las bombas IBM-P02A/B se dispone de una conexión que alimenta al tanque diesel-oil de la caldera auxiliar (1-BM-T02) de 2.5 m³. El llenado del tanque se realiza de forma automática por medio de la válvula de aporte accionada por solenoide.

2.8 SISTEMA AGUA DE CIRCULACIÓN.

El sistema de agua de circulación tiene por objeto suministrar al condensador el caudal de agua necesaria para la eliminación de la carga térmica que contiene el vapor de escape de la turbina. Este sistema se extiende desde las rejillas situadas en la estructura de toma y antes de las bombas que aspiran el agua de dicha toma y la envían al condensador para refrigeración del vapor de escape de la turbina, hasta la estructura de descarga. Dentro del sistema se encuentra instalado el equipo de limpieza de tubos del condensador en los conductos de entrada y salida de agua y los filtros de limpieza de mejillones. Los equipos que componen éste sistema son:

EQUIPO	TAGGING
REJILLA FIJA	1-DA-F01A+B
REJILLA MOVIL	1-DA-F02A+B
BOMBA DE AGUA DE CIRCULACION	1-DA-P01A+B
BOMBA APORTACION AGUA A DESALADORA	1-DA-P02A/B
BOMBA DE LAVADO DE REJILLAS MOVILES	1-DA-P03A/B
BOMBA DE LIMPIEZA DE TUBOS CONDENSADOR	1-DE-P01A+B
EYECTORES DE SISTEMA DE CLORO	1-DL-EJ01A+B
BOMBAS DE SISTEMA DE CLORO	1-DL-P01A/B
TANQUE DE EXPANSION DE CLORO	1-DL-T01
TANQUES DE CLORO	1-DL-T02A+B
CLORADOR	1-DL-Y01A+B
EVAPORADOR DE CLORO	1-DL-Y02A+B
DETECTOR DE CLORO	1-DL-Y03
FILTRO DE MEJILLONES	1-DE-F01A/B
CONDENSADOR	1-AF-E05

Tabla 2.8.- Componentes del sistema de Agua de Circulación

El condensador es de dos pasos, tipo cámara de agua dividida, con la entrada de vapor situada en la parte superior, lleva dos conexiones para entrada de agua de circulación y otras dos para salida. La cámara de agua está dividida verticalmente de tal forma que el agua sigue dos caminos paralelos e independientes. Esto permite cerrar medio condensador para inspección y limpieza de tubos y placa de tubos (lado agua de circulación) y taponar tubos si es necesario mientras la otra mitad se mantiene con vacío y la turbina funcionando a carga reducida.

2.8.1 Descripción funcional del sistema.

El sistema de agua de circulación⁸ tiene como función principal el suministrar agua de circulación principal para atender al servicio de enfriar el vapor de escape de la turbina en

⁸ Véase en el apéndice el diagrama "AGUA DE CIRCULACIÓN"

se descarga al condensador de forma que se establezca el ciclo termodinámico necesario en el funcionamiento de la central, así como también el de enfriar el agua utilizada en la refrigeración de aquellos sistemas que lo requieran en el conjunto de equipos instalados en la central (sistema de refrigeración auxiliar).

a.- Sistema de toma de agua.

La estructura de toma de agua del estero para el sistema de agua de circulación consta de un canal de 7.5m, hecho con tabla estacas. Al final del canal comienza la estación de bombeo dividiéndose dicho canal en dos conjuntos independientes para cada bomba de circulación en los que se han dispuesto los siguientes elementos:

- Reja gruesa en la entrada con barrotes verticales de 16mm de diámetro y separados 100mm reforzados con angulares en sentido transversal.
- Compuerta de aislamiento.
- Rejilla fija.
- Rejilla móvil.

Por lo tanto ambos conjuntos pueden aislarse por medio de las compuertas de aislamiento con lo que se podría desecar cada conjunto para efectuar labores de mantenimiento. Cada uno de los canales de cada bomba de agua de circulación dispone de una compuerta que normalmente no estará colocada y que origina el aislamiento del canal correspondiente y evita la entrada de agua de refrigeración al estero.

b.- Sistema de Cloración.

Tiene por objeto inyectar cloro en el agua de mar para evitar la formación de moluscos e incrustaciones de cualquier materia orgánica el sistema de agua de circulación.

La inyección se hará intermitente de choque tres veces al día y durante 30-60 minutos.

El sistema consta de una bomba que aspira el agua de mar de la impulsión de las bombas de agua de circulación. En la impulsión de la bomba están dispuestos un clorador y un eyector de cloro, de manera que el cloro se mezcla con el agua de mar en las proporciones necesarias para que la inyección en la toma de aspiración de cada una de las bombas de circulación sea la adecuada.

El cloro está almacenado en botellas de las cuales se disponen 4 en funcionamiento y 4 en reserva. Con dos botellas abiertas simultáneamente y con temperatura ambiente superior a los 22°C permitiría dosificaciones de hasta 2.5 ppm con caudal de cloro de 50 Kg/h. El cloro se inyecta por medio de un difusor en cada una de las tomas después de la compuerta de aislamiento de cada toma y antes de las rejillas fijas.

c.- Bombas de agua de Circulación .

El agua requerida en éste sistema es impulsada desde la estación de bombeo por dos bombas de Agua de Circulación del 60% de capacidad cada una, es decir que en condiciones normales de funcionamiento, las dos bombas deberán estar trabajando.

En la descarga de las bombas se encuentra instalada una junta de expansión de goma y una válvula de mariposa accionada por motor eléctrico para el servicio de aislamiento de la bomba. Las bombas , como ya se dijo anteriormente, en condiciones normales de carga deben estar funcionando las dos, pero en condiciones de carga de la Turbina y el Condensador al 50%, una de las bombas se parará quedando en funcionamiento la otra para atender al enfriamiento del condensador y del resto del sistema, así como a las exigencias del Sistema de Refrigeración (EB). En caso de que se produzca fallo en una de las bombas de circulación, el Sistema de Control Distribuido (SCD) realizará una " Run-back" de modo de carga del grupo en forma automática.

Una vez el agua dentro del condensador , se produce el intercambio de calor entre el vapor procedente de los escapes de turbina y el agua de circulación resultando el condensado que es recogido por el pozo caliente del condensador. A la salida del condensador comienza la descarga del agua de circulación que sale caliente hasta el estero. Esta descarga se efectúa con dos tuberías de salida que luego conectan a un colector común. En la salida del condensador y en cada tubería, existen dos juntas de expansión de goma para evitar transmitir los movimientos del condensador a las tuberías.

d.- Filtro mejillones.

Tiene por objeto evitar que entren en el condensador animales o plantas del estero que se fijan en las paredes de las tuberías de agua de circulación y que al soltarse al pasar la corriente de agua puedan pasar al condensador. La presión diferencial del elemento filtrante se controla continuamente, de manera que cuando llegue a 30mbar se produce el proceso de retrolavado de manera que una cantidad pequeña del agua de refrigeración se desvía durante 10 a 12 seg. produciéndose el lavado del filtro.

2.9 SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO.

El sistema de Aire Comprimido⁹ tiene como finalidad suministrar un caudal de aire a unas determinadas condiciones de temperatura , presión y humedad relativa para abastecer tanto a los servicios generales como a los instrumentos y controles neumáticos. El sistema se extiende desde los Compresores de Aire de Servicios Generales 1-KA-C01A/B y los

⁹ Véase en el apéndice el diagrama "AIRE COMPRIMIDO"

Compresores de Aire de Instrumentos 1-KX-C01A/B, que toman aire atmosférico, lo tratan en diferentes etapas y lo envían a los Tanques de Aire de Servicios Generales KA-T01 y Tanque de Aire de Instrumentos 1-KX-T01.

Antes de entrar el aire a los instrumentos en el tanque 1-KX-T01, pasa por el secador 1-KX-SA-01 para eliminar la humedad. Los equipos componentes del sistema se muestran en la página siguiente.

2.9.1 Descripción funcional del sistema.

El sistema comienza como ya se dijo en los compresores. Éstos aspiran el aire a las condiciones ambientales a través de un filtro que lleva cada uno en la aspiración. En los compresores el aire se somete a dos etapas de compresión, entre la primera y la segunda pasa por una refrigeración intermedia para conseguir los parámetros o condiciones necesarias para la segunda etapa. Después de la segunda etapa, el aire pasa a la refrigeración final, temperatura y humedad necesarias para los servicios a utilizar.

EQUIPO	TAGGING
COMPRESORES DE AIRE SERVICIOS GENERALES	1-KA-CO1 A/B
TANQUE DE AIRE SERVICIOS GENERALES	1-KA-T01
COMPRESORES DE AIRE INSTRUMENTOS	1-KX-C01 A/B
EQUIPO DE SECADO AIRE DE INSTRUMENTOS	1-KX-SA01
TANQUE DE AIRE INSTRUMENTOS	1-KX-T01

Tabla 2.9.- Componentes del sistema Aire Comprimido.

A la salida de cada compresor hay una válvula de retención y otra de aislamiento. Las dos líneas de salida de los compresores de aire de servicios se unen a un colector común que va hasta el Tanque de Aire de Servicios Generales. Antes de entrar en el mismo, en la línea de entrada existe una válvula de bola de aislamiento.

El conjunto formado por dos compresores y el Tanque funciona de la siguiente manera:

Cada compresor está provisto de un sistema automático de regulación de presión en dos etapas, que está en comunicación con el tanque acumulador de aire y funcionará de forma que cuando en dicho tanque se tenga la presión de trabajo de 7.5 Kg/cm^2 , el compresor

pasará automáticamente a funcionar en vacío, parándose al transcurrir cierto tiempo. Cuando en el tanque se alcance una presión de 6.75 Kg/cm^2 , el compresor se pondrá en funcionamiento hasta alcanzar de nuevo la presión de 7.5 Kg/cm^2 . Si al entrar en funcionamiento éste compresor, la presión del tanque sigue disminuyendo y llega a alcanzar la presión de 6.5 Kg/cm^2 , automáticamente entrará en funcionamiento el compresor que en ese instante esté de reserva. Cuando en el tanque de aire se consigue la presión de funcionamiento de 7.25 Kg/cm^2 el compresor de reserva pasará a funcionar en vacío parándose después del tiempo fijado previamente por el sistema.

En el caso de funcionamiento manual cada compresor puede ser arrancado y parado independientemente de la presión que exista en el tanque; no obstante, se dispone de un disparo automático en cada uno de ellos por muy alta presión, como protección del sistema. El Tanque tiene también instalado en su parte superior una válvula de seguridad 1-KA-002-17, para proteger tanto al tanque como al circuito, de presiones muy altas producidas por algún fallo o por alguna mala operación. Del fondo del tanque sale una línea que se divide en dos, una con dos válvulas y un purgador para purga automática del tanque, y otra con una válvula que normalmente debe estar cerrada ya que sirve para el drenaje y vaciado de condensaciones e impurezas que se depositen en el fondo. De la parte superior de la zona cilíndrica del tanque, sale una línea de 2" que lleva aire para Servicios Generales.

El conjunto formado por los dos compresores de aire de instrumentos y el Tanque de Aire de instrumentos, funcionan igual que el conjunto anterior y la única diferencia es que entre la salida de los compresores y el tanque de aire de instrumentos se dispone de un secador que funciona automáticamente de la siguiente manera:

El aire pasa primero por el prefiltro donde se decanta el condensado, que se elimina por la purga automática y quedan retenidas en el filtro las partículas sólidas. El prefiltro dispone de válvulas de by-pass y aislamiento. A continuación el aire pasa a la torre de secado donde es sometido a un proceso por adsorción del vapor de agua sobre el deshidratante de alúmina activada. Simultáneamente la torre que no está en proceso de adsorción estará en proceso de reactivación del deshidratante. La reactivación se efectúa mediante un calefactor eléctrico. Durante éste proceso se pasa un pequeño caudal de aire seco para la alúmina en contra corriente para eliminar el agua acumulada para enviarlo al exterior. Cada cuatro horas las torres cambian automáticamente de posición adsorción, regeneración de modo alterno, de manera que la producción de aire seco es continua. Toda la red de distribución es de cobre.

Del colector de salida del tanque de aire de servicios se ramifican para dar los siguientes servicios:

SERVICIO
Conexión con red de aire de instrumentos
Aire a red mangueras edificio de turbina
Aire a elementos de caldera
Aire atomización quemadores
Aire a red mangueras de caldera
Aire a mangueras zona tanques

En la tubería de conexión de aire de servicios con el de instrumentos se ha dispuesto de una válvula de control NV-KA-125 que permite alimentar con aire de servicios la red de aire de instrumentos en el caso de que la presión de aire de instrumentos baje de un determinado valor. Del tanque de aire de instrumentos parte un colector que alimenta toda la red de instrumentos de la Central Térmica.

2.10 SISTEMA DE AGUA DE REFRIGERACIÓN AUXILIAR.

El sistema de agua de refrigeración auxiliar tiene la función de llevar agua de refrigeración a los diferentes equipos para refrigerar alguno de sus componentes. Es un circuito cerrado que toma el agua de un tanque enterrado, al que llegan los retornos y la bombean a los diferentes equipos. El sistema se compone de los siguientes equipos principales:

EQUIPO	TAGGING
TANQUE ENTERRADO AGUA DE SERVICIOS	1-EA-T02
BOMBAS AGUA DE SERVICIOS	1-EA-T02A/B

Tabla 2.10 Componentes del sistema de Agua de Refrigeración auxiliar

La refrigeración de los equipos es un circuito cerrado y se realiza por medio de las bombas de agua de servicios de las cuales una estará en servicio y la otra en reserva.

El agua se aspira del tanque enterrado de hormigón que dispone de un sistema automático de llenado. Las bombas impulsan el agua a través de los refrigerantes de agua de servicios de los que estará uno en servicio y el otro en reserva. Para limitar el ensuciamiento de los refrigerantes y evitar que entren partículas superiores a 1mm en el lado de agua de mar, se ha instalado un filtro autolimpiable cuyo sistema de retrolavado se pondrá en marcha automáticamente cuando la presión diferencial en el filtro llegue a un valor determinado. Una vez disminuida la presión diferencial el proceso de retrolavado cesa y el filtro deberá

funcionar normalmente. Puesto que la fase de retrolavado es corta y con poco caudal, no se verá afectado el funcionamiento del sistema de refrigeración que seguirá funcionando normalmente.

A la salida de los refrigerantes el agua se envía a los diferentes equipos y también al tanque elevado de Agua de Servicios (1-EA-T01) hasta que dicho tanque se llene controlándose el llenado por medio de la válvula NV-EA-170. Este tanque estará siempre lleno y solo se vaciará cuando se paren las bombas de Agua de Servicios, lo cual permite que la refrigeración de los equipos se mantenga por gravedad durante unos minutos. Por lo tanto cuando las bombas se paran, el volumen de agua almacenada en el tanque elevado y en parte de la red retornará al tanque enterrado.

En la siguiente lista, se describe los equipos a refrigerar en la central por éste sistema:

EQUIPO	TAGGING
REFRIGERANTES AIRE ALTERNADOR	1-CE-E01A/B/C/D
REFRIGERANTES ACEITE TURBINA	1-CB-E01A/B
BOMBAS AGUA DE ALIMENTACIÓN Refrigeración del sistema de sellado Refrigeración del sistema lubricación de cojinetes.	1-AH-P01A/B
COMPRESORES DE AIRE SERVICIOS GENERALES Refrigeración de compresores + aire	1-KA-C01A/B
COMPRESORES DE AIRE PARA INSTRUMENTOS Refrigeración de compresores + aire	1-KX-C01-A/B
ENFRIADORES POSTERIORES	1-KA-KX-E01A/B
BOMBA DRENAJE CALENTADOR DE BAJA PRESION-3	1-AJ-P01
VENTILADORES DE TIRO FORZADO Refrigeración de cojinetes	1-BD-V01A/B
VENTILADOR RECIRCULACION GASES Refrigeración de cojinetes	1-BD-V02
CALENTADOR AIRE REGENERATIVO Refrigeración cojinete superior	1-BD-E02
PUERTA ACCESO CALDERA ZONA SOBREC. SECUND.	

TOMA DE MUESTRAS

EQUIPO	CAUDAL m3/h
BASTIDOR ENFRIAMIENTO PRIMARIO CALDERA	8
BASTIDOR ENFRIAMIENTO PRIMARIO ZONA BOMBAS A.A.	8
BASTIDOR ENFRIAMIENTO PRIMARIO DESGASIFICADOR	2
GRUPO FRIGORÍFICO REFRIGERANTE AY-RE-1	4

Tabla 2.11 Equipos a refrigerar en la Central Térmica Trinitaria

2.11 SISTEMA DE ALIMENTACION QUIMICA

El tratamiento del agua para la generación del vapor es una de las ramas más elaboradas de la química del agua. La comprensión de los principios fundamentales de la química del agua de calderas es esencial para el ingeniero de control, el cual se esfuerza continuamente en mejorar la eficiencia de la caldera y del equipo que usa vapor dentro de la planta.

La presión y el diseño de la una caldera determinan la calidad del agua de alimentación que se requiere para la generación de vapor. El agua potable- óptima para uso doméstico- rara vez es lo bastante buena como agua de alimentación de caldera, por lo que se requiere un adecuado tratamiento químico para contrarrestar o evitar los tres mayores problemas en los sistemas de caldera:

- Depósitos
- Corrosión
- Arrastres

Para esto se tiene que controlar de forma continuada los parámetros más importantes tales como:

- pH¹⁰ del agua de alimentación.
- pH del agua de caldera.
- Cantidad de oxígeno del agua de alimentación.
- Conductividad¹¹ del agua de alimentación.

Estas medidas son esenciales para la fiabilidad de las operaciones diarias y para la integridad de la caldera, ya que esto evita el transporte de impurezas a la turbina.

Formación de depósitos, corrosión y arrastres.

La formación de depósitos y corrosión es un fenómeno inherente en calderas y aumenta con la presión de funcionamiento de la caldera. Las impurezas del agua de caldera y los productos químicos del tratamiento se concentran en las superficies del tubo donde son depositadas en la zona de generación de vapor.

¹⁰ Como se sabe, el pH es una medida de la acidez o alcalinidad del agua. Su expresión viene dada por el logaritmo de la inversa de la concentración del ion H expresada en moles por litro:

$$pH = \log 1 / [H^+]$$

Señalemos que el agua pura neutra tiene una concentración de ion hidrógeno de 10^{-7} moles por litro es decir un pH de $\log (1 / 10^{-7}) = 7$

¹¹ La conductividad es la capacidad de una solución acuosa para conducir una corriente eléctrica. El agua destilada pura no conduce en principio la corriente, pero si se le disuelven minerales aumenta su capacidad de conducción. Estos sólidos se separan en iones positivos y negativos en equilibrio con el cuerpo; su unidad de medición es el mho o siemens (recíproco del ohmio) que es la conductancia de una solución que con una diferencia de potencial de un voltio entre las caras de dos electrodos se genera una corriente de un amperio I[A].

Muchos productos químicos se convierten en menos solubles y se precipitan a medida que la temperatura aumenta ¹². La concentración y precipitación de estos productos químicos en las superficies de los tubos provocan una formación de depósitos en estas zonas. Los componentes más comunes de los depósitos de calderas son:

- Fosfato de calcio
- Carbonato de calcio
- Hidróxido de magnesio
- Silicato de magnesio
- Varias formas de óxido de hierro
- Sílice y alúmina

Si se usan sales de fosfato en el tratamiento del agua de caldera, el calcio precipitará preferentemente como fosfato antes de precipitar al carbonato, y el fosfato de calcio se convertirá en la característica más importante del depósito ¹³. A las elevadas temperaturas que se hallan las calderas, los depósitos constituyen un serio problema, y causan una mala transmisión del calor y un potencial para la ruptura de los tubos de la caldera ¹⁴.

El segundo problema importante relacionado con el agua en las calderas es la **corrosión**; el ejemplo más común es el ataque del acero por el oxígeno. Esto sucede en los sistemas de almacenamiento de agua, en las calderas, en las líneas de retorno de condensado y virtualmente en cualquier porción del sistema de servicios en donde haya oxígeno presente. El ataque de oxígeno se acelera por altas temperaturas y por un bajo pH. Algunos productos químicos para el tratamiento del agua de alimentación sino se aplican correctamente pueden corroer las tuberías de alimentación del agua, las válvulas de control y aún las partes internas de la caldera ¹⁵. El oxígeno disuelto y los gases de dióxido de carbono también pueden ser muy corrosivos para las calderas y se tienen que controlar por debajo de los límites especificados en el agua de alimentación de caldera.

El tercer problema relacionado con la operación de calderas son los arrastres desde la caldera hacia el sistema de vapor. Este transporte de impurezas del agua al vapor es también un problema inherente a su funcionamiento.

¹² Precipitado : producto insoluble de una reacción.

¹³ En la CTT se utiliza el fosfato de sodio PO_4Na_3 para mantener el pH del agua en un valor de 9.3 a 9.6 y eliminar la sílice. Esta sal se lo inyecta en el domo de la caldera según requerimientos.

¹⁴ La acción de los químicos es de vital importancia en las centrales térmicas, ya que constituye la vida de los principales equipos por donde circulan agua o vapor. Su acción no se nota a corto plazo, pero sí con los años de operación de la planta (≈ 5 o 6 años de funcionamiento).

¹⁵ Aunque la eliminación del oxígeno del agua de alimentación de la caldera es el paso más importante para controlar la corrosión, dicha corrosión puede ocurrir de todos modos. Un ejemplo es el ataque directo de la superficie de acero de la caldera por el vapor a temperaturas elevadas de acuerdo con la siguiente reacción:



de vapor a presiones altas, el agua de caldera tiene que ser de más pureza. Se tienen que tener límites en las impurezas que provocan espumación; estas incluyen aceites orgánicos, sólidos suspendidos, y alcalinidad. También en temperaturas altas, las impurezas son más volátiles en el vapor. Esto aumenta la cantidad de arrastres en el vapor. La eliminación de impurezas del agua de alimentación y las purgas han demostrado ser los métodos más prácticos y efectivos para reducir el arrastre vaporoso del domo de vapor.

La densidad del vapor se aproxima a la del agua conforme aumenta la presión, hasta alcanzar la presión crítica de 3200 psi (220bar). Por arriba de esta presión existe como un fluido supercrítico que no puede ser considerado como vapor ni como agua. Las calderas que operan por encima de 3200 psia se llaman unidades supercríticas.

El pH del agua de alimentación es un factor importante para disminuir la corrosión de los metales de la caldera. Para el hierro y sus aleaciones aunque un pH mínimo de 8.5 podría ser aceptable, los valores del pH del agua de alimentación deben de estar por lo general en el intervalo de 9.2 a 9.6; para el cobre y sus aleaciones los valores del pH del agua de alimentación deben de estar en el intervalo de 8.5 a 9.2. A menudo se establece un intervalo de compromiso del control del pH del agua de alimentación cuando ambos metales están presentes.

2.11.1 Tratamiento químico del agua en la Central Térmica Trinitaria.

En la CTT se tienen algunos sistemas que se encargan de mantener las variables químicas en sus valores óptimos para asegurar una vida larga de los metales y diferentes equipos de la unidad. En la tabla de la página siguiente se dan estos sistemas¹⁶. Es responsabilidad del departamento químico llevar un control temporal óptimo del sistema y tener una relación muy estrecha con los ingenieros de operación e instrumentación.

2.11.2 Instrumentación y control en el sistema químico.

Para un buen y eficiente funcionamiento de la caldera, es necesario controlar continuamente la pureza del agua. La detección de cualquier tipo de contaminación que entra en el ciclo es esencial de forma que se puedan tomar medidas correctoras antes de dañar a la caldera y sus equipos asociados. En el gráfico del sistema de análisis químico se muestra la instrumentación necesaria para detectar los contaminantes en el agua y los trastornos en el sistema del tratamiento de agua de alimentación (ver el apéndice).

¹⁶ Existen tres medios clásicos para mantener los problemas de depósitos, corrosión y arrastre bajo control: a) Tratamiento externo b) Tratamiento interno c) Purgado.

En el tratamiento externo se usan equipos como desgasificadores, plantas desmineralizadoras etc. En el tratamiento interno se trata de eliminar la formación de incrustaciones que se controlan principalmente con programas de fosfatos. El purgado es un método de descargar agua de la caldera para evitar la excesiva formación de impurezas. Todos los tres métodos anteriores persiguen eliminar las siete (7) clasificaciones amplias de impurezas: sólidos suspendidos, dureza, alcalinidad, sílice, sólidos disueltos totales, materias orgánicas y gases.

SISTEMAS QUIMICOS DE LA CTT	
SISTEMA	CODIGO
AGUA CRUDA Y DESMINERALIZADA	AP
TRATAMIENTO DE AGUA	AQ
DESMINERALIZACION DEL CONDENSADO	AX
TOMA DE MUESTRAS Y ANALISIS QUIMICO	AY
ALIMENTACION QUIMICA	BB
DRENAJES Y PURGAS DE CALDERA	BC
AGUA DE CIRCULACION Y CLORACION	DA
LIMPIEZA DEL CONDENSADOR	DE
CLORACION	DL
DESALACION DE AGUA DE MAR	KL
NITROGENO	KN

Tabla 2.12

Instrumentos de presión, temperatura y registradores son parte de la instrumentación del sistema químico de la central. Existen equipos automáticos y están comercialmente disponibles para el análisis en operación del pH, conductividad e importantes constituyentes del agua de caldera como dureza, fosfatos y sílice.

Se tiene que tener cuidado en asegurar que las muestras de vapor y de agua representen de forma adecuada las sustancias químicas de vapor, de agua de caldera y agua de alimentación. Se tiene que tener un cuidado especial con el muestreo de agua y vapor para determinar el óxido de hierro, óxido de cobre, y otros sólidos suspendidos. Las tuberías de muestreo para los sólidos suspendidos no deben ser superior a 9 mts de longitud.

La conductancia eléctrica permite un método rápido para comprobar la contaminación en una muestra de agua. Se puede usar una medida de conductividad eléctrica para activar los sistemas de alarma o accionar el equipo en el sistema de agua. Para la mayoría de sales en concentraciones bajas, una conductividad eléctrica específica de 2 $\mu\text{S}/\text{cm}$ indica normalmente la presencia de 1 ppm de sólidos disueltos en ausencia de amoníaco y otros gases disueltos. La conductividad eléctrica y el pH son altamente dependientes de la temperatura, de forma que una exacta corrección es importante para que estos datos tengan sentido. La conductividad está afectada por el amoníaco o aminas usadas para el control del

Para obtener una indicación de sólidos de agua de alimentación se utiliza un intercambiador de iones catiónicos para eliminar estos alcalizadores volátiles y convertirlos en sus ácidos correspondientes. La conductividad eléctrica que sigue a este intercambio se denomina "conductividad catión" y una conductividad catiónica de $7 \mu\text{S}/\text{cm}$ indica normalmente la presencia de 1 ppm de sólidos disueltos.

En calderas con presiones de funcionamiento superiores a los 105 bar, la conductividad catiónica del condensador es normalmente inferior a $0,2 \mu\text{S}/\text{cm}$. Una lectura por encima de esta gama indica la presencia de alguna fuga del condensador o contaminación de algún tipo. Una conductividad catiónica superior a $1,0 \mu\text{S}/\text{cm}$ es razón de preocupación inmediata. La fuente de contaminación se tiene que eliminar y la purga se aumenta para reducir la concentración de impurezas en el agua de la caldera. De otra forma, la carga de la caldera se tiene que reducir y el funcionamiento de la caldera se tiene que interrumpir hasta que se elimine la fuente de contaminación.

El pH de agua de alimentación se controla en la entrada del economizador y descarga de amoníaco de condensado; las bombas de inyección de amoníaco y por tanto el pH se puede controlar automáticamente basado en la conductividad específica del agua de alimentación. El equipo de medida de conductividad es más fiable para este fin.

Para unidades con problemas de ocultamiento o corrosión, se recomienda que se controle el hidrógeno a la entrada del economizador y salida de vapor saturado del tambor. Una concentración de hidrógeno alta puede indicar que se está produciendo corrosión. Un fallo en el control de hidrógeno en estas condiciones puede hacer que avance la corrosión, sin ser detectada. La verificación y calibración de los instrumentos de control son esenciales para asegurar las correctas mediciones de los parámetros que afectan a los equipos de la unidad.

2.12 ARRANQUE Y FUNCIONAMIENTO DE LA CENTRAL TÉRMICA TRINITARIA.

Una vez estudiados los principales sistemas de la central térmica, su funcionamiento depende de que cada sistema funcione de manera óptima. Todos los sistemas están relacionados entre sí, por lo que se tiene que tener un conocimiento de cómo influye cada sistema en la operación y funcionamiento de la planta. A menudo los arranques de plantas térmicas son llevadas de forma manual hasta que se alcance el estado de generación requerida. Luego de esto, el control pasa a manos del software instalado en el control.

La experiencia en este tipo de procesos juega un papel preponderante. No es lo mismo – por ejemplo- arrancar una caldera “en frío” que arrancarla “en caliente”. Los pasos para un arranque adecuado dependen de las condiciones que se tengan en ese momento. De todas maneras se pueden dar reglas generales que se deben de tomar siempre en cuenta cuando se desea arrancar la caldera.

A. Preparación para el encendido

La caldera contiene 8 quemadores principales de fuel-oil no.6 o bunker. Cada uno con su respectivo ignitor de fuel-oil no.2 o diesel de BABCOCK & WILCOX. Cada quemador posee dos sensores de llama con su respectivo panel de control.

Antes de iniciar un arranque de la caldera, deben de haberse realizado las siguientes operaciones:

1. La unidad se ha limpiado químicamente; el sobrecalentador, recalentador y líneas asociadas han sido soplados; el sistema de nivel y seguridades de caldera funcionan correctamente y el agua de alimentación en el calderín así como los productos químicos de tratamiento están en sus niveles correctos.
2. Todos los sistemas de control estarán chequeados y en disposición de funcionamiento.
3. Toda la instrumentación y sus equipos mecánicos asociados deben de ser chequeados y estar en disposición de servicio.
4. Los equipos de encendido deben de estar verificados, y hay que verificar de nuevo lo siguiente:
 - a) Que al insertar las cañas de fuel-oil se acoplan perfectamente.
 - b) Los ignitores y sus mangueras están perfectamente acoplados.
 - c) Las válvulas manuales abren y cierran perfectamente.
 - d) Las válvulas de control abren y cierran perfectamente.
5. Se debe de chequear y realizar las siguientes comprobaciones para asegurar un buen funcionamiento de la caldera y equipos auxiliares:
 - Asegurar que no haya personal extraño en contacto o muy próximo a la caldera.
 - Comprobar que el hogar, conducto de gases y conducto de aire estén limpios y en condiciones normales.
 - Todos los cortatiros y el ventilador de tiro forzado estén en condiciones normales y preparados para funcionar.
 - Todas las válvulas serán abiertas y cerradas para asegurarse que funcionan.
 - Los manómetros, termómetros y niveles de agua serán comprobados.

- Las válvulas de seguridad y otros elementos de emergencia estarán en posición normal.
- Los equipos auxiliares de calderas estarán comprobados y en condiciones normales.
- La cantidad de combustible (diesel para el arranque y bunker para funcionamiento) y agua tratada almacenada será suficiente.
- Asegurarse que no hay elementos combustibles cerca de la caldera.

B. Secuencia de encendido.

7. Realizar el arranque de los ventiladores según el procedimiento de seguridades del BMS.
8. Realizar la secuencia de arranque siguiendo el procedimiento de seguridades BMS. El BMS (Burner Master System) protege contra la entrada peligrosa de combustible a la caldera. Este sistema supervisa continuamente todos los enclavamientos, las disposiciones de las válvulas, y el estado de las llamas. Si hay alguna condición no tolerada, el sistema emite una alarma audible y visualmente del elemento que está causando problema y desconecta el sistema de fuel asociado o dispara la caldera, dependiendo del tipo de situación producida. El control remoto y supervisión de los parámetros de la caldera se realiza por medio de dos consolas de operación PCV5.1; una de ellas también ejerce las funciones de Estación de Ingeniería (EWS), desde donde se a la configuración del sistema mediante los programas adecuados.
9. Antes de introducir combustible a la caldera, la cámara de combustión de la caldera debe de estar purgada para eliminar los gases de combustión. Para purgar la caldera, simplemente se accede a la pantalla "permisivos de purga". Este proceso tiene una duración de 300 seg. Una vez cumplido el periodo de purga, el mensaje "Purga completa" aparece en la pantalla. Luego de esto la lógica del programa presenta un mensaje "Rearmar MFT". MFT (Master Fuel Trip) es la lógica que se encarga de disparar la caldera cuando se presentan condiciones peligrosas de funcionamiento. Por ejemplo el MFT actúa en caso de pérdida de los ventiladores de tiro forzado, bajo caudal de aire, relación aire/fuel menor que el 20% del nominal, disparo de la turbina, disparo de algún quemador, fallo de alimentación del sistema de control de la planta, fallo de alimentación del BMS, pérdida de aire de instrumentación, alto o bajo nivel de agua en el calderín, pérdida del precalentador de aire etc.
10. Una vez que se tiene la confirmación de "Purga completa" y de todos los permisivos- se debe de visualizar en el gráfico "válvulas principales" y sus subgráficos "permisivos válvulas principales"- se procede a la apertura de las válvulas correspondientes de combustible. Esto se lo realiza desde la pantalla de la

PCV seleccionando la válvula requerida, y dando la orden de abrir. Nótese que una vez que se inicia la secuencia, los pasos avanzan siempre y cuando haya confirmación de "paso cumplido", es decir se haya cumplido el paso anterior. Se configura un tiempo de duración de paso, si pasado este tiempo no se ha cumplido se origina una anomalía que hace que la secuencia vuelva automáticamente al paso inicial y todos los accionamientos por una orden de cierre de emergencia van a la posición segura.

III. Una vez que se tiene la confirmación de que todos los permisos se han cumplido, se procede al arranque del ignitor; para ello se debe de visualizar el subgráfico "Secuencia arranque/paro ignitor x", al cual se accede a través del gráfico "Ignitor/quemador x". Para encender un ignitor, se deben de cumplir los permisos correspondientes que se indican en la pantalla.

IV. Una vez que se tiene la confirmación de que todos los permisos anteriores se han cumplido, se procede al arranque del quemador, para ello hay que visualizar el gráfico " Ignitor/quemador x" y seleccionar el subgráfico "Secuencia arranque paro/paro quemador x". Podemos resumir los pasos previos para arrancar un quemador:

- Purgar Caldera

- Purga completa (300seg)

- Arrancar ignitor (secuencia de arranque ignitor)

- Ignitor en servicio.

- Insertar lanza quemador.

- Lanza quemador insertada.

- Abrir válvula vapor atomización quemador

- Válvula vapor atomización abierta (retardo 30seg)

- Abrir válvula de entrada bunker a quemador

Se inicia una temporización para dar tiempo a que la señal de llama asociada al quemador llegue al BMS; si transcurrido este tiempo no se recibe la llama se produce un MOBFT (disparo del quemador).

- Válvula de bunker abierta

- Compuertas de aire posición fuel-oil.

- Compuertas o damper aire en posición fuel-oil con cierto retardo

- Iniciar secuencia paro de ignitor.

- Fin de secuencia de arranque.

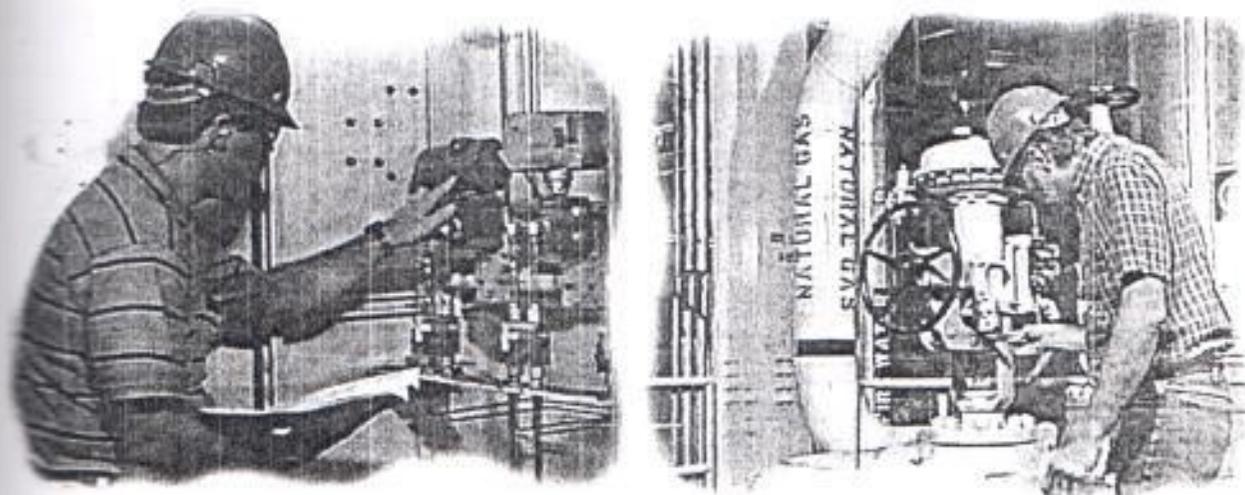
Al llegar a este último paso se señala "Quemador en servicio" tanto en el panel local como en la PCV. Una vez el quemador en servicio, la pérdida de llama del quemador origina un MOBFT.

Una vez los quemadores en funcionamiento, comienza la fase de elevación de presión de la caldera. Chequear las temperaturas en el sobrecalentador, ya que aun no se genera vapor en el domo. Durante esta fase de elevación de presión, a través de una termocupla se mide la temperatura de los gases de combustión que entran al sobrecalentador. Esta temperatura no debe sobrepasar los 480°C. Antes de encender los quemadores deberán abrirse totalmente los sistemas de drenaje y purga de los colectores del sobrecalentador hasta que se haya drenado completamente todo el condensado.

Cuando ya se tiene vapor a la temperatura y presión de diseño, se comienza a habilitar el sistema de vacío del condensador -para ello se debe de tener listos los sistemas de agua de circulación, de aire comprimido, de refrigeración auxiliar etc- antes de la puesta en marcha del controlador de rodado de la turbina. Con vapor en la caldera y vacío en el condensador ya se tiene las condiciones de girar a la turbina hasta los 3600rpm que es la velocidad nominal a la que debe de girar el generador acoplado a este.

3- INSTRUMENTACIÓN DE LA CENTRAL TRINITARIA

Summary



Desde que el Homo Sapiens aparece sobre la faz de la tierra, el hombre ha usado instrumentos. Dime que instrumentos usas y te diré de que época eres.

Comentando a Héctor A. Navarro D., MSc., PhD

La llegada de la microelectrónica es la "tercera ola del cambio" en la historia de la humanidad. Hemos pasado de una sociedad industrial a una "sociedad de información". La información y el conocimiento es el foco de poder del siglo XXI

Toffler A., The Third Wave

Sumario

Es inmenso el uso y la cantidad de instrumentos que se utilizan en el control de procesos. Sin embargo, el ingeniero de control de un determinado proceso debe de conocer que variables debe de medir y controlar, y cuales son los instrumentos más apropiados para medir dichas variables dependiendo si se escoge un sistema neumático o electrónico de control.

1. *Lo que se debe entender sobre detectar, medir y transmitir una señal es fundamental para diseñar un sistema de instrumentación.*
2. *Para conocer a un instrumento, se deber conocer su exactitud, repetibilidad, fiabilidad, su velocidad de respuesta etc... son estos parámetros los que indican hasta donde el instrumento es capaz de enviar información confiable del mundo real.*
3. *El ingeniero de control debe establecer parámetros que indiquen donde y porque utilizar un indicador, o un transductor o un transmisor. El objetivo no es tanto automatizar, sino garantizar un funcionamiento seguro y económico del proceso.*
4. *Las variables de proceso en una moderna central de vapor -como presión, temperatura, nivel, caudal etc- continúan siendo las mismas como hace años atrás. Lo que el ingeniero de control puede cambiar es la técnica y la precisión en que se puedan medir dichas variables. Esto asegura un mejor rendimiento del proceso, es decir, mayor KW-h con menor consumo de combustible.*
5. *El ingeniero de control debe de tener la capacidad de identificar y describir las características, aspectos y limitaciones de una válvula de control. Las válvulas de control son elementos finales que modifican las condiciones del proceso en respuesta a algún "feedback" desde un elemento sensor que mide una variable en el "loop del proceso".*

CAPITULO 3

INSTRUMENTACION DE LA CENTRAL TERMICA TRINITARIA

Objetivos.

La instrumentación es una rama muy amplia dentro de la tecnología de control de procesos. Actualmente ocupa un puesto primordial en la automatización de procesos industriales, ya sea productos derivados del petróleo, productos alimenticios, la industria química, centrales generadoras de energía, la siderurgia, la industria papelera, la industria textil etc. Los modernos sistemas de control digital y por computador hacen que cada vez se extienda más la idea del uso de transmisores electrónicos y por ende vaya decayendo progresivamente el uso de la instrumentación neumática. Tomaría demasiadas páginas el estudio técnico de la instrumentación en el campo industrial ya que como hemos visto ocupa un amplio rango de aplicaciones. Nos detendremos por lo tanto a la instrumentación relacionada solamente para "Centrales Térmicas de Energía", ya que es el tipo del que estamos tratando. Teniendo en cuenta éstas anotaciones, los principales objetivos que perseguimos en éste capítulo son:

- *Conocer las diferentes variables a medir en una central térmica.*
- *Diferenciar los conceptos de detección, transmisión, y medida de las variables físicas de una central térmica.*
- *Conocer las clases de medidores o instrumentos más comunes.*
- *Distinguir los tipos de errores que se pueden producir en los aparatos e instrumentos.*
- *Saber identificar la precisión de un instrumento.*
- *Describir los diferentes tipos de instrumentos para la medición de presión, temperatura, caudal, flujo etc.*

3.1.- Conceptos básicos sobre detección, medida y transmisión

Llamamos instrumentos a los aparatos que en una aplicación industrial nos permiten medir y controlar variables físicas del proceso. Un instrumento tendrá pues un elemento primario que de alguna manera está en contacto con el proceso, detectando la variable que nos interesa. Son elementos primarios o detectores, *el tubo Bourdon de un manómetro o la placa orificio de una medida de caudal*. En el primer caso, la presión (variable a medir) actuará en el interior del tubo tratando de enderezarlo (transformación en movimiento) permitiéndonos, mediante un mecanismo, mover una aguja sobre una escala graduada indicando la medida. En la fig. 3.1 podemos observar el mecanismo interno (elemento

primario) de un manómetro. A través del mecanismo de transmisión se transmite el movimiento del tubo de Bourdon a la aguja indicadora.

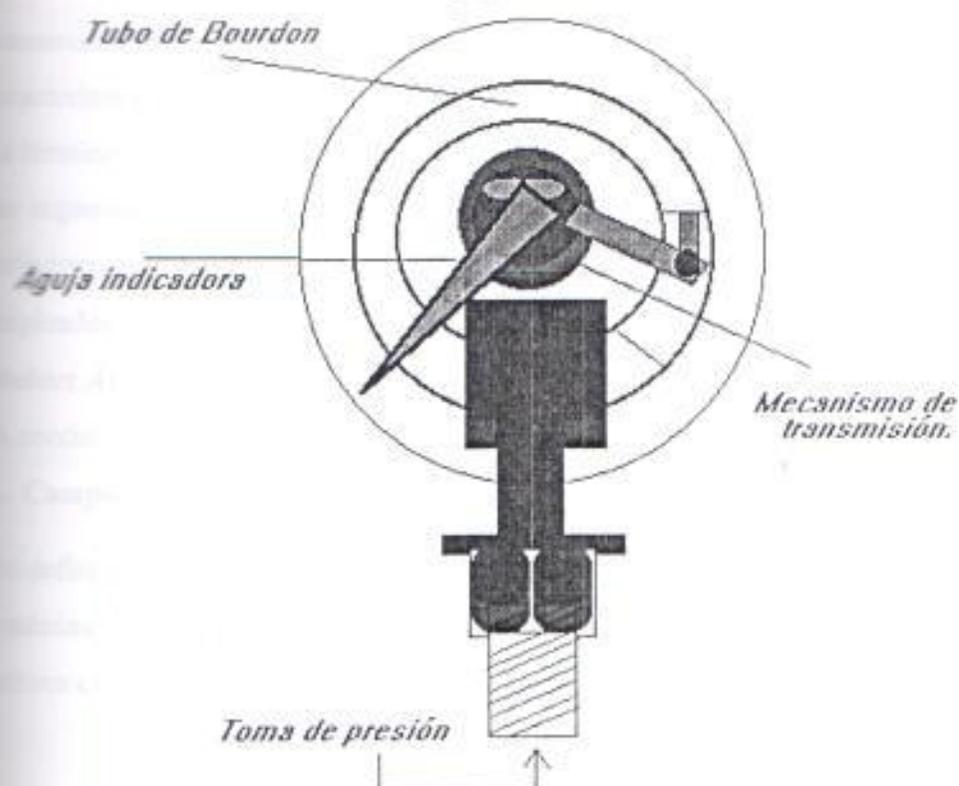


Fig. 3.1 Manómetro de Bourdon

A diferencia de los elementos primarios, los transmisores son instrumentos que captan la variable del proceso y la transmiten a distancia a un instrumento receptor, registrador o controlador. La señal que transmiten a distancia es de tipo eléctrica (tensión o corriente) o neumática (presión), proporcional a la variable medida. Los transmisores electrónicos generan varios tipos de señales de las cuales las principales son:

$4 - 20 \text{ mA cc}$, $1 - 5 \text{ mA cc}$, $0 - 5 \text{ mA cc}$, $0 - 20 \text{ mA cc}$.

Entre estas señales, la más empleada es la de $4 - 20 \text{ mA cc}$, ya que tiene un nivel suficiente de compromiso entre la distancia de transmisión y la robustez del equipo.

La señal de $4 - 20 \text{ mA cc}$ al ser continua y no alterna, elimina la posibilidad de captar perturbaciones, está libre de corrientes parásitas, emplea solo dos hilos que no precisan blindaje, y permite actuar directamente sobre miliamperímetros, potenciómetros, tarjetas analógicas, etc, sin necesidad de utilizar rectificadores ni modificar la señal.

Casi la totalidad de la instrumentación de centrales térmicas de construcción moderna emplean transmisores electrónicos con señal de $4 - 20 \text{ mA cc}$.

3.2.- Definiciones básicas en la medida de variables.

Los instrumentos de control empleados en las centrales térmicas como en otros procesos industriales tienen su propia terminología ; los términos empleados definen las características propias de la medida y de control de los diversos instrumentos utilizados. La terminología empleada se ha unificado con el fin de que los fabricantes, los usuarios, y los organismos y entidades que intervienen directa o indirectamente en el campo de la instrumentación industrial empleen el mismo lenguaje. Las definiciones de los términos empleados se relacionan con las sugerencias hechas por la SAMA (*Scientific Apparatus Makers Association*) en su norma PMC 20.

A continuación definimos estas normas de uso muy común:

a.- Campo de medida o rango

Se definen así a los valores de la variable que están comprendidos entre los límites mínimo y máximo de la capacidad de medida o de transmisión del instrumento; viene expresado en valores extremos como lo indica la fig 3.2

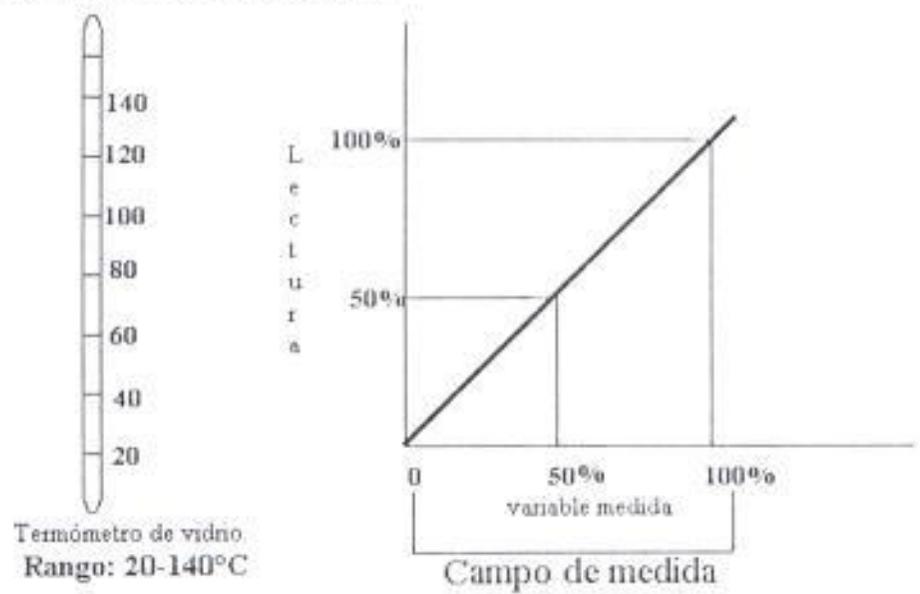


Fig. 3.2

b.- Alcance (Span)

Es la diferencia algebraica entre los límites máximo y mínimo del campo de medida del instrumento. En el caso de la figura 3.2, su valor es de 120°C.

c.- Error

Se define error absoluto como la diferencia algebraica entre el valor detectado, leído o transmitido por el instrumento y el valor real de la variable que pretendemos medir. De aquí se definen dos tipos de errores generales:

El error estático es el que existe en condiciones de régimen permanente. En condiciones dinámicas existirá, además, otro tipo de error debido a condiciones del proceso e inercias de los elementos primarios, que llamamos error dinámico. Su valor depende del tipo de fluido de proceso.

El error medio del instrumento es la media aritmética de los errores en cada punto de la medida, determinados tanto en sentido creciente como decreciente de la variable medida. También se define el error relativo del instrumento como el cociente entre el error absoluto y el span :

$$\epsilon = \frac{\text{Error absoluto}}{\text{Span}}$$

Cuando una medición se realiza con la participación de varios instrumentos colocados uno a continuación de otros, el valor final de la medición será la suma de los errores inherentes a cada uno de los instrumentos. Por ejemplo, si para medir el caudal en una tubería se utiliza una placa orificio, se tomará en cuenta los errores cometidos por la placa-orificio el transmisor electrónico y el receptor correspondiente.

Si el límite del error relativo ϵ , de cada instrumento es $\pm a$, $\pm b$, $\pm c$, $\pm d$ etc., el máximo error posible en la medición será la suma de los valores anteriores, es decir:

$$\pm (a + b + c + d + \dots)$$

Ahora bien, como es improbable que todos los instrumentos tengan al mismo tiempo su error máximo en todas las circunstancias de la medida, suele tomarse como error total la raíz cuadrada de la suma algebraica de los cuadrados de los errores máximos de los instrumentos :

$$\pm \sqrt{a^2 + b^2 + c^2 + d^2 + \dots}$$

En la caldera, se mide la temperatura del hogar por medio de *termocuplas tipo E*. Aquí interviene el error de la termocupla, el error de la tarjeta que convierte los mV a intensidad, error del convertidor A/D, y el error del receptor o controlador electrónico. Asumiendo los valores de los fabricantes tenemos:

- Error de la termocupla.....0.2%
- Error al transmitir los mV.....0.5%
- Error del convertidor mV/I.....0.5%
- Error del convertidor A/D.....0.5%
- Error del receptor.....0.5%

$$\text{Error total de medición: } \pm \sqrt{0.2^2 + 0.5^2 + 0.5^2 + 0.5^2 + 0.5^2} = 1.02\% \cong 1\%$$

En la Fig 3.2 vemos como se relaciona la variable a medir dentro del campo del instrumento con los valores de lectura del aparato. Este es el caso de un instrumento lineal y bien calibrado. Pero en la práctica se presentan desviaciones a dicha relación lineal, y dan lugar a tres tipos fundamentales de error que pueden darse en forma aislada o combinada.

e.1.- Error de "cero"

Todas las lecturas están desplazadas de un mismo valor, positivo o negativo, respecto a la recta característica, Fig 3. Vemos en la figura que el "error de cero" es de 3 Kg/cm^2 .

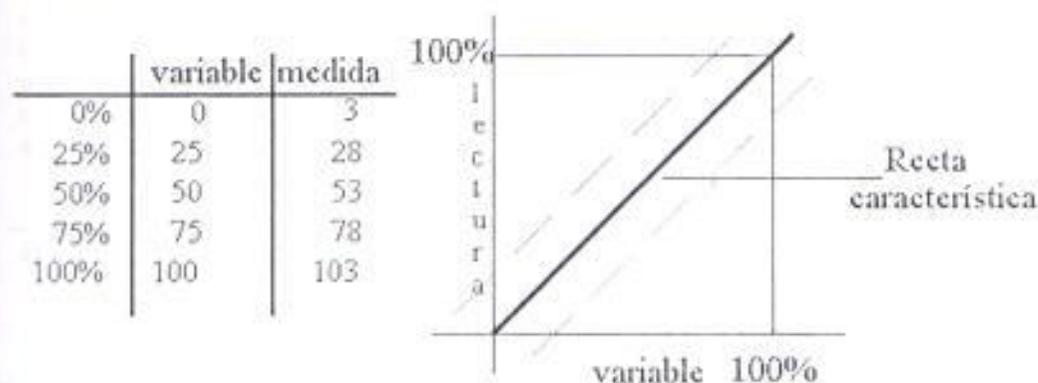


Fig. 3.- Error de cero

e.2.- Error de multiplicación.

En este caso las lecturas aumentan o disminuyen progresivamente respecto a la recta característica según aumenta la variable. En la fig 4 podemos observar este tipo de error.

e.3.- Error de angularidad

Las lecturas son correctas en el 0% y 100% de la recta características, pero se desvía de los restantes puntos. Suele estar la máxima desviación hacia el centro del campo de medida. En la fig 5 se observa curvas comunes a este tipo de error.

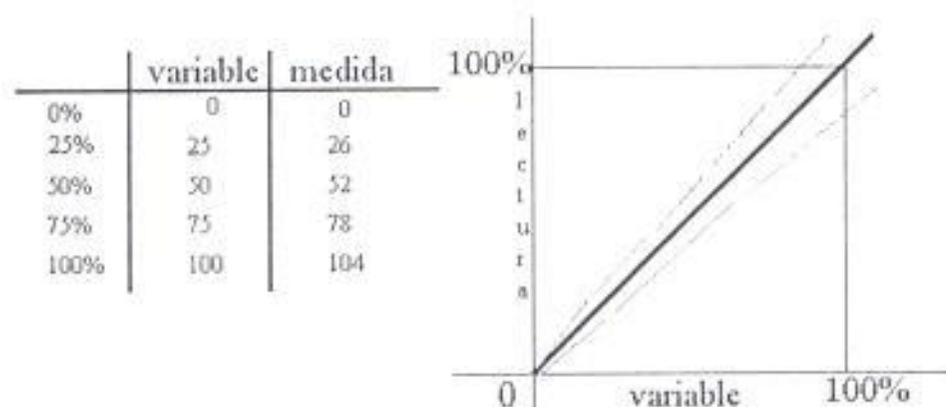


Fig. 4.- Error de multiplicación.

	variable	medida
0%	0	0
25%	25	24
50%	50	48
75%	75	74
100%	100	100

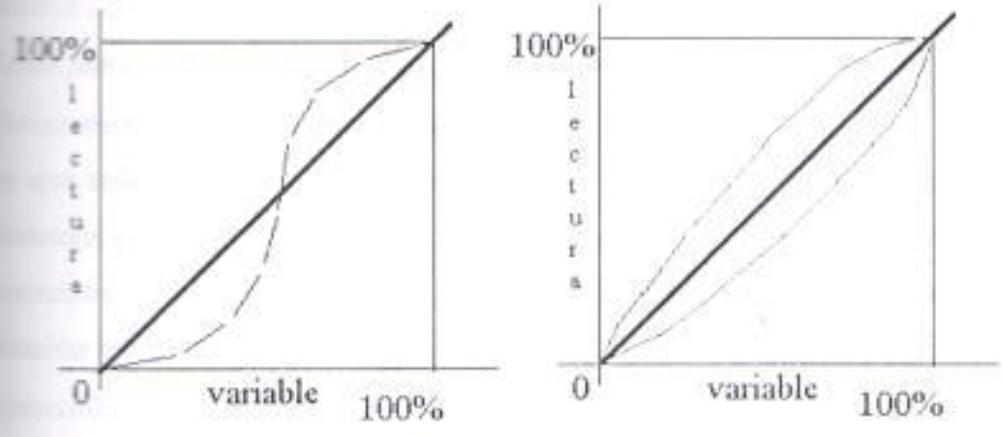


Fig. 5.- Error de angularidad.

Finalmente vemos en la Fig. 6 una combinación de los tres errores característicos para un instrumento. Por lo general, en los instrumentos actuales existen mecanismos para la corrección de los errores descritos anteriormente.

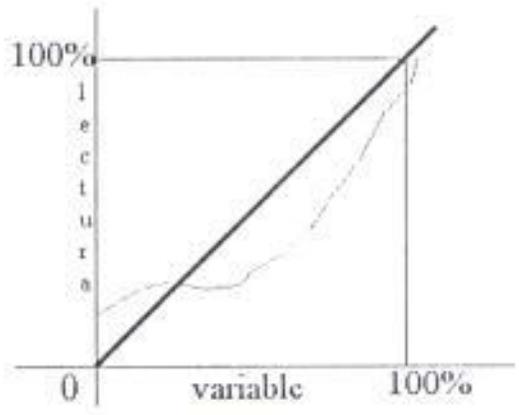


Fig. 6.- Errores combinados.

4.- Precisión

La precisión se expresa en % del intervalo o alcance de medida (span), y expresa la tolerancia de medida del instrumento. Por ejemplo un manómetro de presión con las siguientes características:

Rango: 0 - 250 Kg/cm²

Precisión: ± 1%

Tendrá una máxima desviación entre la lectura y el valor real de la variable de ± 2.5 Kg/cm².

A dicho concepto también se lo conoce en la práctica como "clase" del instrumento y es uno de los fundamentos para definir la calidad del aparato. Además de expresar la precisión en % del span del aparato, existen otras formas muy comunes como son las siguientes:

- *Tanto por ciento de la lectura efectuada. Por ejemplo: Precisión de $\pm 1\%$ de 150°C , es decir $\pm 1.5^{\circ}\text{C}$*
- *Tanto por ciento del valor máximo del campo de medida.*
- *Directamente, en unidades de la variable medida.*

Hay que señalar que los valores de precisión de instrumento se consideran en general establecidos para el usuario, es decir, son los proporcionados por los fabricantes de los instrumentos. Sin embargo, estos últimos suelen considerar también los valores de calibración en fábrica y de inspección. Por ejemplo, un instrumento que en fábrica tiene una precisión de calibración de $\pm 0.8\%$, en inspección le corresponde $\pm 0.9\%$ y la dada al usuario es $\pm 1\%$. Con ello se pretende tener un margen de seguridad para compensar los efectos de las diferencias de apreciación de las personas que efectúan la calibración, las diferentes precisiones de los instrumentos patrón utilizados, las posibles alteraciones debidas al desplazamiento de los instrumentos de un punto a otro (sobre todo los aparatos que miden vacío), los efectos ambientales, el envejecimiento, etc.

e- **Sensibilidad.**

También se la expresa como % del span del aparato, y significa el valor que debe modificarse la variable para detectar un cambio en la escala de medida o registro del instrumento. Por ejemplo si una termocupla está fijada para medir temperatura de 100 a 300°C y tiene una sensibilidad del $\pm 0.05\%$, entonces su valor será de $0.05(200/100) = \pm 0.1\%$.

f- **Zona o banda muerta.**

En detectores o interruptores de caudal, presión, temperatura, etc., se denomina zona o banda muerta al valor en que debe modificarse la variable en sentido contrario a la última acción para efectuar la misma lectura o para reponer al mismo estado el contacto eléctrico. Algunos fabricantes dan el nombre de histéresis a la banda muerta intrínseca del instrumento, reservando este nombre a aquellos casos en que esta es ajustable.

g- **Repetibilidad**

Es la capacidad de reproducción de la pluma o índice del instrumento al medir repetidamente valores idénticos de la variable en las mismas condiciones de servicio y en el mismo sentido de variación, esto es subiendo o bajando, recorriendo todo el campo. Se considera en general su valor máximo y se lo expresa como % del span del aparato. Un valor representativo es de $\pm 0.1\%$.

10.- Fiabilidad

Medida de la probabilidad en que un instrumento continúe comportándose dentro de los límites especificados de error a lo largo de un tiempo determinado y bajo condiciones especificadas.

11.- Linealidad

Capacidad del instrumento de tener su curva de calibración igual o similar a una línea recta especificada.

12.- Temperatura de servicio

Rango de temperaturas en el cual se espera que trabaje el instrumento dentro de los límites de error especificados.

13.- Punto de consigna o set-point

Se le denomina al valor de la variable para el cual queremos hacer una determinada acción (alarma, acción, etc.).

12.- Clasificación de los instrumentos

Los instrumentos de medición, control, y regulación pueden clasificarse de muy diversas maneras, como por ejemplo;

- *Dependiendo de la función del instrumento.*
- *Dependiendo de la variable del proceso.*
- *Por el sistema de transmisión.*

Para tener una mejor comprensión de la instrumentación, vamos a escoger la clasificación de acuerdo con la función del instrumento.

12.1.- Detectores o instrumentos ciegos.

Son aquellos que no tienen indicación visible de la variable. Estos instrumentos nos permiten conocer cuando una determinada variable física alcanza un valor determinado. Normalmente la señal de salida es dada por un contacto eléctrico que aprovechamos en el sistema de control para una actuación determinada o activar una alarma. En la práctica se los conocen como "interruptores", así llamamos: interruptores de nivel, interruptores de caudal, interruptores de presión etc., y otros instrumentos tienen nombre específico para dicha función, como: presostatos, termostatos, etc. El elemento primario es el que está en contacto con la variable física a medir; en la fig. 7 vemos un presostato simple cuyo elemento de medida es el "fuelle". Al llegar el proceso a un valor determinado de presión, el fuelle se estira hasta que el pivote acciona el microinterruptor, conmutando un contacto

eléctrico. En otras ocasiones en lugar de un contacto eléctrico se usa un relé o la ampolla de mercurio.

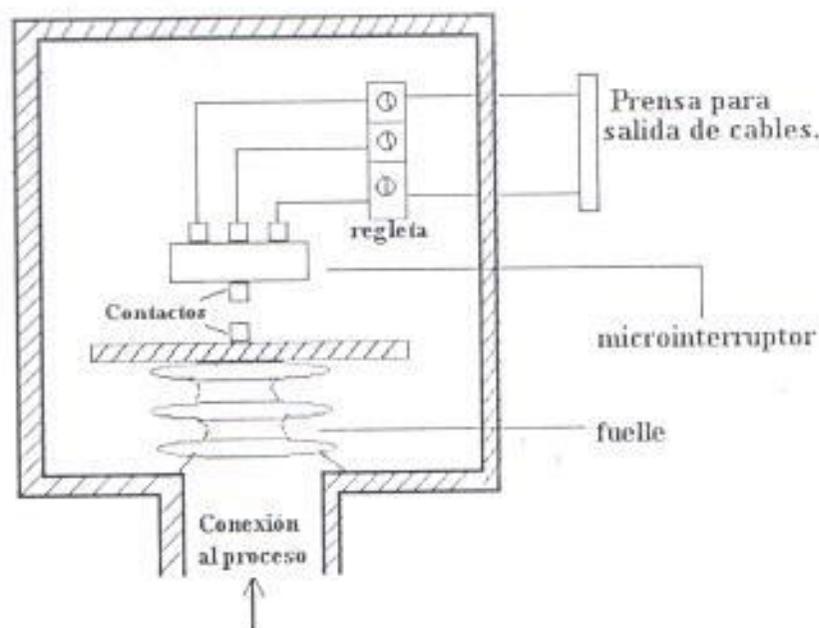


Fig 7.- Presostato de Fuelle.

En esta clasificación también entran los llamados "instrumentos mixtos", que además de accionar un contacto eléctrico, también poseen indicación visible del valor de la variable a medir. Normalmente se los denomina "de contacto". Así decimos "termómetro de contacto" y no termostato, pues reservamos esta terminología para el instrumento ciego. En estos instrumentos los contactos se colocan uno fijo en la aguja reguladora y otro móvil es arrastrado por la aguja indicadora tal como se muestra en la fig.8.

La capacidad de corte del contacto es generalmente baja y se construye por lo general de aleaciones de plata. Sobre la aguja reguladora o índice de ajuste hay atornillado un imán permanente que da una característica de cierre instantáneo al contacto, para protegerlos de los arcos y al mismo tiempo aumentar la presión del mismo. El ajuste de dichos aparatos se realiza normalmente mediante una llave o destornillador haciendo girar un eje cuyo extremo está situado en la parte delantera del aparato.

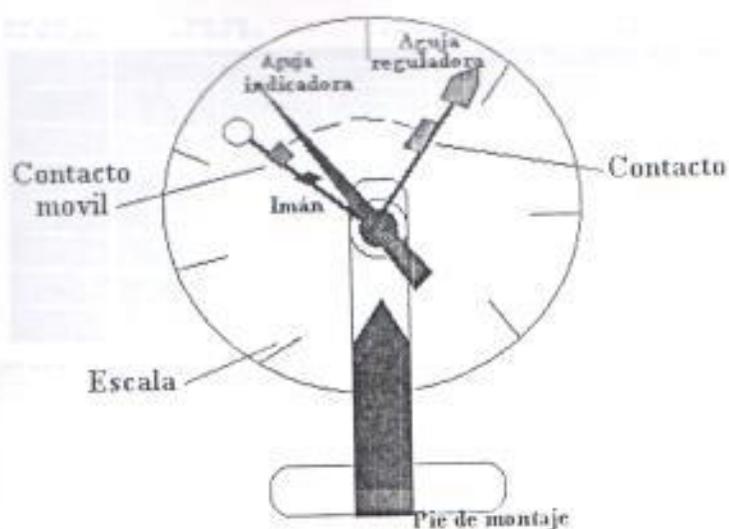


Fig. 8.- Instrumento de contacto.

3.3.2.- Indicadores

Son instrumentos que reciben una señal eléctrica o neumática y sobre una escala nos indican, mediante una aguja, el valor de la variable. En definitiva podemos decir que:

Un indicador es un elemento que nos permite visualizar el valor de una variable midiendo la señal procedente de un transductor.

Así pues, será un manómetro cuyo elemento sensible es por lo común un tubo de Bourdon en el caso de una presión o un equipo de medida de bobina móvil, en el caso de medir una corriente (fig.9). Existen también indicadores digitales que nos muestran la variable en forma de numérica con dígitos.

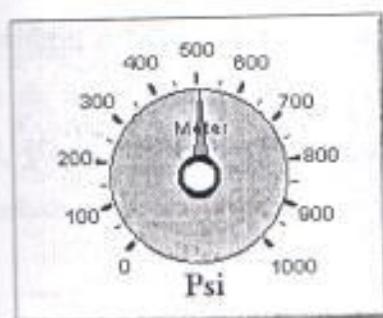


Fig.3.9 Indicadores analógicos.

3.3.3.- Registradores

Al igual que los indicadores reciben una señal eléctrica o neumática proporcional a la variable y registran, sobre un papel continuo mediante un trazo o a puntos, la variable. El papel de registro puede ser circular o alargado, estando dibujada una escala continua sobre los mismos. En la figura siguiente se tiene un esquema de un papel de registro alargado.

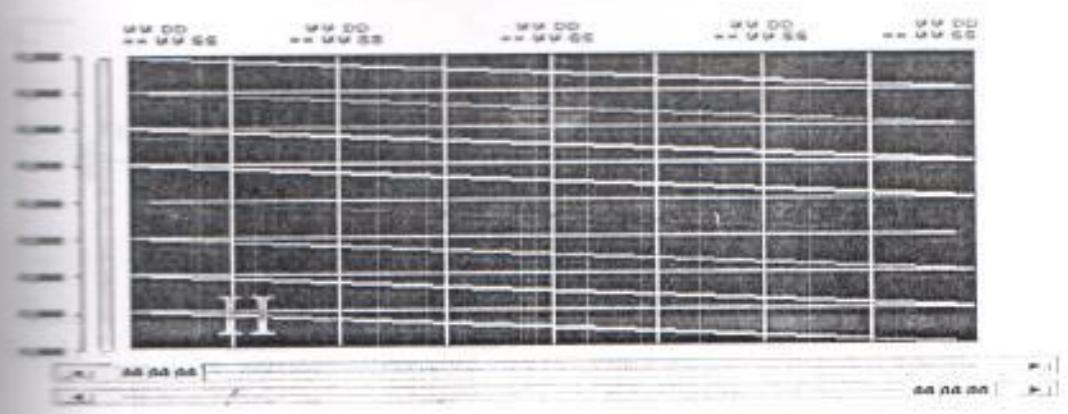


Fig.3-10. Señales de un registrador alargado

También se distingue dos tipos según sea efectuado el movimiento de la plumilla por un equipo galvanométrico o por un motor de equilibrio.

En los registradores de equipo galvanométrico el conjunto de la plumilla indicadora y registradora es arrastrado por una bobina móvil. Hoy están en desuso por las ventajas que presentan los registradores de motor de equilibrio, llamados también lineales como lo muestra la fig. 3-11. En éstos, el conjunto de la plumilla indicadora es accionada por un motorcito de corriente continua (o de pasos en algunas ocasiones); al mismo tiempo se mueve con el conjunto el cursor de un potenciómetro que va a dar al equipo electrónico la referencia de posición de la plumilla. De esta forma el equipo estará en equilibrio, es decir, con una tensión cero en el motor habiendo una correspondencia entre la señal de entrada y la posición mide la plumilla. En el momento en que la señal de entrada se modifique o por cualquier motivo la plumilla modifique su posición, el amplificador operacional detectará el desequilibrio dando tensión al motor hasta que éste lleve la plumilla al valor correcto. Este tipo de registrador presenta sobre los galvanométricos las ventajas de una mayor exactitud, y una mejor estabilidad, al mismo tiempo que mayor versatilidad, pudiendo recibir incluso como señal de entrada los milivoltios procedentes de una termocupla.

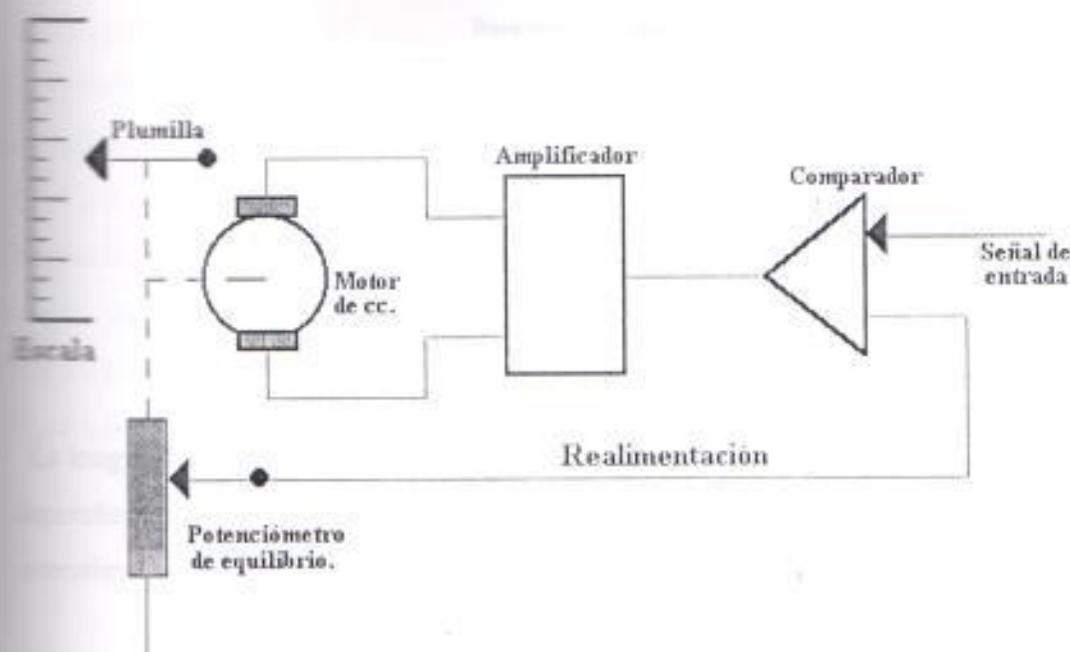


Fig.3-11.- Circuito de un registrador lineal

En un mismo aparato registrador pueden ir conectadas una o varias señales con otras plumillas, pero para más de 4 ó 6 señales es frecuente poner un único equipo impresor con tinta de varios colores que va tomando alternativamente los valores de las entradas y trazando mediante puntos las gráficas correspondientes. Mediante una sincronización entre el color de la tinta y el punto de entrada, tendremos un color para cada trazo.

3.3.4.- Transmisores

Los hay de dos clases en las centrales eléctricas: neumáticos y electrónicos. Pero los dos tipos siguen el mismo principio, es decir captan la variable de proceso y la transmiten a distancia a un instrumento receptor, indicador, registrador, controlador o unidad central de proceso. La diferencia está en el tipo de señal que envían:

Los transmisores neumáticos generan una señal neumática variable linealmente de 3 - 15 psi (ó lb/pulg²) para el campo de medida de 0-100% de la variable. En cambio los electrónicos generan una señal eléctrica variable linealmente de 4-20 mA cc.

Debido a la creciente demanda de aparatos de medición electrónica, nos ocuparemos preferentemente de éstos a lo largo de nuestra investigación.

De la misma forma que los neumáticos, los electrónicos utilizan un elemento primario de medida para captar la variable de proceso. Podemos decir que un transmisor electrónico se comporta como una resistencia variable intercalada en un circuito con una fuente de alimentación y un receptor con su carga correspondiente como lo indica la fig.3-12.

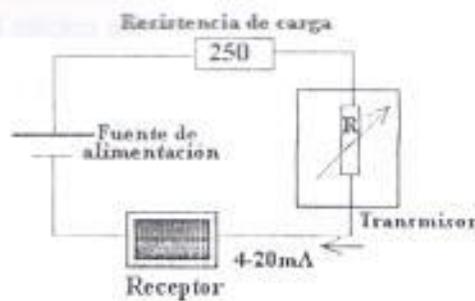


Fig.3-12.- Transmisor de corriente.

La longitud de la línea entre el transmisor y el receptor puede ser hasta varios kilómetros, dependiendo de la impedancia del receptor y de la tensión de la fuente de alimentación que normalmente suele estar comprendida entre 24 y 48 V ca. De aquí podemos decir que:

La transmisión neumática adolece el problema de la distancia entre el transmisor y el receptor. Para distancias superiores a 180m la transmisión neumática solo es aceptable si la variable cambia lentamente; a distancias que sobrepasan los 300m no se recomienda este tipo de transmisión.

En los transmisores electrónicos, la velocidad de respuesta es prácticamente instantánea ya que la corriente circula a la velocidad de la luz. La distancia entre el transmisor electrónico y el receptor puede cubrir varios kilómetros.

Los transmisores electrónicos constan pues de un elemento primario.- tubo Bourdon, resorte, diafragma, etc.- que a su vez transmiten su movimiento a un detector de inductancia o a un transformador diferencial alimentado por un circuito oscilador y un circuito de alimentación, fig.3-13. Se obtiene así una señal que una vez demodulada es proporcional a la variación del proceso. El transformador diferencial consiste en un núcleo magnético con tres o más polos bobinados, un primario central conectado a la tensión alterna procedente de un oscilador y los otros con bobinas del mismo número de espiras y el mismo sentido. En la posición de simetría, el núcleo móvil respecto a las bobinas, se inducen dos tensiones parciales de idéntica magnitud en ambos bobinados secundarios.

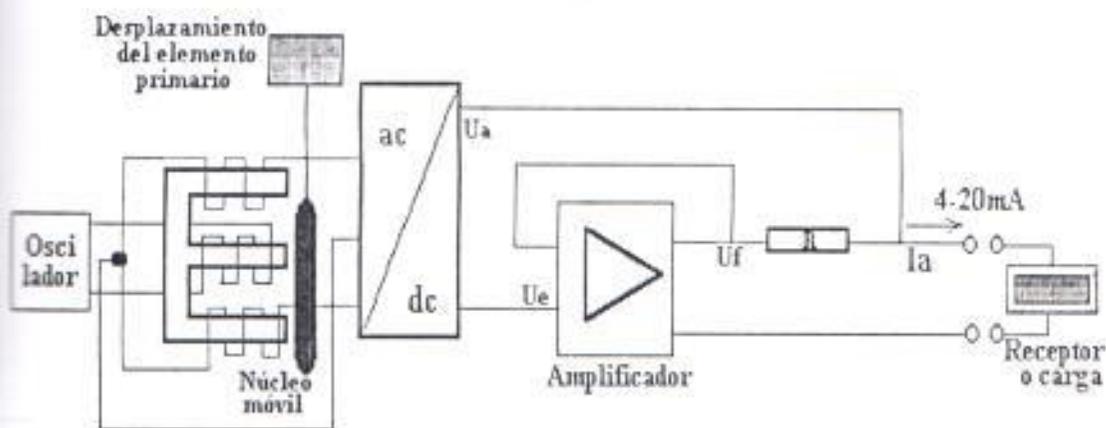


Fig.3-13 Transformador diferencial

En posición asimétrica del núcleo móvil, el aumento de tensión secundaria corresponde a una disminución de la otra. La diferencia de estas tensiones es proporcional a la posición del núcleo móvil. Un conjunto electrónico transforma la tensión de salida del transformador diferencial, proporcional al valor de medición, en una corriente continua independiente de la carga conectada. El oscilador alimenta el transformador diferencial; su tensión de salida es directamente proporcional a la posición del núcleo móvil. El amplificador está provisto de una alimentación negativa fija, y es excitado por una tensión U_e , la ganancia del amplificador (A) es casi infinita:

$$U_e = U_a - U_r$$

pero $U_e \ll U_r$ ya que $A \approx \infty$

como $U_r \propto I_a$; $I_a \propto U_a$

por lo que se deduce que : $I_a \propto$ al valor de la variable a medir.

Otro tipo de transmisor con aplicación de las variables de presión (para presión, caudal, nivel) consiste en una pastilla de silicio difundido en la que se hallan fusionadas las resistencias de un puente de Wheatstone $R_1, R_2, R_3,$ y R_4 como lo indica la fig.3-14¹. Al aumentar la presión sobre la pastilla, dos resistencias R_1 y R_4 , aumentan su valor, disminuyendo a su vez las resistencias R_2 y R_3 y ello en forma proporcional a la presión aplicada.

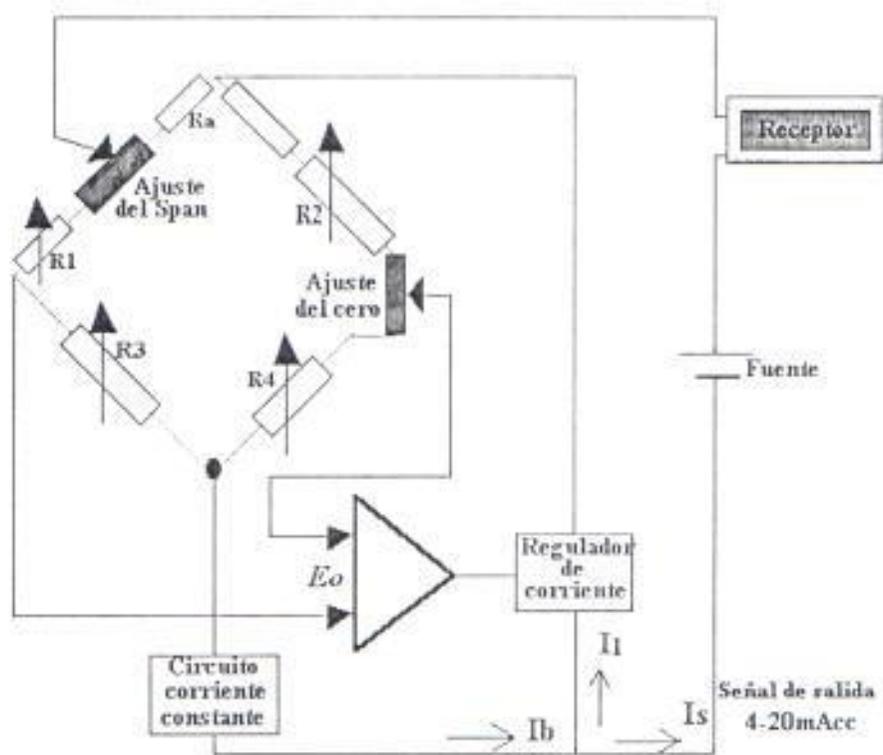


Fig.3-14.- Transmisor electrónico en silicio difundido.

¹ En la central térmica trinitaria este circuito forma parte de los transmisores electrónicos marca SIEMENS. La microelectrónica hace posible que este circuito se halle contenido en una sola pastilla, muy apta para este tipo de transmisores.

La tensión de desequilibrio del puente E_0 se introduce en el amplificador operacional. La tensión I_1 se realimenta al puente a través de la resistencia R_a y anula la tensión U_a , por lo que :

$$I_s = I_b - I_1; \text{ y el transmisor envía una señal de } 4\text{-}20 \text{ mA a la carga.}$$

Existen otros tipos de transmisores específicos para cada tipo de variable, pero su parte electrónica no difiere de lo dicho anteriormente.²

3.3.5- Transductores

Denominamos transductores a aquellos instrumentos que nos permiten relacionar una variable física que se pretende medir, con otra magnitud normalmente eléctrica, fácilmente medible y que nos permite indirectamente conocer el valor de la variable física a medir³. El más común hoy en el día es el transductor de silicio difundido situado dentro de una cámara que contiene silicona y que está en contacto con el proceso mediante un diafragma flexible. El sensor está fabricado a partir de un cristal de silicio en cuyo seno se difunde boro para formar así varios puentes de Wheatstone en su interior, constituyendo así una galga extensiométrica autocontenida. El espesor del sensor determina el intervalo de medida del instrumento.

3.3.6 Controladores

Comparan la variable controlada (presión, nivel, temperatura etc) con un valor deseado y hacen una acción correctiva de acuerdo con la desviación.

Es el **controlador**- también llamado regulador- el que elabora la señal de mando de un proceso en función de la diferencia o error entre la respuesta deseada por el proceso, fijada mediante el punto de consigna, y la respuesta real del proceso proporcionada por un medidor o sensor⁴.

² Prácticamente la totalidad de la instrumentación electrónica de la central térmica trinitaria usa transmisores de marca SIEMENS, excepto en algunos equipos como en los tanques de baja presión donde se utiliza transmisores de nivel de marca FISHER.

³ Los transductores forman parte de la electrónica de un transmisor, los tipos comerciales son de tipo resistivo, magnéticos, de reluctancia variable, capacitivos, galgas etc. En la central térmica trinitaria, el de uso más común es el de silicio difundido.

⁴ Más adelante al hablar de lazos de control nos extenderemos sobre las funciones de un controlador.

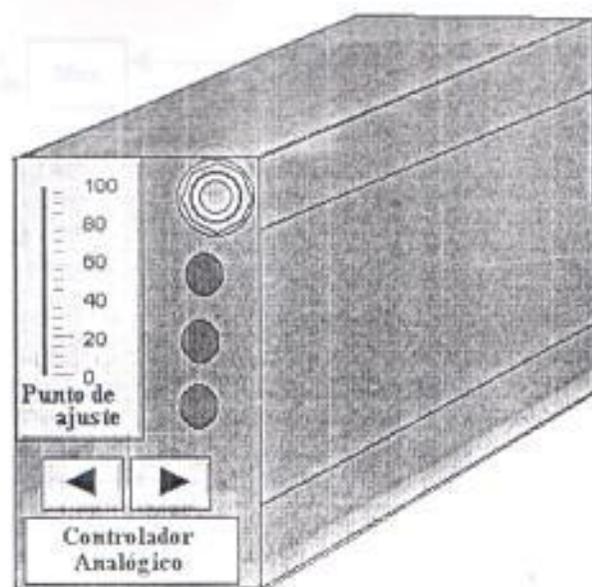


Fig.3-15.- Controlador analógico.

Una gran parte de los controladores utilizados hace algunos años, elaboran la señal de mando a través de un tratamiento elemental del error entre la consigna y la respuesta del proceso. Este tratamiento consiste en la amplificación del error, su derivación con respecto al tiempo o su integración a lo largo del mismo dando lugar a las acciones proporcional P, integral I, y derivada o derivativa D⁵. La tecnología de estos reguladores analógicos era hasta la década de los 50 neumática hidráulica o electromecánica. Posteriormente los reguladores analógicos electrónicos basados en amplificadores operacionales se van afianzando en el mercado debido fundamentalmente al avance de la electrónica de estado sólido que presenta las grandes ventajas de su fiabilidad, ausencia de desgaste y bajo costo (fig.3-15). En la década de los 60 comienza la utilización de los computadores digitales de procesos que constituye el fundamento de la regulación digital. La llegada de los microprocesadores en los 70 posibilita el diseño de los controladores digitales -fig.3-16- que hoy tienen ya una gran implantación en el campo de la regulación industrial.

El controlador digital está conformado por un microprocesador, reloj, y memorias RAM y ROM para el almacenamiento de datos y programas. Dispone también de interfases de entrada-salida para la adquisición de datos de variables del proceso y envío de señales de mando. En ésta interfase existe un multiplexor para la entrada de variables analógicas y un convertidor analógico/digital. Normalmente están preparados para recibir señales procedentes de termocuplas (mV), RTD, señales de corriente o de tensión.

⁵ En la práctica los controladores realizan una de estas acciones P, la combinación de dos de ellas PI ó PD, o las tres dando lugar al conocido e insustituible controlador PID.

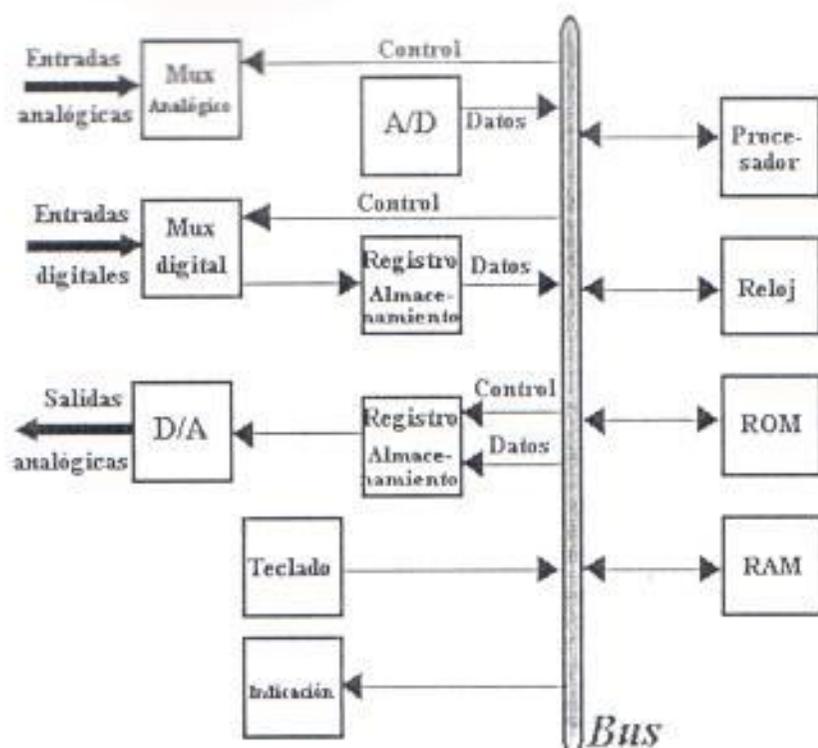


Fig.3-16.- Hardware de un controlador digital.

En las centrales de energía modernas se utiliza controladores digitales en los denominados "sistemas integrados de control distribuido", con capacidad de tratamiento de cientos o miles de variables- esto es presión, flujo, temperatura, velocidad, pH, conductividad, etc- , las cuales pueden ser observadas y manipuladas desde una terminal gráfica de color. En estos casos se presentan los controladores en forma de tarjetas electrónicas conectadas.

1.4 Variables de proceso en centrales térmicas.

En esta parte de nuestro estudio, empezamos el análisis de las diferentes variables de proceso que se presentan en una central a vapor. El "ingeniero de control" debe tener los fundamentos necesarios de como se debe medir una presión, temperatura, caudal, nivel etc, ya que el control de estas variables va a dar por resultado una producción óptima de la producción.

Las variables de proceso que vamos a analizar se las puede clasificar ⁶ de la siguiente manera:

⁶ Es común clasificar la instrumentación en dos campos: 1.- La instrumentación relacionada con el proceso industrial.- como la temperatura, la presión, el caudal de vapor que llega a la turbina.- y 2.- la instrumentación destinada a la protección de las diferentes unidades de la central.- como la temperatura de los tubos del hogar de la caldera, el stress térmico y vibración del eje de la turbina.- Nos interesa más la

- Presión
- Caudal
- Nivel
- Temperatura
- Velocidad
- Vibración

3.4.1 Medidas de Presión

En física se define la presión en un punto como la fuerza que actúa por unidad de superficie: $P = F/S$

Las principales unidades de presión son:

SISTEMA DE UNIDADES					
SISTEMA	MKS	GIORGI(S.I.)	CGS	TECNICO	INGLES
UNIDAD	Kg/cm ²	N/m ² =Pascal	dina/cm ² =Baria	Kp/m ²	Lb/pulg ² =psi

Tabla 3.1 Unidades de Presión.

Sin embargo, las unidades más usadas en la industria son el Kg/cm^2 y la unidad inglesa $Lb/pulg^2$ ó Psi. También se usan el "bar" y cada vez más el KPa y MPa . En la central térmica trinitaria la unidad más común de medición es el Bar, aunque el Psi y el Kg/cm^2 son también de uso común.

Presión atmosférica.- Es conocido que la atmósfera ejerce una presión sobre todos los objetos de la tierra, que equivale al peso por unidad de superficie del aire que soportamos. Recordemos el experimento de Torricelli que permitió conocer que esta presión es de 760mmHg⁷. En la siguiente figura tenemos el experimento para conocer el valor de la presión atmosférica:

instrumentación relacionada con el proceso de generación de energía sin por eso descuidar la que está destinada a la protección de equipos.

⁷ Las unidades de presión mmHg y mmH₂O se usan por lo general para medir presiones bajas.

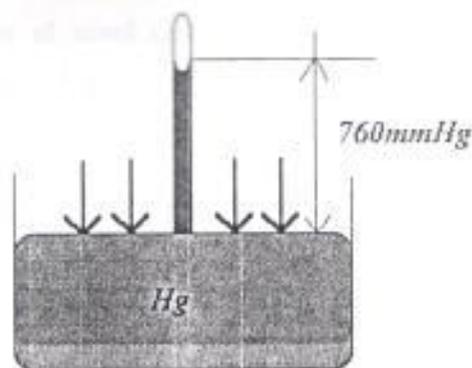


Fig.3-17.- Experimento de Torricelli

$$\text{Sea } \rho_{Hg} = 13.6 \text{ gr/cm}^3$$

$$g = 980 \text{ cm/s}^2$$

$$h = \text{altura de Hg} = 76 \text{ cm}$$

$$P_{atm} = \rho g h = 13.6 \times 980 \times 76 = 1012928 \text{ dinas/cm}^2$$

A esta unidad le llamamos "atmósfera" y que también se utiliza como unidad de presión. Asimismo definimos el bar como:

$$1 \text{ bar} = 10^6 \text{ dinas/cm}^2 ; \text{ luego } 1 \text{ atm} \approx 1.013 \text{ bar}$$

Cuando en un recipiente su presión es menor que la atmosférica se dice que se ha hecho el vacío. Llamamos presión relativa a la que medimos referida a la presión atmosférica, y presión absoluta a la que medimos por encima del vacío absoluto. En la fig.18 se ilustra gráficamente la relación entre las presiones absoluta y manométrica.

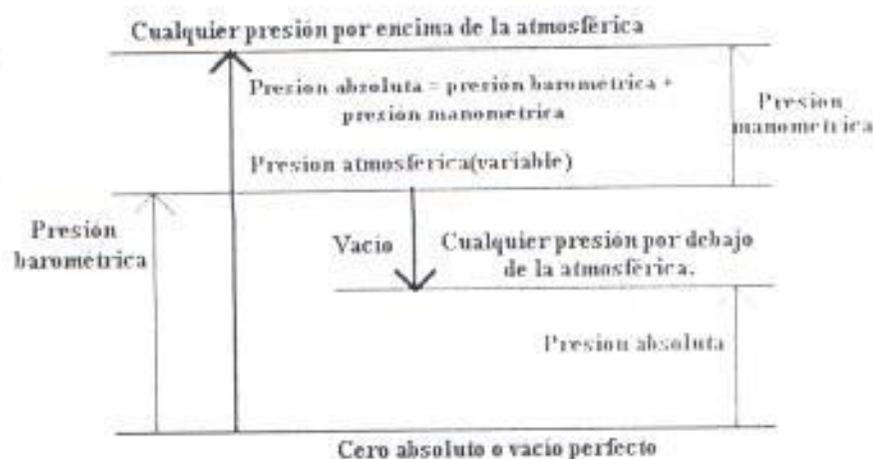


Fig.3-18 Relación entre las presiones manométricas y absolutas.

La presión barométrica es el nivel de la presión atmosférica por encima del vacío perfecto. La presión atmosférica⁸ normalizada es de 1.01325 bar ó de 760mmHg (14.696 psi).

La presión manométrica.- o relativa.- es la presión medida por encima de la atmosférica, mientras que la presión absoluta se refiere siempre al vacío⁹ perfecto. Vacío es la depresión por debajo del nivel atmosférico. La referencia a las condiciones de vacío se hace a menudo expresando la presión absoluta en términos de altura de columna de mercurio o de agua.

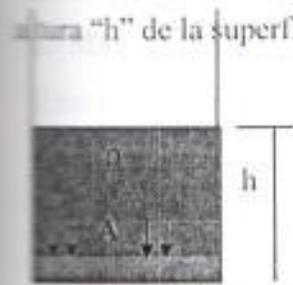
Lo anterior lo expresamos con la igualdad :

$$\text{Presión absoluta} = \text{presión manométrica} + \text{presión atmosférica}$$

En términos prácticos cuando se mide la presión en bares, la ecuación anterior queda:

$$\text{Presión absoluta} = \text{Presión manométrica} + 1 \quad [\text{bar}]$$

En la práctica diaria de la instrumentación es común expresar la presión en altura equivalente de columna de un líquido determinado¹⁰, generalmente se escogen al agua y al mercurio como líquidos manométricos. La presión que ejerce un fluido cualquiera a una altura "h" de la superficie es:



$$p = W/A = V\rho g/A = Ah\rho g/A = \rho gh$$

$$p = \rho gh \quad \text{en donde } W: \text{Peso del fluido } (V\rho g)$$

$$V: \text{volumen del fluido}$$

Por lo tanto, la presión de un fluido de densidad ρ es proporcional a la altura h del fluido con respecto a la superficie¹¹. Si suponemos que el líquido del recipiente es agua,

$$\rho_{\text{H}_2\text{O}} = 1000\text{Kg/m}^3, \text{ y } h=3\text{m},$$

entonces:

$$p = \rho gh = 1000\text{Kg/m}^3 (9.81\text{m/s}^2) (3\text{m}) = 29430 [\text{Pa}]$$

⁸ La presión atmosférica local se mide con un aparato llamado "barómetro". Esta presión no es constante ya que su valor depende de algunos factores como la altitud y humedad del aire. En los anexos se dan los valores de la presión atmosférica en función de la altitud.

⁹ El vacío perfecto no puede existir sobre la superficie de la Tierra pero es, sin embargo, un punto de referencia conveniente para la medición de la presión.

¹⁰ Dimensionalmente, como se sabe, la presión no es una longitud sino una fuerza partida por una superficie. Sin embargo, el uso de estas unidades son de uso muy generalizado para bajas presiones.

¹¹ La igualdad $p = \rho gh$ representa una de las ecuaciones básicas de la estática de fluidos. La densidad de un cuerpo $\rho = m/V$ se mide en gr/cm^3 , Kg/m^3 , utm/m^3 etc. El peso específico γ de un fluido es $\gamma = \rho g = mg/V = W/V$ se mide en N/m^3 , Kp/m^3 etc. También se suele definir a la densidad relativa como la densidad de un cuerpo con respecto a la densidad de algún fluido conocido. La densidad relativa δ para sólidos y líquidos se refiere al agua, mientras que en los gases se toma al aire; $\delta = \rho(\text{cuerpo}) / \rho(\text{agua})$

O simplemente podemos decir que la presión en el fondo del recipiente equivale a 3 m de columnas de agua - 3mca ó 3mH₂O-. Es decir que lo que se hace es expresar el valor de la presión dividida entre ρg .¹² En medidas de vacío generalmente se usan las unidades de mmHg ó mca. Sea el siguiente ejemplo: *Un manómetro marca 63% de vacío ¿ Cuanto equivale en mca ?*. En este caso el manómetro marca una presión negativa, ya que el vacío está por debajo de la presión atmosférica.

$$P_{atm} = 760 \text{ mmHg} = 10.336 \text{ mca} \Rightarrow : 63\% (10.336) = 6.51 \text{ mca}$$

$$P_{man} = - 6.51 \text{ mca} \Rightarrow P_{abs} = -6.51 + 10.336 = 3.82 \text{ mca} = 3820 \text{ mmca}$$

Podemos concluir que cuando el manómetro marca vacío nos da lecturas negativas. Si en lugar del manómetro se coloca un medidor de presión absoluta, este nos daría una lectura de 3.82 mca .

Otra definición importante también es la "presión diferencial" que es simplemente la diferencia de entre dos presiones absolutas:

$$\Delta P = P_1 - P_2$$

Tipos de manómetros

En las centrales térmicas se encuentran una variedad de manómetros, tanto instalados en la planta como en el laboratorio de calibración. Los más comunes son los siguientes :

1.- Manómetros de Bourdon

Este tipo de manómetro que es el más corriente, fue diseñado por el técnico francés G. Bourdon. Tiene una gran versatilidad pues puede utilizarse para medir desde vacíos a presiones muy elevadas. Consiste básicamente en un tubo de sección elíptica, metálico y curvado en forma de arco. Este arco está cerrado por un extremo, al cual se adapta un acoplamiento que lo une a un sector dentado y un piñón, el otro extremo está fijo y por el se aplica la presión que deseamos medir. Al aplicar presión, el tubo tiende a enderezarse ligeramente¹³, por lo que el movimiento es transmitido y amplificado por el sector dentado y el piñón, sobre el que va montada la aguja indicadora.

Este instrumento mide la presión relativa o manométrica, es decir la diferencia algebraica entre la presión a medir y la atmosférica. También es pieza fundamental un resorte en espiral que disminuye la inercia del sistema, tendiendo a mantener el indicador en cero y absorbiendo los errores debidos a las holguras entre el piñón y sector o juego en los ejes, por compensarlos siempre en la misma dirección.

¹² Para pasar de una columna de líquido "X" a otra de un líquido "Y" se usa la expresión:

$$h_y = \rho_x h_x / \rho_y$$

Por ejemplo 760mmHg equivale a columnas o metros de agua a: $h_{H_2O} = 13.6 \text{ gr/cm}^3 (760 \text{ mm}) / \text{gr/cm}^3$
- 10336 mmca - 10.336 mca

¹³ Tal como sucede con una manguera de agua enrollada cuando se le introduce agua a presión.

Los materiales y espesores de tubo Bourdon varían en función de la presión a medir; siendo lógicamente más robustos y de mayor pared, cuanto mayor sea aquella. Los materiales normalmente empleados son

acero al fósforo o al berilio y el acero inoxidable. Estas aleaciones no se fatigan, permaneciendo su elasticidad constante por tiempo indefinido.

En ocasiones se desea medir la presión de líquidos corrosivos, para lo cual hay que aislar el tubo Bourdon del líquido corrosivo, mediante un sello relleno de "glicerina" o un aceite mineral, con un diafragma resistente a la corrosión, que transmite la presión al líquido de relleno del tubo Bourdon, no alterando la sensibilidad del manómetro.

3.- Manómetros diferenciales

Si en la caja interior del instrumento anterior conectásemos una presión distinta a la atmosférica, dicho manómetro nos mediría la presión diferencial entre las dos ramas; es decir, nos mediría la diferencia entre la presión conectada al interior del Bourdon y la presión conectada al interior de la caja. En otras ocasiones la diferencia se mide mecánicamente; es decir, que en el interior del instrumento existen dos elementos primarios, dos tubos Bourdon por ejemplo, y con un mecanismo se hace la diferencia de los desplazamientos, siendo esta diferencia la que se amplifica y transmite a la aguja de medida.

4.- Medidor de presión absoluta

Cuando deseamos hacer alguna medida de presión absoluta, debemos de alguna manera medir la presión atmosférica para poder cumplir con la ecuación $P_{abs} = P_{man} + P_{atm}$

Para ello se usa por lo común la combinación de dos fuelles, uno como medida de la presión manométrica y otro como medida de la presión atmosférica. A este último fuelle se le ha hecho el vacío y se lo deja sellado, al otro se le conecta la presión a medir. Las variaciones de la presión atmosférica hacen contraerse o expandirse el primer fuelle. Los cambios de la presión a medir respecto a la atmosférica actuarán sobre el segundo. Entre ambos fuelles hay un acoplamiento que accionará la aguja indicadora. El primer fuelle se llamado compensador porque compensa el efecto de los cambios de la presión atmosférica haciendo que el instrumento mida solo presiones absolutas.

5.- Manómetros de columna de líquido

Para la medida de bajas presiones se usa simplemente el manómetro de "U" con un líquido, agua, o mercurio aunque existen otros líquidos en el mercado de densidades intermedias¹⁴. También es común y más versátil el manómetro en "U" modificado, que

¹⁴ Este tipo de manómetros son muy utilizados en la fase de calibración de los elementos transmisores de presión. Son manómetros exclusivamente de laboratorio; es decir, no se hallan instalados en las tuberías de la planta.

esta de dos secciones, una de tubo de vidrio, cuyo largo depende de la gama de uso y la otra un depósito de diámetro muy superior al tubo de cristal, a cuyo tanque se conecta la presión a medir. Para una gran variación del nivel en el tubo se provoca una despreciable variación de nivel en el depósito. Esta diferencia de niveles depende de la relación de las áreas de las secciones, normalmente alrededor del 0.25%. De esta forma se logra la altura de una sola columna, que si es de precisión va corregida por desviación en el tanque.

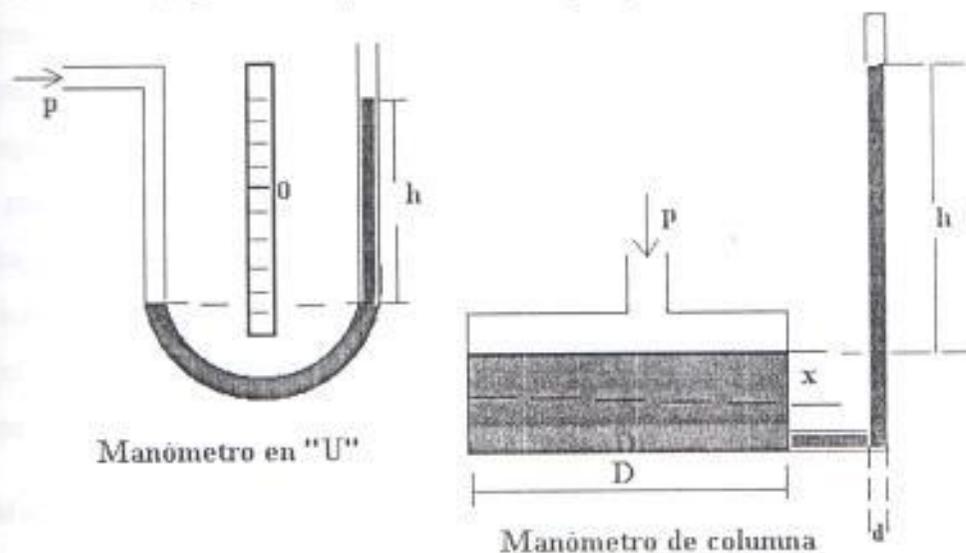
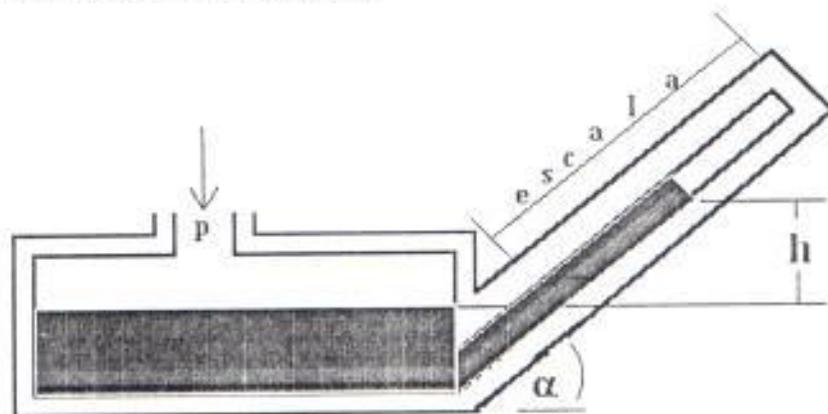


Fig 3-10

c- Manómetros de columna inclinada

Para tener más exactitud en las medidas de presiones muy pequeñas, se utiliza un manómetro del tipo anterior, pero con el tubo inclinado, a veces ajustable a un determinado ángulo. Para hallar la presión tenemos que



$$h = \text{lectura de la escala} \times \text{sen } \alpha$$

Fig.3-20.- Manómetro de precisión o de columna inclinada.

multiplicar la indicación de la escala por un factor que es el "seno" del ángulo formado:

$$h = \text{lectura de la escala} \times \text{sen } \alpha$$

Ello nos permite medir presiones correspondientes a alturas determinadas en unas escalas mayores, con lo cual obtenemos una mayor precisión en la lectura.

C- Manómetros de elemento metálico

El manómetro de tubo Bourdon antes descrito no es muy adecuado para la medida de bajas presiones.

Por lo que en estos casos se suele recurrir a elementos metálicos más sensibles; es decir que permitan deformaciones medibles con presiones más bajas, como lo es el fuelle, o el diafragma. El diafragma en su forma más simple consta de un disco preformado, de muy poco espesor, cerrado en todo su borde por dos campanas. Una toma de las campanas servirá para conectar la presión a medir P , quedando la otra a la atmósfera. Es evidente que el diafragma se desplazará en función de la presión. El procedimiento tiene muchas limitaciones, sobre todo si el diafragma es metálico. Puesto que la flexión depende del radio del diafragma, de su espesor, y de su elasticidad, la flexión y la presión aplicada solo mantiene una relación lineal cuando el desplazamiento es muy pequeño.

3.4.2 Medidas de flujo o caudal

La medida de flujo es una de las más complejas medidas de variables de proceso, por ser la hidrodinámica una rama complicada de la mecánica. La solución de cualquier problema de flujo de fluidos requiere un conocimiento previo de las propiedades físicas del fluido en cuestión. Valores exactos de las propiedades de los fluidos que afectan a su flujo, principalmente la viscosidad y el peso específico, han sido establecidos por muchas autoridades en la materia para todos los fluidos utilizados en procesos industriales¹⁵. Antes de pasar al estudio de los instrumentos medidores de flujo, es conveniente conocer algunas características claves del flujo de fluidos en las tuberías.

Principios básicos del flujo de fluidos en tuberías y accesorios.

El método más común para transportar fluidos de un punto a otro es impulsarlo a través de un sistema de tuberías. Las tuberías de sección circular son las de uso más frecuentes, ya que esta forma ofrece no solo mayor resistencia estructural sino también mayor sección transversal para el mismo perímetro exterior que cualquier otra forma.

¹⁵ Algunos ejemplos son: *Las tablas NEL del vapor de agua 1964* (HMSO, Edinburgo); *ASME Steam Tables* (1967); *Smithsonian Physical Tables*, *Mark's Engineer's Handbook* y *Nelson's Petroleum Refinery Engineering*.

A menos que se indique otra cosa, la palabra "tubería" en este estudio se refiere siempre a un conducto cerrado de sección circular y diámetro interior constante.

Viscosidad absoluta o dinámica.- La viscosidad expresa la facilidad que tiene un fluido para fluir cuando se le aplica una fuerza externa. El coeficiente de viscosidad absoluta, o simplemente la viscosidad absoluta de un fluido, es una medida de su resistencia al deslizamiento o a sufrir deformaciones externas. La miel es un fluido muy viscoso en comparación con el agua; a su vez los gases son menos viscosos en comparación con el agua¹⁶. La viscosidad del agua a 20°C es muy cercana a un centipoise ó 0.001 [Pa s] . Según el manual de Química y Física, 54ª edición, la viscosidad del agua a 20°C es 1.002 centipoise.

Viscosidad cinemática.- Es el cociente entre la viscosidad dinámica y la densidad. En el sistema SI se la mide en m²/s. En unidades CGS se lo mide en Stokes (St) y el submúltiplo centistoke (cSt), 10⁻² St, que es el más utilizado, por lo que se define:

$$\nu = \mu / \rho \quad [cSt]$$

En las tablas de viscosidades se observa que al aumentar la temperatura, la viscosidad de los líquidos disminuye, y la viscosidad de los gases aumenta. El efecto de la presión sobre la viscosidad de los líquidos y de los gases perfectos es tan pequeño que no tiene interés práctico. La viscosidad de los vapores saturados o poco recalentados es modificada apreciablemente por cambios de presión. Otro factor a considerar es la densidad; y a no ser que se consideren presiones muy altas, el efecto de la presión sobre la densidad de los líquidos carece de importancia en los problemas de flujo de fluidos. Sin embargo, las densidades de los gases y vapores, varían grandemente con la presión.

Flujo laminar y turbulento.- El flujo que recorre una tubería toma el nombre de "laminar" cuando se observa que el fluido se desplaza en líneas rectas. A medida que aumenta su velocidad, las láminas de flujo continúan moviéndose en líneas rectas hasta que alcanzan una velocidad en donde las láminas de flujo comienzan a ondularse y se rompen en forma brusca y difusa. Esto ocurre en la llamada "velocidad crítica". A velocidades mayores que la crítica, el fluido llega a ser de régimen "turbulento". Para resumir: A velocidades menores que la crítica, el flujo es de tipo laminar. Este régimen se caracteriza por el deslizamiento de capas cilíndricas concéntricas una sobre otra de manera ordenada. La

¹⁶ La unidad de viscosidad dinámica en el SI es el pascal segundo (Pa s) o también N s/m². El poise es la unidad correspondiente al sistema CGS y tiene dimensiones de din s/cm². Sin embargo, el submúltiplo centipoise (cP) , 10⁻² poises, es la unidad más utilizada para expresar la viscosidad dinámica. Siguiendo la conversión de las diferentes tablas de viscosidades se tendrá:

μ' : se utiliza para viscosidades medidas en centipoises
 μ : para viscosidades medidas en pascal segundos (Pa s)

velocidad del fluido es máxima en el eje de la tubería y disminuye rápidamente hasta anularse en la pared de la tubería. A velocidades mayores que la crítica, el régimen es turbulento; en este hay un movimiento irregular e indeterminado de las partículas del fluido en direcciones transversales a la dirección principal del flujo. La distribución de velocidades en el régimen turbulento es más uniforme a través del diámetro de la tubería que en régimen laminar. A pesar de que existe un movimiento turbulento a través de la mayor parte del diámetro de la tubería, siempre hay una pequeña capa de fluido en la pared de la tubería, conocida como la "capa periférica" o "supercapa laminar" que se mueve en régimen laminar.

Numero de Reynolds.- Las investigaciones de Osborne Reynolds han demostrado que el régimen de flujo en tuberías, es decir, si es laminar o turbulento dependen de:

- *Del diámetro de la tubería.*
- *De la densidad del fluido.*
- *De la velocidad del flujo.*
- *De la viscosidad del fluido.*

El valor numérico de una combinación adimensional de estas cuatro variables, conocido por el número de Reynolds, puede considerarse como la relación de las fuerzas dinámicas de la masa del fluido respecto a los esfuerzos de deformación ocasionados por la viscosidad. El número de Reynolds es:

$$R_e = \frac{Dv\rho}{\mu'}; \quad \begin{array}{l} D: \text{diámetro interior de la tubería} \\ v: \text{velocidad media de flujo} \end{array}$$

Este número es adimensional, siempre y cuando se utilicen las unidades coherentes para su cálculo. Para estudios técnicos, se tiene lo siguiente:

Si el número de Reynolds es menor que 2000, el flujo se considera laminar. Y si el número de Reynolds es superior a 4000, el flujo se considera turbulento.

Entre estos dos valores, es decir >2000 y <4000 , está la zona denominada "crítica" donde el régimen de flujo es incomprensible, pudiendo ser laminar, turbulento, o de transición, dependiendo de algunas condiciones con posibilidad de variación¹⁷.

¹⁷ La experimentación cuidadosa ha determinado que la zona laminar puede acabar en números de Reynolds tan bajos como 1200 o extenderse hasta los 40 000, pero estas condiciones no se presentan en la práctica.

Teorema de Bernoulli.- El teorema de Bernoulli es una forma de expresión de aplicación de la ley de la conservación de la energía al flujo de fluidos en una tubería.

En el siguiente gráfico se muestra un balance de energía para dos puntos de un fluido.

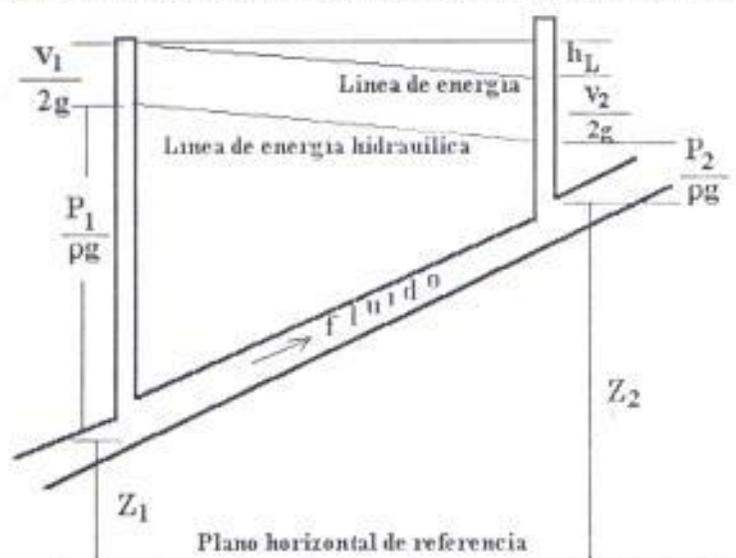


fig. 3-21.- Gráfico del teorema de Bernoulli.

La energía total en un punto cualquiera por encima de un plano horizontal arbitrario fijado como referencia, es igual a la suma de la altura geométrica (Z), la altura debida a la presión ($\frac{P}{\rho g}$) y la altura debida a la velocidad ($\frac{v^2}{2g}$), es decir:

$$Z + \frac{P}{\rho g} + \frac{v^2}{2g} = H$$

Si las pérdidas por rozamiento en la tubería se desprecian y no se aporta o se toma ninguna energía del sistema de tuberías (bombas o turbinas), la altura H permanecerá constante para cualquier punto del fluido. Así, el teorema de Bernoulli se lo expresa como:

$$Z_1 + \frac{P_1}{\rho g} + \frac{v_1^2}{2g} = Z_2 + \frac{P_2}{\rho g} + \frac{v_2^2}{2g}$$

Debido a que cada término representa una altura, se obtiene el diagrama de la fig.3-21.

Como hemos dicho, la ecuación anterior supone lo siguiente:

- El fluido es incomprensible (es decir, su densidad no cambia)
- No existen transferencias de calor al sistema.
- No hay pérdidas de energía debida a la fricción.
- No hay dispositivos mecánicos entre Z_1 y Z_2

Sin embargo, en la realidad existen pérdidas o incrementos de energía que deben incluirse en la ecuación de Bernoulli¹⁸

Ecuación general de la energía.- Para incluir las pérdidas en la ecuación de Bernoulli, adoptaremos la siguiente nomenclatura:

h_A = Energía añadida al fluido mediante un dispositivo mecánico, por ej. una bomba.

h_R = Energía removida o retirada del fluido mediante un dispositivo mecánico, por ej. un motor hidráulico.

h_L = Pérdidas de energía por parte del sistema debido a la fricción + pérdidas menores debido a la presencia de válvulas y conectores¹⁹.

Sea el siguiente sistema:

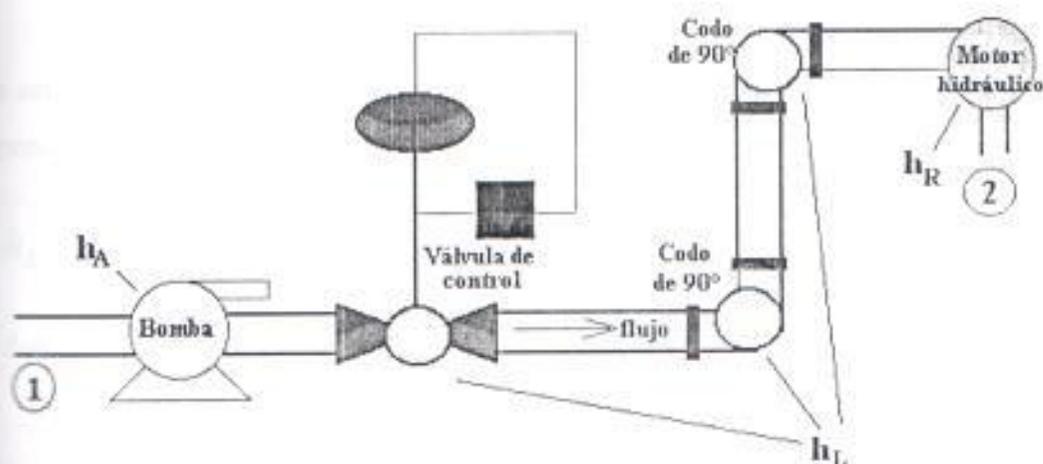


Fig. 3-22.- Pérdidas en flujo de fluidos.

Como se observa, aparecen las diferentes pérdidas a medida que el flujo se mueve desde 1 hasta 2. Tomando en cuenta estas pérdidas y la ecuación de Bernoulli entre 1 y 2 se tiene:

$$Z_1 + \frac{P_1}{\gamma_1} + \frac{v_1^2}{2g} + h_A - h_R - h_L = Z_2 + \frac{P_2}{\gamma_2} + \frac{v_2^2}{2g} \quad ; \gamma = \rho g$$

que es la llamada "ecuación general de la energía". Si el fluido en cuestión es incomprensible, entonces el término γ es el mismo tanto en el primero como en el segundo término. De todo esto se puede concluir lo siguiente:

¹⁸ Es importante tomar en cuenta que el análisis de pérdidas en el movimiento de fluidos es muy complejo. Lo que se intenta a través de este estudio es sacar las consecuencias prácticas de dicho análisis para aplicarlo a la medición de flujos en la central. Es común llamar a estas pérdidas como "pérdidas de carga".

¹⁹ De estas tres pérdidas, la más difícil de eliminar es h_L , ya que esta toma en cuenta la fricción del fluido a lo largo de la tubería más la fricción al pasar por válvulas, codos, conectores soldados etc.

En el flujo de fluidos en tuberías, debido al rozamiento y a la presencia de dispositivos mecánicos, se presentan caídas de presiones o pérdidas de carga. Esto reduce el valor del flujo a través de la tubería, y se necesita bombas de mayor potencia para compensar las pérdidas de presiones.

Para completar nuestro estudio, será conveniente conocer cuanta presión se pierde por la presencia de estos dispositivos.

Fórmula de Darcy.- Según lo dicho anteriormente, si se colocan dos manómetros en una tubería (fig.23) por la que circula un fluido, el manómetro P_1 indicará una presión estática mayor que P_2 .

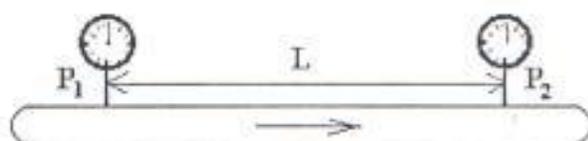


Fig3.23 Pérdida de carga en una tubería.

La ecuación general de la pérdida de presión, conocida como fórmula de Darcy y que se expresa como metros de fluido, es:

$$h_L = \frac{f L v^2}{2gD}; \text{ como } \Delta P = h_L \rho g \text{ se tiene: } \Delta P = \frac{\rho f L v^2}{2D}$$

donde:

f : factor de fricción.

L : longitud de la tubería en mts.

v : velocidad media de flujo m/s

D : diámetro interior de la tubería en mts.

Esta ecuación es válida tanto para flujo "laminar" como "turbulento" de cualquier líquido en una tubería²⁰. El factor de fricción por lo general se lo determina de forma experimental. Este factor para condiciones de flujo laminar.- $R_e < 2000$.- es función solo del número de Reynolds; mientras que para flujo turbulento.- $R_e > 4000$.- es también función del tipo de pared de la tubería. Las fórmulas experimentales de Hagen Poiseuille nos permiten establecer los valores para el factor de fricción f .

²⁰ Es decir, solo para fluidos incomprensibles. Pero con las restricciones necesarias la ecuación de Darcy puede utilizarse para gases y vapores (fluidos comprensibles). Estas son:

- Si la pérdida de presión calculada ($P_1 - P_2$) es menor que el 10% de P_1 , se obtiene una exactitud razonable al aplicar la fórmula de Darcy.
- Si la caída de presión calculada ($P_1 - P_2$) es mayor que un 10% pero menor que el 40% de P_1 , la ecuación de Darcy puede aplicarse con razonable precisión utilizando ρ_{media} de las condiciones de entrada y salida del gas o vapor.
- Para pérdidas mayores, como las que se encuentran en tuberías largas, deben seguirse métodos que se basan en su mayoría en fórmulas empíricas.

Fórmulas de Hagen Poiseuille. Estas fórmulas de pérdidas de presión²¹ toman en cuenta si el flujo es laminar o turbulento.

a- Flujo laminar: Aquí $R_e < 2000$, y se tiene la siguiente fórmula verificada experimentalmente:

$$h_L = \frac{32 \mu L v}{\rho g D^2}$$

en donde μ : viscosidad cinemática.

Como la pérdida de presión para flujo laminar también se la puede calcular usando la ecuación de Darcy, la podemos igualar con la de Hagen Poiseuille y de aquí obtener el factor de fricción:

$$h_L = \frac{32 \mu L v}{\rho g D^2} = f \frac{L v^2}{2 g D}; f = \frac{64 \mu}{v D \rho} = \frac{64}{R_e}; f = \frac{64}{R_e}$$

Conociendo de esta manera el factor f tenemos una nueva fórmula para determinar la caída de presión en una tubería:

$$\Delta P = 32 \mu L v / D^2$$

b- Flujo turbulento: Podemos hacer uso de la ecuación de Darcy, pero nos queda el problema de determinar el factor de fricción f . Este tipo de flujo es bastante caótico e impredecible, por lo que es común en la práctica obtener f con datos experimentales. Las pruebas muestran que:

$$f = F(R_e, \epsilon_r); R_e = \text{Número de Reynolds}$$

$\epsilon_r =$ Rugosidad relativa de las paredes de la tubería.

Y la rugosidad promedio se la define como el cociente del diámetro interior de la tubería y la rugosidad relativa,

$$\epsilon_r = D / \epsilon$$

Uno de los métodos más extensamente empleados es el uso de los diagramas de Moody. Estos gráficos son una ayuda para determinar el valor de f para un flujo turbulento. Aparte de los diagramas de Moody se tiene la siguiente fórmula "experimental" para f en caso de

flujos turbulentos:

$$f = \frac{0.25}{\left[\log \left(\frac{1}{3.7(D/\epsilon)} + \frac{5.74}{R_e^{0.9}} \right) \right]^2}$$

²¹ Preparado por los laboratorios de la división de Ingeniería de CRANE, MCGRAW-HILL, 1989

Por ahora esto nos basta para tener una concepción básica de la mecánica de los fluidos y que nos va a permitir comprender mejor la instrumentación que se necesita para medir flujos en un sistema cualquiera. Sobre el tema de las pérdidas en válvulas y otros accesorios lo veremos más adelante cuando tratemos sobre el tema del dimensionamiento de válvulas para procesos.

Instrumentación para medidas de caudal

Si bien existen múltiples métodos para la medida de caudal, describiremos únicamente los más usados.

1- Medidores de desplazamiento

Aprovechan el propio movimiento del fluido para provocar un movimiento mecánico rotatorio. Dentro de este tipo está el medidor oval que consta de dos ruedas ovales cuyos ejes están engranados entre sí. Debido a la presión diferencial creada por el fluido tienden a girar en sentido que alternativamente la presión actúa sobre una rueda oval, haciendo girar a la otra mediante engranaje exterior que les une.

2- Medidores de caudal de área variable. Rotámetros

En los rotámetros el área de flujo se varía de modo que ocasione una diferencia de presiones constante por lo cual a dichos instrumentos se les denomina medidores de área variable. Esencialmente un rotámetro consiste en un tubo cónico con su extremo de menor diámetro hacia abajo, y dentro del tubo un flotador que se puede mover libremente. La posición del flotador en el tubo indica la cantidad de fluido que circula a través del tubo.

Al variar el flujo, el flotador sube o baja, variando el área del espacio anular entre el flotador y el tubo, de tal forma que la pérdida de presión a través de este anillo es igual al peso del flotador en el fluido.

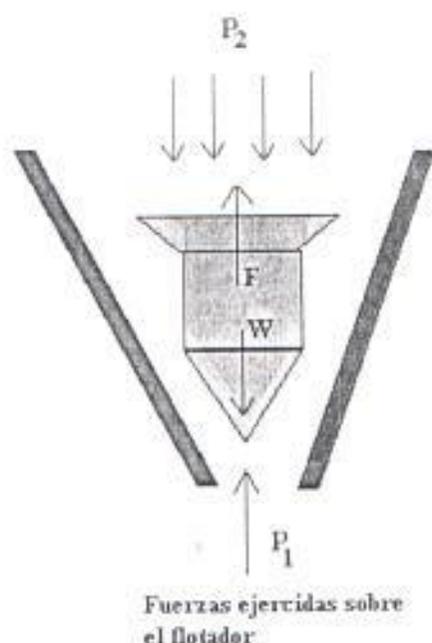
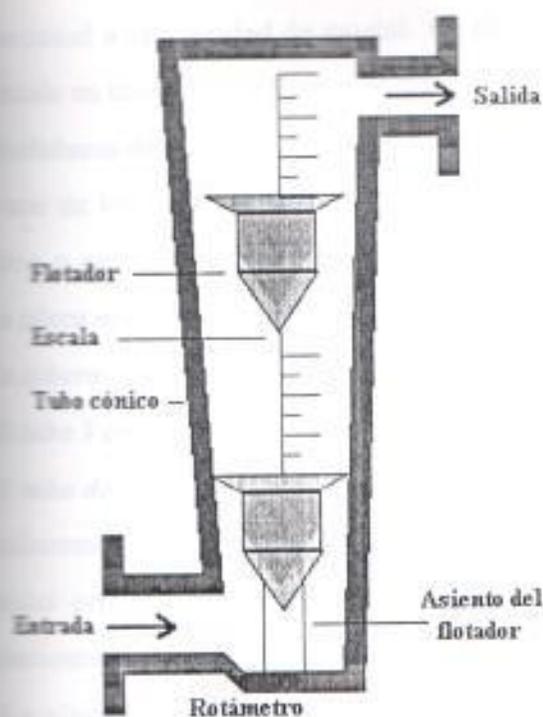


Fig.- 3.24 Rotámetro

Las fuerzas ejercidas sobre el flotador son:

- 1- W , el peso del flotador hacia abajo.
- 2- F , estando sumergido el flotador, esta fuerza dirigida hacia arriba equivale al peso del volumen de líquido desalojado por el mismo.
- 3- P_1 , la presión por debajo del flotador.
- 4- P_2 , la presión por encima del flotador.

El flotador estará en equilibrio cuando las fuerzas hacia abajo y hacia arriba estén en equilibrio, es decir:

$$W + P_2 = P_1 + F \text{ luego } W - F = P_1 - P_2$$

El lado derecho de la ecuación representa la caída de presión a través del flotador, mientras que el lado izquierdo representa una diferencia constante, luego la pérdida de presión debe ser constante, y no depende de la cantidad de fluido. El área libre entre el flotador y la pared interior del tubo, como se indica en la figura, forma un orificio anular. Cuando el flotador se mueve hacia arriba, el área de flujo aumenta debido a la conicidad del tubo.

La presión diferencial a través de un orificio es proporcional al cuadrado de la cantidad de flujo. El flotador es empujado hacia arriba hasta que la fuerza elevadora originada por la presión diferencial, a través del flotador, es igual al peso de este. Así la presión diferencial permanece constante y el área del orificio anular y la altura alcanzada por el flotador es

proporcional a la cantidad de caudal. En el tubo cónico de vidrio o plástico está grabada una escala en unidades de flujo o porcentaje para un determinado flujo.

3- Medidores de presión diferencial

Es uno de los métodos más comunes para medir el flujo en tuberías por donde circulan líquidos o gases. Los principales son:

- La placa orificio o diafragma.
- La tobera.
- El tubo Venturi.
- El tubo de Pitot

Describiremos de forma breve cada uno de estos dispositivos, y después deduciremos las fórmulas principales basados en los experimentos y estudios de algunos fabricantes y asociaciones.

- La placa orificio o diafragma

Esta placa instalada en una tubería crea una presión diferencial que mediremos mediante dos tomas situadas en la parte anterior y posterior de la placa.

La fig. nos indica la instalación de una placa orificio, y como el transmisor de presión diferencial va conectado de tal manera que nos permite conocer dicho valor.

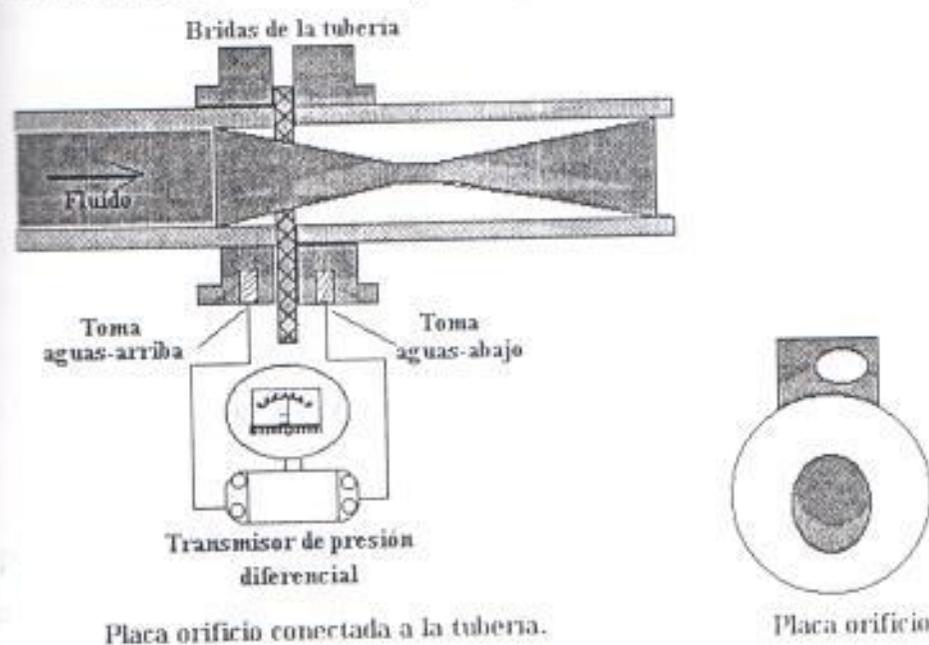


Fig.- 3.25 Placa orificio y su montaje.

El lado de la placa correspondiente a la alta presión (toma aguas-arriba), debe de estar perpendicular al eje de la tubería y su borde en escuadra para obtener los mejores resultados. El diseño de la placa depende del tipo de fluido, es decir si es líquido, vapor, o gases. En caso de sólidos en suspensión en líquidos, se colocan de forma que la zona de

que quede hacia abajo para que no se depositen sólidos en la placa que falsearían la medida.

Se obtienen resultados más fiables en la medición de flujos, cuando la placa está precedida de un tramo recto de tubería y seguido también de otro tramo recto equivalente a 5 diámetros de la tubería. Cualquier accesorio, curva, o dobléz de la tubería será una fuente de inexactitud, particularmente tratándose de gases. La placa orificio se monta generalmente entre bridas, y las tomas se pueden montar en distintas posiciones²². Las ventajas de la placa orificio son:

1. Bajo costo.
2. Fáciles de reproducir.
3. Fáciles de instalar.
4. No requieren excesivo mantenimiento.

Sin embargo, presentan los inconvenientes de una considerable pérdida de carga y una baja precisión del orden de $\pm 1\%$ a $\pm 2\%$.

b.- La tobera de flujo

Es una forma especial de la placa orificio. La tobera permite caudales 60% superiores a los de la placa-orificio en las mismas condiciones de servicio.

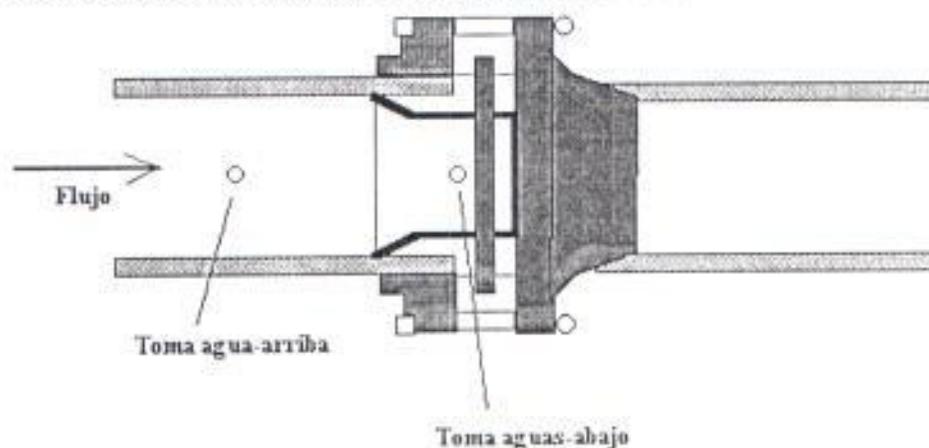


Fig.- 3.26 Tobera de flujo

Su pérdida de carga es del 30 al 80% de la presión diferencial. Presenta las ventajas de una gran exactitud, un mínimo mantenimiento, y una pérdida de carga menor que la placa orificio, aunque su costo es mayor y su montaje más complicado.

²² En la mayoría de los casos las tomas son hechas en las bridas de la tubería; sin embargo, es común las tomas dentro de la tubería. llamadas tomas de tubería, tomas en la vena contraída y tomas en la cámara anular. Cuando se hacen tomas en la vena contraída los fabricantes aconsejan que la toma aguas-arriba se coloque a una distancia equivalente a 1 diámetro de la tubería con respecto al eje de la placa, y la toma aguas-abajo a una distancia equivalente de $\frac{1}{2}$ diámetro de la tubería. Para el caso de Tomas en la tubería se escoge 2 $\frac{1}{2}$ diámetro para la toma aguas-abajo y 8 diámetros para la toma aguas-arriba.

3.- El tubo Venturi

El Venturi consiste en dos conos, uno convergente y otro divergente, unidos por un tubo en el centro que con bridas en ambos lados constituye la garganta o parte más estrecha del tubo.

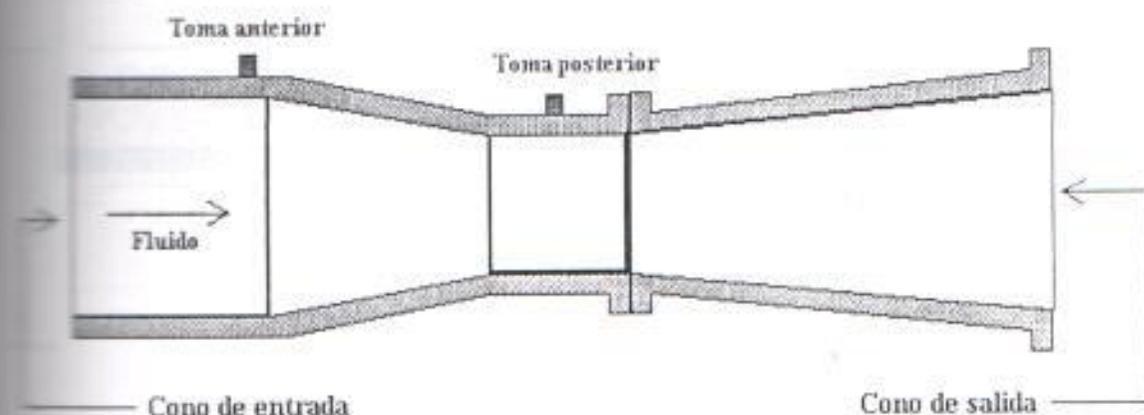


Fig.- 3.27 Tubo Venturi

A la primera sección o cono de entrada se conecta la toma de alta presión (toma anterior). La toma de baja presión se conecta de la misma manera en la garganta del tubo. Al cono de salida se le llama cono de recuperación ya que recupera una parte muy importante de la pérdida de presión provocada por la restricción. El tubo Venturi presenta la ventaja de una alta exactitud, un mínimo mantenimiento y una pérdida de carga muy pequeña, presentando las desventajas de un coste elevado y una difícil instalación.

4.- El tubo de Pitot

El tubo de Pitot se utiliza especialmente cuando la medida de caudal se realiza en tuberías demasiado grandes en las que la instalación de una placa orificio o tobera es poco práctica o demasiado costosa²³.

Calculo del flujo usando la presión diferencial

Las fórmulas de caudal obtenidas con los elementos de presión diferencial se basan en la aplicación del teorema de Bernoulli. Para ello nos valemos del siguiente sistema:

²³ Una innovación del tubo Pitot es el tubo "Annubar". Consta de dos tubos, el de presión total y el de presión estática. El tubo que mide la presión total está situado a lo largo de un diámetro transversal de la tubería y consta de varios orificios en posiciones determinadas por computador para cubrir presiones locales en anillos de áreas transversales iguales. En el interior de dicho tubo existe otro con la finalidad de promediar las presiones obtenidas en los orificios. Otro tubo situado detrás de este, toma la medida de la presión estática en el centro de la tubería. Con este tipo de instrumento se consiguen precisiones superiores que con el tubo Pitot, tiene una baja pérdida de carga y se emplea para la medida de pequeños o grandes caudales de líquidos y gases. El tubo Annubar tiene una importantísima ventaja: Es fácilmente desmontable de la tubería de proceso y no se requiere parar la producción de la planta.

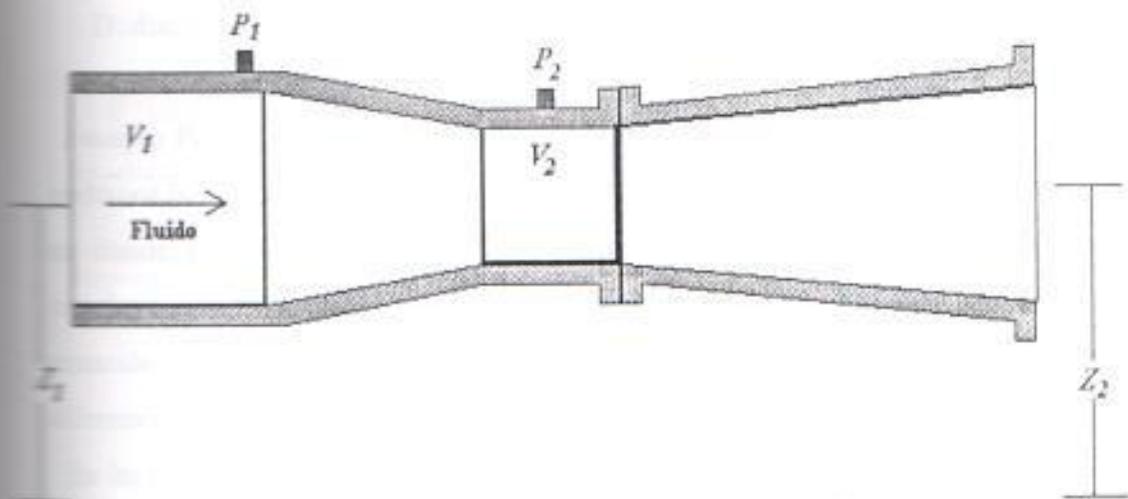


Fig.-3.28 Aplicación del teorema de Bernoulli

Suponiendo condiciones ideales, y con $Z_1 = Z_2$ se obtiene la siguiente ecuación de energía:

$$\frac{P_1}{\gamma} + \frac{V_1^2}{2g} = \frac{P_2}{\gamma} + \frac{V_2^2}{2g} ; \quad \gamma : \text{Peso específico del fluido suponiendo que no}$$

existe en el tramo de tubería considerada.

Se define el caudal en volumen como: $Q = AV$

donde A: Área de la sección interna de la tubería.

V: Velocidad en dicha sección.

En condiciones ideales no existe pérdidas de carga o de flujo en la tubería por lo que:

$$Q_1 = A_1 V_1 = A_2 V_2 = Q_2$$

que es la llamada ecuación de continuidad. Si se despeja V_2 de la ecuación anterior y se

sustituye en la ecuación de Bernoulli se tiene:

$$V_2^2 - \frac{A_2^2 V_2^2}{A_1^2} = 2g \left(\frac{P_1 - P_2}{\gamma} \right) \quad \text{y} \quad V_2 = \sqrt{\frac{2g \frac{P_1 - P_2}{\gamma}}{1 - \left(\frac{A_2}{A_1} \right)^2}}$$

$$\text{Sea } m = A_2 / A_1 \Rightarrow V_2 = \frac{1}{\sqrt{1 - m^2}} \sqrt{\frac{2g(P_1 - P_2)}{\gamma}} \quad | \text{ m/seg} |$$

Como $Q_2 = A_2 V_2$; $A_1 = \pi R_1^2 = \pi D_1^2$ entonces nos queda:

$$Q = \frac{m}{\sqrt{1 - m^2}} \frac{\pi D^2}{4} \sqrt{2g \frac{P_1 - P_2}{\gamma}} = \left(\frac{m \pi D^2 \sqrt{2g}}{4 \sqrt{1 - m^2}} \right) \sqrt{\frac{h}{\gamma}}$$

$h: P_1 - P_2$

P_1 y P_2 : Presiones en Kg/m^2

D : diámetro interior de la tubería[m]

Q : Caudal en Kg/m^3

Excepto P_1 y P_2 , los demás términos de la ecuación anterior son constantes. Por lo que podemos poner: $Q = K(H)^{1/2}$

donde H representa la diferencia de presiones expresada en alturas de fluido. Se concluye entonces que el caudal es proporcional a la diferencia de presiones $P_1 - P_2$; la ecuación anterior nos va a permitir hacer mediciones de caudal conociendo solamente el diferencial de presión.

En las ecuaciones anteriores asumimos condiciones ideales, por lo que estas fórmulas son solo aproximadas. Como se dijo anteriormente, se presentan pérdidas de carga por rozamiento, presencia de elementos mecánicos (en este caso el tubo Venturi) etc. Todas estas pérdidas se resumen en :

- *Rugosidades de la pared interna de la tubería.*
- *Reparto desigual de velocidades.*
- *Contracción del elemento de presión diferencial.*
- *Estado del líquido, vapor, gas etc.*

Estos factores se engloban en los siguientes valores:

CJ: Coeficiente de descarga

C: Coeficiente de caudal

J: Factor global de corrección (Viscosidad, rugosidad etc.)

El factor "K" de la formula debe de tomar en cuenta todos estos factores que se presentan en la medición de caudales²⁴. Teniendo a mano los datos proporcionados por los fabricantes, se tienen las siguientes fórmulas para el cálculo del caudal:

2.- Fluidos incomprensibles (agua, condensado, combustible etc.)

La fórmula de caudal que pasa a través de la placa orificio o tobera es:

$$Q = 100CJEm \frac{\pi D^2}{4} \sqrt{2g \frac{P_1 - P_2}{\gamma}} \quad [m^3 / seg]$$

en la que:

C: coeficiente de caudal

J: factor global de corrección

E: coeficiente de velocidad = $1 / (1 - m^2)^{1/2}$



²⁴ Para el cálculo de diafragmas, toberas y tubos Venturi se utilizan normas variadas, entre las cuales se encuentran las siguientes: ISO, Ginebra, Suiza; Norma francesa Afnor NF X 10-101; Norma ASME, New

$$\frac{A_2}{A_1} = \frac{d}{D}$$

A_2 : diámetro y sección mínima del elemento

A_1 : diámetro y sección interna de la tubería

γ : peso específico del fluido en las condiciones P_0, T_0 en Kg/m^3

Para el tubo de Venturi la fórmula cambia a :

$$Q = 100CJEm \frac{\pi D^2}{4} \sqrt{2g \frac{P_0 - P_c}{\gamma}} \quad [m^3 / \text{seg}]$$

P_0 : presión estática absoluta antes del elemento en la zona donde la vena del fluido llena toda la sección de la tubería.

P_c : presión estática absoluta después del elemento donde la sección de la vena es mínima.

Fluidos compresibles (gas, vapor de agua etc.)

En el caso de fluidos compresibles, su densidad varía en toda la sección de la vena ya que cambian las condiciones de presión y temperatura. Para el caso de la placa orificio o tobera se tiene:

$$Q = 100CJmE \frac{\pi D^2}{4} \varepsilon \sqrt{2g \frac{P_1 - P_2}{\gamma}} \quad [m^3 / \text{seg}]$$

ε : coeficiente de corrección.

Para el tubo Venturi la fórmula cambia a :

$$Q = 100CJEm \frac{\pi D^2}{4} \varepsilon \sqrt{2g \frac{P_0 - P_c}{\gamma}} \quad [m^3 / \text{seg}]$$

El valor de ε depende del elemento de presión diferencial:

Placa orificio

$$P_2/P_1 < 0.98 \Rightarrow \varepsilon = \pm 1.5\%$$

$$0.98 < P_2/P_1 < 0.99 \Rightarrow \varepsilon = \pm 0.5\%$$

$$P_2/P_1 < 0.99 \Rightarrow \varepsilon = \pm 0\%$$

Tobera

$$P_2/P_1 > 0.8 \Rightarrow \varepsilon = \pm 1\%$$

$$P_2/P_1 \leq 0.8 \Rightarrow \varepsilon = \pm 2\%$$

Tubo Venturi

$$P_c/P_0 > 0.8 \Rightarrow \varepsilon = \pm 1\%$$

$$Re \cdot Po \leq 0.8 \Rightarrow \epsilon = \pm 2\%$$

4- Medidores de turbina

Los medidores de turbina²⁵ constan de un rotor de álabes que giran al paso del fluido con una velocidad directamente proporcional al caudal. Mediante un mecanismo de relojería se transmite dicho movimiento a un contador mecánico. En otras ocasiones en cada pala o en una solamente, va colocado un pequeño imán cuyo paso es detectado por la bobina, lo que permite que el instrumento no necesite sellos ni retenes siendo su estanqueidad total.

En la bobina se generan impulsos que una vez amplificados suelen enviarse a un contador de impulsos o bien mediante un transductor convertirlos en una señal eléctrica analógica para una indicación. En este tipo de medidor se cumple:

$$Q = K_2 V \text{ [m}^3/\text{h]}; \quad K_2: \text{ constante}$$

V: velocidad del rotor.

El elemento primario de medición del medidor de turbina se lo realiza a través del llamado "efecto coriolis".

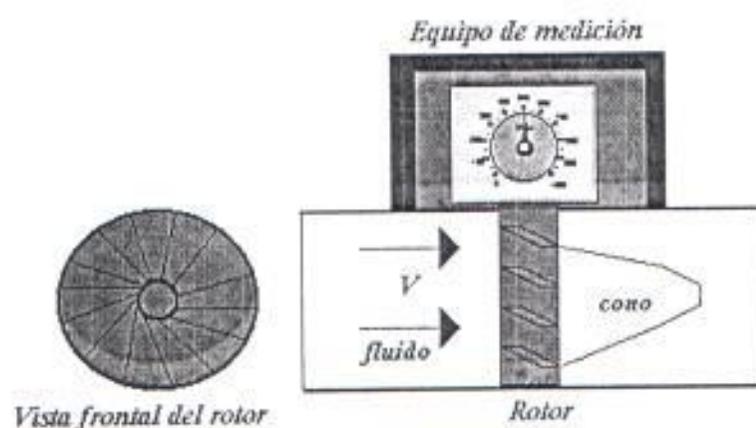


Fig.- 3.29 Medidor de turbina.

Los rangos típicos de funcionamiento para el medidor de turbina son los siguientes:

rango: 0 a 250, 1200 ciclos/seg.

Precisión: $\pm 0.2\%$

caudal máximo: $\approx 30 \text{ Ton/H}$

²⁵ Existen dos medidores o contadores tipo turbina en la CTT. Uno mide el caudal de bunker proveniente del buque tanquero hacia el tanque de almacenamiento de Fuel-oil. El otro en cambio el caudal de diesel hacia el tanque de almacenamiento de Diesel-oil. Este tipo de medidor es también llamado "medidor de caudal masa", ya que no mide el caudal en volumen sino en libras o toneladas por unidad de tiempo. La gran exactitud de estos medidores ($\pm 0.2\%$) lo hace óptimo para la medición de grandes caudales de combustible en donde la exactitud de la medición permite calcular el costo real del trasiego. Una desventaja de los medidores de tipo turbina es que es inexacto para caudales bajos, solo puede medir caudales en un solo sentido y es incapaz de medir variaciones rápidas de caudal. Por ejemplo, el medidor de fuel-oil instalado en la CTT mide un caudal mínimo de 3TON/H a una temperatura de 120°C y una presión de entrada de 12.8bar.

El limitante que tiene es que la viscosidad del líquido que mide debe de tener un valor menor a 3.5 cSt.

Antes de finalizar esta sección, se debe de dejar claro que existen más métodos de medición de caudal, pero esto nos basta para tener una idea básica para medir flujos en una central térmica. Para profundizar sobre este tema consúltese la bibliografía al final de la obra.

3.4.3 Medición de nivel

Es una de las variables importantes que se miden en una central térmica. Los lugares claves en donde se tiene que tener información del nivel son:

- *En el domo de la caldera, para asegurar una buena circulación dentro del generador de vapor.*
- *En el Tanque de Agua de Alimentación, para tener un nivel óptimo de agua para la caldera.*
- *En el Condensador, para asegurar una buena aspiración y controlar la condensación del vapor que sale de la turbina.*
- *En los Tanques de alta y baja presión, para controlar el condensado que se forma por el intercambio de calor.*
- *En los Tanques de combustible de diesel o de fuel-oil para controlar la cantidad de combustible almacenado.*

La medida de nivel en la industria se realiza bien directamente o aprovechando alguna variable relacionada con el mismo, con la presión o el empuje producidos por un líquido.

3.1 Medidores de nivel directo

Dentro de la multitud de los métodos directos para medir nivel se tiene el método de la cuerda y el de nivel óptico. En el método de la cuerda y polea los extremos penden por un lado un flotador que sigue la superficie del líquido y por el otro extremo un indicador que corre a lo largo de una escala invertida. Este método se usa normalmente en tanques de almacenamiento de líquidos de gran capacidad y a presión atmosférica.

Pero uno de los métodos más usados es el nivel de cristal, compuesto de un tubo de vidrio montado verticalmente en un lado del tanque, en el cual directamente podremos ver el nivel del líquido ²⁶.

²⁶ En la CTF existen un poco más de veinte (20) indicadores de nivel de vidrio, la mayoría de ellos está localizado en los calentadores de alta y baja presión, en los tanques de purgas, y en el calderín. Estos instrumentos, aunque no transmiten señal alguna, sirven de apoyo para las válvulas que controlan el nivel de algún equipo, ya que, si por algún motivo el nivel no puede ser controlado automáticamente por la

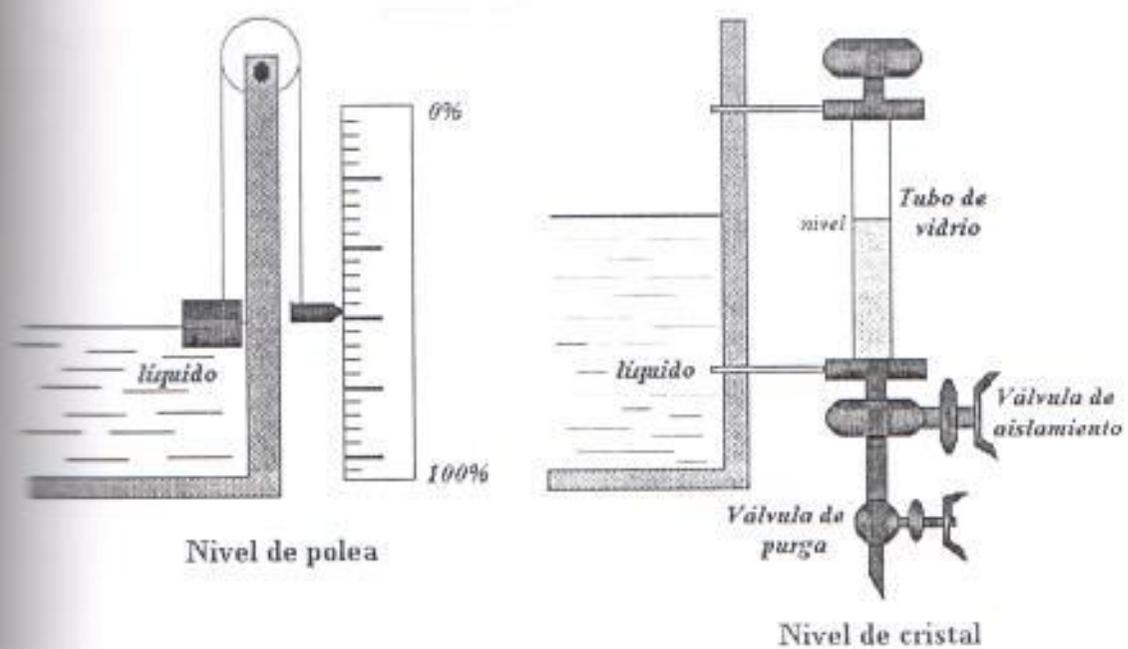


Fig.- 3.30 Medidores directos de nivel

Si el tanque es cerrado y sometido a una presión importante, el cristal va encerrado en una armadura de metálica y en el caso de presiones más elevadas se emplean montajes con bridas a ambos extremos. En caso en que las presiones sean superiores a los 150 Kg/cm² como en el caso de los domos en la caldera, el nivel es un tubo enteramente metálico.

2. Medidores de nivel por presión diferencial

Es un método indirecto para medir el nivel en un tanque. Los métodos anteriores solo sirven para indicación local del nivel, es decir que no sirven para transmitir información a distancia. Para visualizar la variable de nivel a un sistema controlado por software, se necesita de transmisores electrónicos para enviar la información como voltaje o corriente, típicamente de 4-20mA; El método más común utilizado por estos transmisores es el de la presión diferencial, que consiste en detectar la diferencia de presión entre el fondo y la parte superior del líquido.

...válvula de control, los indicadores de nivel de vidrio permitirán tener un control manual del nivel. Los indicadores de nivel no son necesarios si el sistema de control de nivel de algún equipo no puede o no tiene la opción de funcionar en manual.

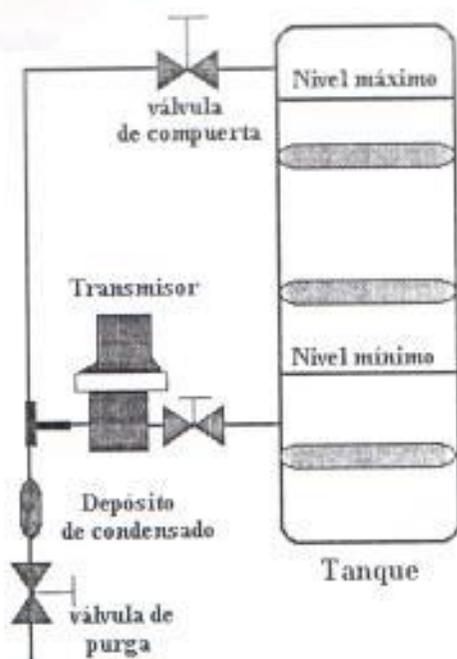


Fig.- 3.31 Medición de nivel por presión diferencial.

El extremo que detecta la presión en el fondo del líquido se conoce como extremo de alta presión, y el que se utiliza para detectar la presión en la parte superior del líquido, como extremo de baja presión. Una vez que se conoce el diferencial de presión y la densidad del líquido, se puede obtener el nivel. Para ello nos valemos de la siguiente expresión:

$$H = \Delta P / \rho g$$

El montaje del transmisor que se muestra en la fig.3.31 es típico para recipientes que funcionan en condiciones de presión y temperatura cercanas a la saturación, por ejemplo en el domo o calderín de la caldera, desgasicadores y condensadores en las centrales térmicas. En el depósito de condensado se condensa el vapor saturado, manteniéndose un nivel constante gracias al rebose, que se utiliza como referencia para cada una de las ramas de presión del instrumento. La otra rama va conectada a la referencia baja del recipiente. Si el tanque está abierto a la atmósfera, como sucede con los tanques de combustible de la CTT, solamente se necesita conocer la presión en el fondo del tanque.

3. Otros sistemas de medida de nivel

Uno importante es el medidor de *nivel de desplazamiento*. Consiste en un flotador parcialmente sumergido en el líquido y conectado mediante un brazo a un tubo de torsión unido rigidamente al tanque. Dentro del tubo y unido al extremo libre se encuentra una varilla que transmite el movimiento de giro al exterior del tanque. El flotador sufre un empuje hacia arriba según el principio de Arquímedes y viene dado por:

$$F = S h \gamma$$

siendo F : empuje del líquido

h : altura sumergida del flotador

S : sección del flotador

γ : peso específico del líquido

Según sea el empuje, el flotador estará más o menos hundido y ello nos indicará el nivel.

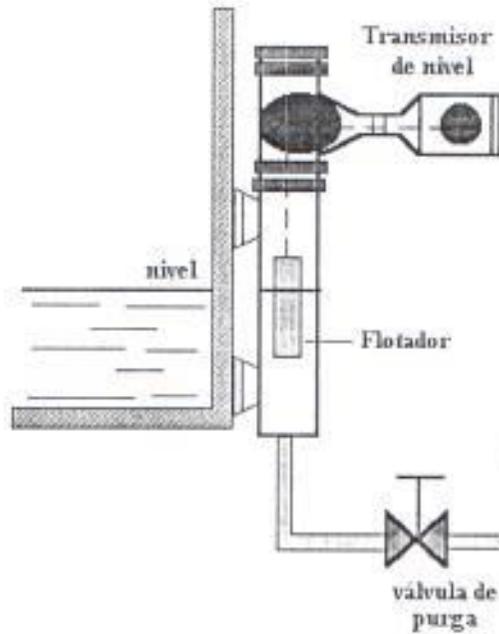


Fig.- 3.32 Transmisor de desplazamiento.

No siempre estos instrumentos de nivel se instalan en el interior del depósito o recipiente, sino que en la mayoría de las ocasiones se recurre a montajes externos, lo cual simplifica las labores de mantenimiento sin tener necesidad de acceder al interior del tanque. Una vez obtenida la señal del tubo de torsión, se lo transmite en una señal electrónica de 4-20mA²⁷; un circuito típico de instrumento transmisor de nivel tipo desplazamiento es el siguiente:

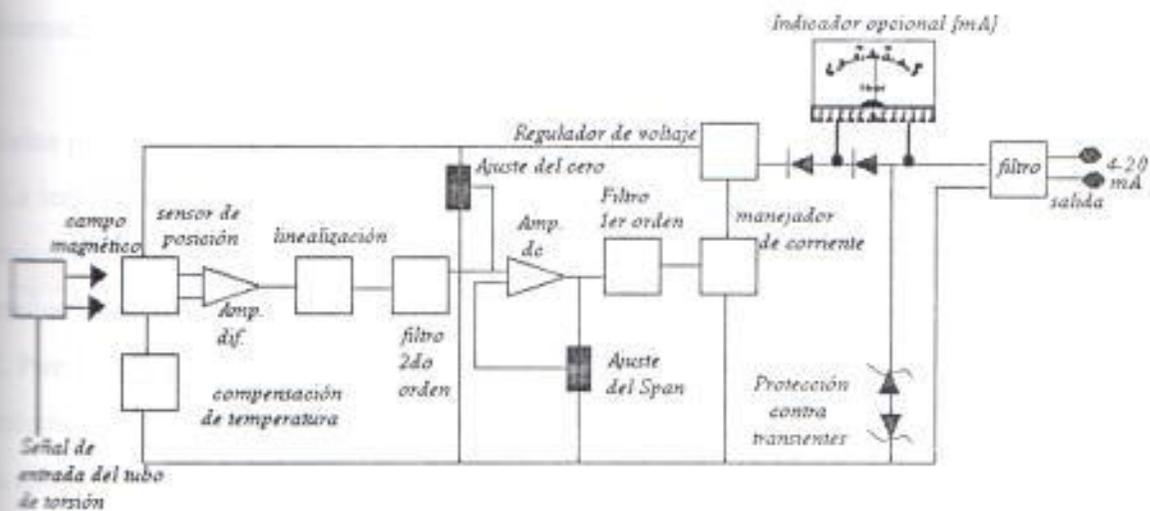


Fig.- 3.33 Diagrama de bloques de un transmisor de nivel de 4-20mA

²⁷ Son comunes también los "switches o interruptores de nivel" tipo flotador. Se los utiliza para generar una señal de alarma cuando el nivel de algún dispositivo a rebasado o descendido cierto límite. La lógica del sistema o el operador realiza entonces alguna maniobra para alcanzar el nivel de operación óptimo. En la CTT se los utiliza para generar alarmas por muy bajo o bajo nivel, o por alto o muy alto nivel de agua o

La ecuación que rige el nivel en los de tipo desplazamiento es:

$$L = Kd \text{ [mm]}$$

donde L : nivel K : constante

d : desplazamiento

rango: 0-2000mm

precisión: $\pm 0.5\%$ del span

3. Medidores de nivel ultrasónicos.

En los últimos años se está extendiendo el uso de medidores de nivel ultrasónicos para líquidos o sólidos. Se basan en la emisión de un tren de impulsos de frecuencia ultrasónica, normalmente entre los 20 y 45KHz en función de las distancias y la recepción del eco de los mismos. En función del tiempo transcurrido entre la emisión y la recepción se determina la distancia de la sonda al elemento que ha producido el rebote.

Son instrumentos de notable precisión, aunque presentan el problema de necesitar una superficie de reflexión nítida, por ejemplo la espuma sobre un líquido produciría falsas reflexiones. Existen infinidad de sistemas de medida de nivel, tales como radiactivos, de sonda suspendida, de varilla flexible etc, pero esto nos basta para conocer los principales métodos de medición de nivel en las centrales eléctricas.

2.4.4 Medidas de temperatura

Vamos a dedicarnos por un momento al análisis de la medición de temperatura, que es una de las variables que más instrumentación requiere, ya que la temperatura se la mide en casi todos los puntos de una central térmica. El objetivo de este subtema es dar al ingeniero guías prácticas para la medición de temperatura, respetando por supuesto, las normas internacionales para este tipo de medición.

Guías prácticas para la medición de temperatura.

La temperatura puede ser medida por vía de diferentes arreglos de sensores. Todos ellos miden la temperatura sensando algún cambio en una característica física. Los principales son los siguientes:

1. **Por la expansión térmica de un gas.**- Como por ejemplo los "termómetros a gas". A volumen constante la presión P de un gas (ideal o perfecto) es directamente proporcional a la temperatura absoluta T . Así

$$P = (P_0 / T_0) T; \quad P_0: \text{presión a cierta temperatura conocida.}$$

2. **Por la dilatación térmica de un líquido o sólido.**- Como por ejemplo los termómetros de mercurio, o de elemento bimetálico. Las sustancias tienden a dilatarse con la

condensado en equipos como: Calentadores de baja y alta presión, Condensador, Desgasificador, Tanque de purga continua, Tanque de goteo y purgas, Tanque de agua potable etc.

temperatura. Así, una variación de la temperatura ΔT produce un cambio de longitud ΔL , o un cambio de volumen ΔV .

$$L_2 - L_1 = \alpha(T_2 - T_1) ; \quad \alpha: \text{coeficiente lineal de dilatación térmica}$$

$$V_2 - V_1 = \beta(T_2 - T_1) ; \quad \beta: \text{coeficiente volumétrico de dilatación térmica}^{28}$$

3. **Por la presión o tensión de vapor de un líquido.-** Como por ejemplo el "termómetro de vapor". La tensión del vapor de todos los líquidos aumenta con la temperatura. La ecuación de Clapeyron permite calcular la tasa de cambio de la presión de vapor con la temperatura.

4. **Por el potencial termoelectrónico.-** Ejemplo típico son las "termocuplas". Cuando existe contacto entre dos metales distintos se crea un voltaje que depende de la temperatura de la unión y de los metales empleados.

a. La Termocupla

Una termocupla es un sensor que mide temperatura; consiste de dos metales diferentes ensamblados o soldados por uno de sus extremos y abierto en los otros. Cuando esta unión se calienta, se desarrolla una diferencia de potencial o un cambio de fuerza electromotiva (f.e.m) en el otro extremo.

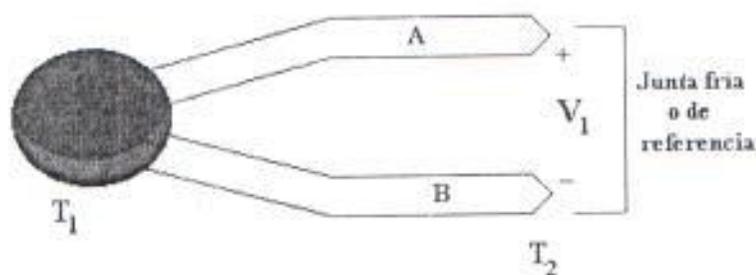


Fig.- 3.34 Termocupla

A medida que la temperatura aumenta la f.e.m de salida de la termocupla crece, aunque no necesariamente de forma lineal. Sin embargo la f.e.m V_1 no es solamente función de temperatura T_1 sino también de la temperatura del extremo abierto T_2 . El comportamiento de la termocupla puede describirse matemáticamente por la siguiente ecuación:

$$F.e.m V_1 = C_1 (T_1 - T_2) + C_2 (T_1^2 - T_2^2) \text{ [mV]}$$

²⁸ Para muchas sustancias α y β son razonablemente constantes sobre un limitado rango de frecuencias. Para sólidos $\beta=3\alpha$; para el mercurio (H_2) a la temperatura ambiente $\beta \cong 0,00018^\circ C^{-1}$. El H_2 es el líquido térmico más comúnmente usado debido al amplio intervalo de temperatura existente entre sus puntos de solidificación y ebullición.

siendo el coeficiente C_2 usualmente pequeño con lo que se puede asumir un comportamiento lineal dentro de ciertos límites. Como se observa, la respuesta es de tipo diferencial, es decir, responde a diferencias de temperaturas. Para medir temperaturas absolutas, una de las uniones, por lo común T_2 se mantiene a una temperatura patrón conocida. La industrialmente aceptada es de 0°C ; de esta manera la f.e.m V_1 es solamente función de la temperatura T_1 ²⁹. Los tipos más comunes de termocuplas y sus correspondientes valores típicos para el coeficiente C_1 se dan en la siguiente tabla:

TIPO	CONSTRUCCION	C_1 ($\mu\text{V}/^\circ\text{C}$)
S	Platino/Rodio (10%Rodio)	12.13
R	Platino/Rodio (13%Rodio)	10.5
K	Chromel/Alumel	41.16
T	Cobre/Constantan	48.91
J	Hierro/Constantan	55.79
E	Chromel/Constantan	73.4

Tabla 3.2 Tipos de termocuplas más comunes

De acuerdo al tipo de termocupla se obtiene la siguiente figura en donde se grafica la temperatura Vs los milivoltios³⁰ :

²⁹ En la mayoría de las tablas para termocuplas se asume que T_2 - usualmente llamada junta fría - está a 0°C . En la mayor parte de las instalaciones no es posible mantener la junta fría a 0°C , por lo que en la instrumentación industrial la diferencia entre la temperatura T_2 y 0°C es corregida por algún dispositivo o medio electrónico. Este ajuste de f.e.m es referida como "compensación de la junta fría", aunque dicha unión no tiene por que ser la más fría de las dos, puesto que con termocuplas podemos medir temperaturas inferiores a -200°C .

³⁰ La f.e.m desarrollada en un circuito termoeléctrico está sujeta a dos fenómenos: el efecto Peltier y el otro conocido como efecto Thomson. El primero detalla la f.e.m que resulta solamente del contacto entre dos metales distintos, cuya magnitud varía con la temperatura. El efecto Thomson, de menos predominancia, es la que se produce como consecuencia de un gradiente de temperatura a lo largo de un solo alambre; por lo que los materiales que se usan para construir termocuplas se eligen de modo que pueda desprejarse el efecto Thomson. La f.e.m será entonces únicamente la debida al efecto Peltier.

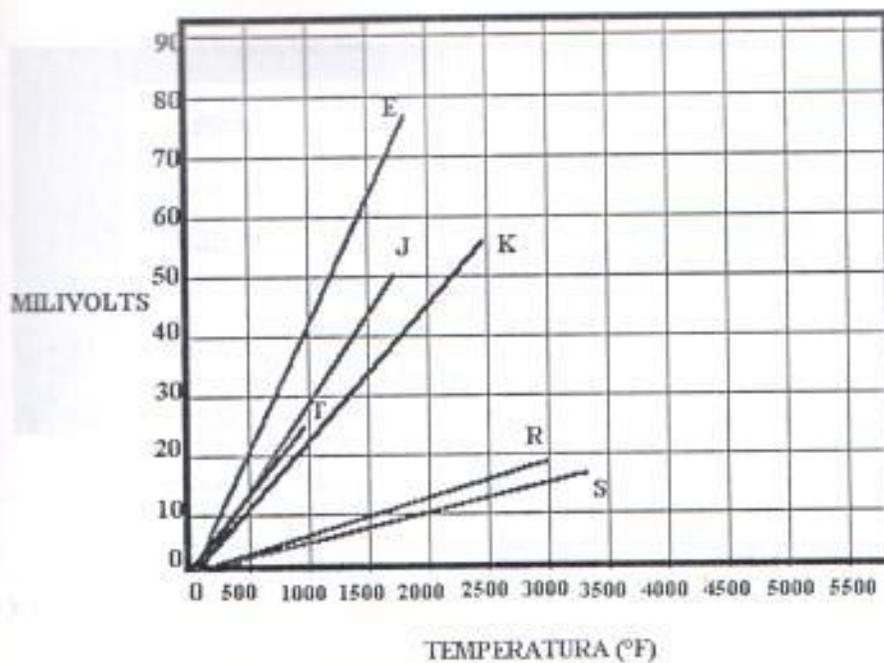


Fig 3.35.- Gráfico Temperatura-Milivoltios para termocoplas.

Cabe notar que los cambios de temperatura del alambrado entre los dos extremos no afecta a la f.e.m de salida, con tal que el alambrado sea de aleación apropiada para termocoplas.

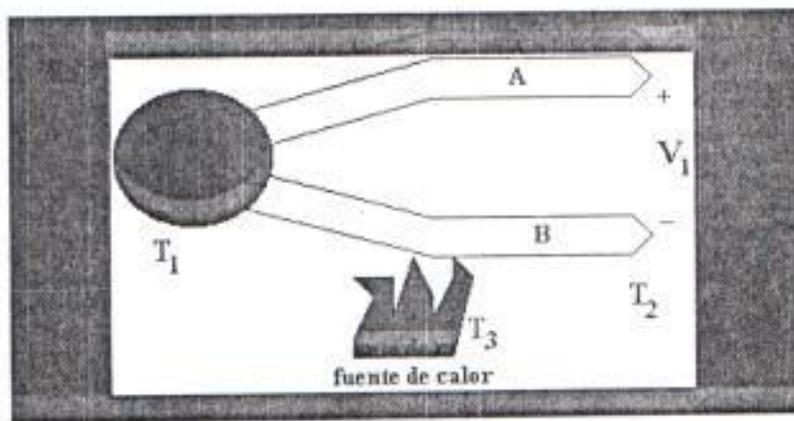


Fig.- 3.36 La temperatura entre T_1 y T_2 no afecta a la f.e.m V_1 .

Por ejemplo, si usamos una termocupla para medir la temperatura en el hogar de la caldera, y el instrumento que nos da la lectura se encuentra a varios metros de distancia, el alambrado entre los dos extremos podría pasar por zonas calientes (temperatura T_1) de la planta antes de llegar a la sala de control, sin por esto afectar la f.e.m V_1 .

La composición de la junta fría en si no afecta la acción de la termocupla, siempre y cuando manteniendo T_1 constante y que los materiales de la junta fría sean eléctricamente conductivos. Surge una pregunta ¿los metales que sirven de transmisión de la f.e.m tienen que ser de aleación para termocupla? No necesariamente. La lectura de la f.e.m en la junta fría no se ve afectada por la inserción de aleaciones no aptas para termocoplas.

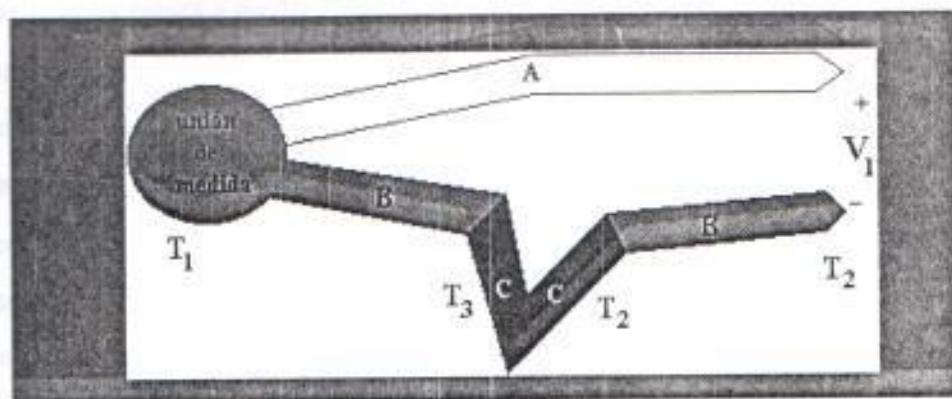


Fig.- 3.37 El metal C no afecta ala f.em V_1

Tipos y selección de termocuplas.

Existen varias combinaciones de dos metales conductores que se utilizan satisfactoriamente como termocuplas. Estas combinaciones de cables o alambres deben de tener una relación de temperatura-f.e.m que sea razonablemente lineal y desarrollar una f.e.m que sea medible con los equipos normales para este fin. A continuación se describe las características de cada tipo.

a.- Cobre Vs Cobre-Niquel (Cobre-Constantan): Tipo T

Óptimo para bajas temperaturas, incluso bajo cero. Resistentes a la corrosión.

Rango: -270°C a 400°C

b.- Hierro Vs Cobre-Niquel (Hierro-Constantan): Tipo J

Solo para ambientes con atmósfera reducida por la oxidación del hierro.

Rango: -210°C a 800°C

c.- Niquel-Cromo Vs Niquel-Aluminio (Chromel-Alumel): Tipo K

Propio para atmósferas oxidantes, mejoran al tipo J para altas temperaturas.

Rango: -270°C a 1370°C

d.- Niquel-Cromo Vs Cobre-Niquel (Chromel-Constantan): Tipo E

De desarrollo reciente pero muy extendido por su amplio campo de medida y válido para atmósferas oxidantes.

Rango: -270°C a 1200°C

e.- Platino Vs Platino-10%Rodio: Tipo S

Puede medir temperaturas por encima de los 1500°C , pero su coste es elevado.

Rango: 0°C a 1760°C

f.- Platino Vs Platino-13%Rodio: Tipo R

Lo mismo que el tipo S de coste muy elevado. Rango: 0°C a 1760°C

A la hora de elegir una termocupla se debe de tomar en cuenta lo siguiente:

- Rango de temperatura a medir
- Resistencia química de la termocupla o material de la vaina emboltura de la termocupla
- Resistencia a la abrasión, desgaste, vibración etc.
- Requerimientos de instalación

c. Respuesta en el tiempo de las termocuplas

Un instrumento de temperatura no tiene una respuesta inmediata como lo puede tener un instrumento de presión, nivel, o caudal. La respuesta de los sistemas térmicos depende de muchos factores tales como el tamaño de los elementos primarios, los materiales, la disposición del montaje etc. La constante de tiempo o respuesta en el tiempo se define como el tiempo requerido para alcanzar el 63% de un cambio de temperatura instantánea bajo un conjunto de condiciones específicas. La rapidez de respuesta depende del tipo de junta de medida que son:

- *Junta expuesta o a la intemperie.*

Esta junta es recomendable para medidas de temperatura de gases no corrosivos, ya sea en condiciones estáticas o dinámicas; estas juntas son las que poseen una respuesta más rápida ante los cambios instantáneos de temperatura.

- *Junta no aterrizada.*

Este tipo de junta es recomendable para la medida de temperaturas de gases y líquidos corrosivos en condiciones eléctricas críticas. El alambre soldado de la termocupla está físicamente aislado de la vaina o envoltura de la termocupla por una cerámica pura y de gran dureza.

- *Junta aterrizada.*

Es recomendable para la medida de temperatura de líquidos y gases corrosivos en condiciones estáticas o dinámicas y para aplicaciones en donde se trabaja con presiones muy altas. La junta de la termocupla está soldada a la vaina o envoltura de la termocupla, dando mayor rapidez de respuesta que la junta no aterrizada.

d. Compensación de termocuplas

Cambios en la temperatura de la junta de referencia o junta fría de la termocupla afectan a la señal de salida, por lo que en la práctica se debe tener algún método para cancelar este tipo de error. El método más común es usar un circuito potenciométrico para compensar la junta fría. Este método usualmente emplea un puente de auto-compensación eléctrica, incorporando un elemento de resistencia sensible a la temperatura. El puente es energizado por lo común por una batería de mercurio o una fuente estable de ed. El voltaje de salida es proporcional al desbalance creado entre T_1 y T_2 ; como la temperatura ambiente en T_2

cambia, R_t compensa el desbalance y cancela el error creado por el cambio de temperatura

T_2

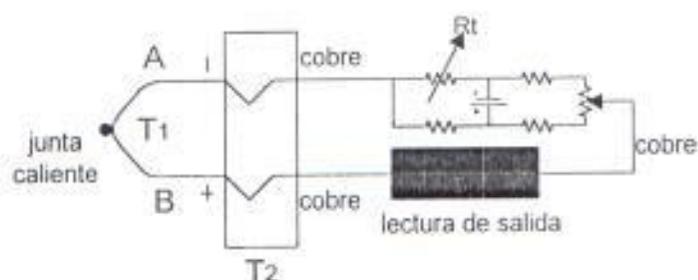


Fig.- 3.38 Compensación de junta fría por método de puente.

5. **Por la variación de la resistencia eléctrica.**- Como por ejemplo los termómetros de resistencia o RTD, el termistor. La propiedad que poseen los conductores de cambiar su resistencia eléctrica al producirse variaciones en la temperatura, ha sido usada desde principios del siglo pasado con el objeto de medir temperaturas. Sin embargo el metal que presenta la respuesta más lineal, conservando al mismo tiempo un grado aceptable de sensibilidad es el platino. Por esta razón, se acepta internacionalmente que para mediciones de alta precisión en temperaturas inferiores a los $630,74^{\circ}\text{C}$ el elemento a usar es la resistencia del platino (por lo común llamado PT-100).

Cuando se usa un alambre de metal puro para la medición de temperatura, se le refiere como detector resistivo de temperatura (RTD) ³¹.

Estos elementos poseen un coeficiente de resistencia de temperatura positivo bastante constante. El coeficiente de temperatura es la razón de cambio de resistencia al cambio de temperatura.

En los laboratorios se usan termómetros de resistencia de platino cuidadosamente elaborados para dar máxima precisión. Estos últimos son los elementos más costosos. Su resistencia eléctrica a la temperatura del punto triple del agua es normalmente de $R_0=25.5 \Omega$, mientras que para el tipo industrial generalmente $R_0=100\Omega$. La variación de resistencia con la temperatura para los RTD la da la siguiente relación:

$$R_t = R_0 (1 + \alpha t)$$

en la que R_0 es la resistencia a 0°C , R_t la resistencia a la temperatura t , y α es el coeficiente de temperatura de la resistencia ³².

³¹ En la CTT, los PT-100 son usados para medir las temperaturas de los devanados de los diferentes motores como son: Motores de las bombas de agua de circulación, alimentación, de los ventiladores de tiro forzado, de los ventiladores de recirculación de gases, bomba agua de servicios, bomba contra incendios, núcleo y devanado del estator etc.

³² Los materiales más usados en las sondas de resistencia son el platino y el níquel. Como se dicho antes, el platino es el más adecuado desde el punto de vista de precisión y estabilidad, pero presenta el inconveniente

En el siguiente gráfico se muestra las curvas para elementos como níquel, cromo, y platino:

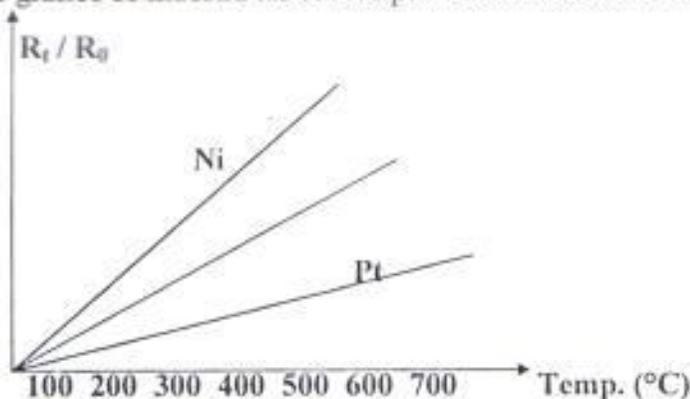


Fig.-3.39 Curvas de resistencia de varios metales Vs la temperatura.

La medición de resistencia se efectúa normalmente mediante puente de Wheatstone aunque últimamente está ganando terreno el método potenciométrico especialmente en la medición automática de temperaturas con alta precisión como las requeridas para plantas de energía o en procesos químicos especiales. La resistencia de platino (PT-100) viene generalmente en tres tipos de conexiones: dos hilos, tres hilos y cuatro hilos.

El más común es el de tres hilos; se efectúa en la forma acostumbrada para la medición con puente Wheatstone como se indica en la fig.

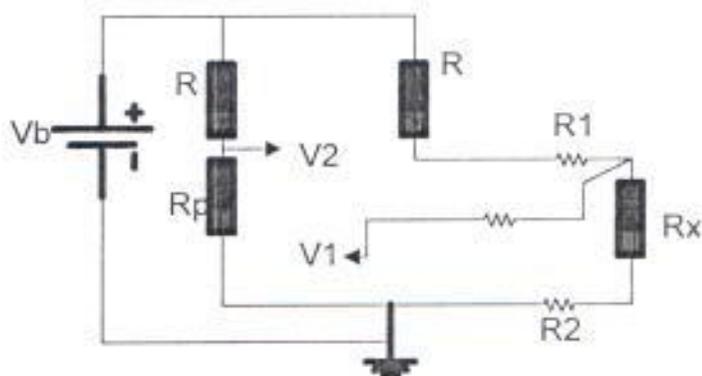


Fig.-3.40 Medición de resistencia de tres hilos mediante puente de Wheatstone.

Se deduce de la figura que si $R_1=R_2=R_m$ entonces las ecuaciones de balance del puente son:

$$R(R_x + R_m) = (R + R_m) R_p$$

entonces:

$$R_x = [(R + R_m) R_p / R] - R_m$$

en donde R_1 y R_2 son las resistencias de los cables. Esto es así, porque generalmente el puente de medición y la resistencia se encuentran físicamente separados y la resistencia de

de su coste. En general la sonda de resistencia del platino utilizada en plantas de generación tiene una resistencia de 100Ω a $0^{\circ}C$. El níquel es más barato que el platino, posee una resistencia más elevada, pero

los cables puede representar un error importante en la medición, el cual no puede ser eliminado mientras se usen dos hilos. Por ello colocamos una resistencia de compensación

$$\text{para medir el voltaje de salida } V_0 = V_2 - V_1.$$

En la siguiente tabla se indican las características de las sondas de resistencia:

Metal	Resistividad [$\mu\Omega/cm$]	Coef. Temp $\Omega/\Omega, ^\circ C$	Intervalo útil de mín. temp en $^\circ C$	Diámetro de hilo(mm)	Cost	Preci Resit. sión	
						a $0^\circ C$	$^\circ C$
Platino	9.83	0.00392	-200.. 950	0.05	alto	100	0.01
Niquel	6.38	0.0065	-150..300	0.05	med	100	0.10
Cobre	1.56	0.00425	-200..120	0.05	bajo	10	0.20

Tabla 3.3 Características de las sondas de resistencia

Los termistores son sensores semiconductores cuya resistencia óhmica presenta un alto coeficiente térmico negativo. La característica típica de un termistor es:

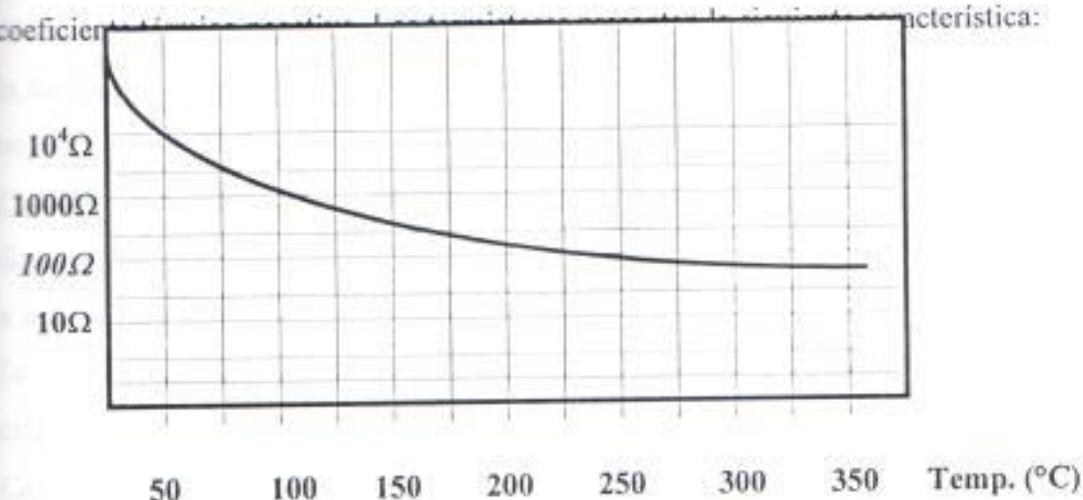


Fig.-3.41 Característica típica de un termistor($R_0=7500\Omega$, $\beta=3757$, $T_0=273K$)

Cuando se utilizan óxidos metálicos para la medición de temperatura toman el nombre de termistores.

La característica Resistencia-Temperatura puede aproximarse por la siguiente ecuación:

$$R_t = R_0 e^{\beta(1/T - 1/T_0)} \quad [\Omega]$$

siendo T la temperatura a ser medida, R_t la resistencia a la temperatura T , R_0 la resistencia a T_0 y β la constante característica del elemento.

tiene la desventaja de su falta de linealidad. El cobre tiene la desventaja de su poca resistividad, es decir su sensibilidad disminuye conforme aumenta la temperatura.

3.4.5 Otras variables

En los párrafos anteriores se ha estudiado la medición y transmisión de las variables de proceso más comunes de una central térmica. Sin embargo, existe una instrumentación que se encarga no tanto de controlar el proceso en sí, sino de proteger o de cuidar a los diferentes equipos de la central, como son a los motores, el turbo-generador, los metales de las tuberías en especial los de caldera etc. Las principales variables que se mide para proteger a los equipos son:

a. Vibración mecánica

Se llama "vibración mecánica" de un sistema que posee masa y elasticidad, al movimiento que se repite en un intervalo de tiempo definido. Las vibraciones excesivas sirven como advertencia de condiciones anormales y posiblemente peligrosas para la máquina. En caso de que esto ocurra el operador o el controlador de la turbina deberá parar la unidad. Si las vibraciones no son excesivas, se deberá verificar que estas son normales y en caso afirmativo proceder a disminuir la carga y verificar las condiciones de vapor, vacío, temperatura de aceite de lubricación etc. Las vibraciones en los cojinetes de los Ventiladores de tiro forzado, en el Ventilador de recirculación de gases, en los cojinetes de la turbina y generador. Las velocidades que originan vibraciones violentas, se conocen como "velocidades críticas". Los elementos primarios para medir vibraciones son:

- **Captadores de contacto;** que consta de un pie terminado en una zapata que se apoya directamente sobre el eje cuya vibración se quiere medir, y que transmite el movimiento a una bobina situada en el interior de un imán permanente en la que se produce una f.e.m. proporcional a la vibración. Debido al rozamiento de la zapata con el eje se originan desgastes que pueden ocasionar falsas medidas, por lo que necesita lubricación.
- **Captadores inductivos;** cuando el contacto con el eje o carcasa del motor es un problema, este tipo de captadores es lo aconsejable. Constan de un oscilador que genera una señal eléctrica de alta frecuencia que llega a la bobina de un captador de proximidad. Si el eje vibra periódicamente en la proximidad del captador, la salida de este se modificará de igual manera; se tendrá pues una tensión que variará con la frecuencia de vibración y con una amplitud proporcional al desplazamiento pico a pico del eje respecto al cojinete sobre el que está montado el captador.

Una vez el elemento primario o transductor detecta la vibración del eje, o cojinete se lo puede manipular en un circuito electrónico para generar una señal analógica de 4-20mA proporcional a la vibración medida.

2. Velocidad

Durante la operación normal de un motor o turbo-generador, se considera la velocidad del mismo casi constante, pero cuando se existen pérdidas repentinas de carga o de generación, se presentan variaciones de velocidad muy pronunciadas, sobre todo en la turbina. Debido a esta situación es necesario contar con el registro permanente de esta variable, la cual permita supervisar la operación de la turbina, bajo condiciones de baja o alta velocidad que consumen la vida útil de los últimos pasos de la turbina. Otro objetivo de medir esta variable, es el de supervisar la velocidad de rotación del rotor durante el proceso de arranque, y así poder controlar los escalones e incrementos de velocidad durante el rodado, para efectuar el calentamiento adecuado de los componentes de la turbina de acuerdo con las recomendaciones del fabricante.

El instrumento sensor muy común de velocidad consiste en un detector magnético compuesto de rueda dentada de 60 polos, montada en el extremo del rotor de la turbina. En la CTT se tienen instalados tres(3) transmisores de velocidad que se hayan colocados en la turbina.

También se utilizan dos(2) switches o interruptores de velocidad en el Calentador de aire regenerativo para dar alarma por baja velocidad de rotación.

c.- Excentricidad

Cuando la turbina se pone fuera de servicio, el vapor caliente se deposita en la parte media superior de la carcaza, manteniendo en estado caliente la parte media superior del rotor, debido a que la parte inferior del mismo tiene influencia de enfriamiento por el condensador principal en forma directa. Esto hace que exista una distribución desigual de temperaturas entre la parte superior e inferior lo cual dará como resultado una flexión o excentricidad del rotor o flecha y con ello la reducción de huelgos radiales. Para ello se utiliza un sistema de "virador" que consiste en un motor acoplado al rotor de la turbina y que gira a una velocidad de 3 a 4 rpm mientras la unidad es enfriada.

Sin embargo, aún cuando este método sea efectivo, una verificación eficaz debe ser hecha en todos los arranques sin ninguna excepción. Para detectar excentricidad en el eje de la turbina, se utiliza un principio electromagnético para la medición. Consta de dos bobinas colocadas diametralmente 180° mecánicas opuestas entre si. Cuando el eje o flecha de la turbina está recta, los espacios de aire son iguales y el circuito en donde están las bobinas está balanceado. Cuando hay excentricidad del rotor, se incrementa el entrehierro entre una bobina y el disco del rotor y disminuya el entrehierro de la otra bobina, generando un voltaje proporcional a la excentricidad.

d. Expansión térmica

La expansión térmica se inicia cuando comienza a ingresar vapor a la turbina en el periodo de rodado y continua mientras se está llevando a la unidad a la velocidad de régimen (3600 rpm), alcanzando un valor máximo cuando la unidad está totalmente cargada (100% de carga). Existen dos efectos provocados por la expansión térmica:

1. Expansión de la carcasa

2. Expansión diferencial

Una indicación o registro de la expansión del cilindro o carcasa, deberá ser suficiente para una operación adecuada, siempre y cuando las partes fijas y móviles se expandan en el mismo régimen. Sin embargo esto no sucede realmente; cuando el vapor es admitido a la turbina, el rotor se calienta más rápido y por lo tanto se expandirá o dilatará antes que la carcasa dando como resultado una diferencia entre las partes fijas y móviles denominada "expansión diferencial". La expansión diferencial es un efecto de gran importancia para la operación de las turbinas. El objetivo de medir la *expansión de la carcasa y expansión diferencial* es la de supervisar las expansiones libres de los componentes móviles y estacionarios, y vigilar que los claros axiales internos de las turbina sean mantenidos.

El instrumento de medición de expansión es un potenciómetro localizado en el extremo libre de el cuerpo de la turbina de alta presión.

Estos potenciómetros indican y por medio de un transmisor de posición envían una señal de 4-20mA proporcional a la expansión de la carcasa durante los periodos de arranque, paro y cambios de carga.

En cuanto a la expansión diferencial, la medición de expansión del rotor se efectúa en un punto del mismo, donde se abarquen todas las zonas de dilatación o contracción en el rotor del cuerpo de alta y baja presión.³³ Dicha medición representará la dilatación diferencial entre el rotor y la carcasa.

e. Variables químicas

Mediciones químicas como *conductividad, pH, análisis de gases (SO₂, NO, CO etc) oxígeno disuelto son la vida de los equipos de las centrales térmicas*. Estas mediciones permiten llevar un plan de tratamiento químico para asegurar una larga vida de las tuberías del ciclo y sobre todo de la caldera³⁴.

³³ Hay que tomar en cuenta en este tipo de mediciones, que la carcasa de la turbina AP está acoplada rigidamente a la carcasa base de la turbina de baja presión y con libertad de expansión hacia el pedestal del gobernador de la turbina. Para mantener la posición axial del eje de la turbina respecto a las partes estacionarias de tal manera que no haya rozamiento, las turbinas están provistas de un cojinete o chumacera denominada "chumacera de empuje". El pedestal de la chumacera de empuje está rigidamente unido al pedestal del gobernador; en esta forma, el extremo libre de la carcasa y el rotor tendrá libertad de expansionarse hacia la zona del generador.

³⁴ Véase el capítulo dos el tema: Sistema de alimentación química

1.5 Válvulas de control y posicionadores

Las válvulas de control³⁵ son los reguladores básicos en cualquier proceso en que se manejen corrientes de fluidos. La válvula de control actúa como una resistencia variable en el proceso; mediante el cambio de su apertura se modifica la resistencia al flujo y, en consecuencia, el flujo mismo. Por ello el ingeniero de control debe de conocer los tipos de válvulas y sus características de flujo, ya que esto permite satisfacer las condiciones del proceso y tener la instalación correcta en el sistema para fluidos.

1.5.1 Características principales de las válvulas de control

La primera pregunta que debe de contestar el ingeniero antes de elegir una válvula de control es: *¿ Como se desea que actúe la válvula en caso de que falle la energía que la acciona?* La respuesta a este interrogante tiene que ver con el tema de "seguridad del proceso". Una preocupación del ingeniero de control es seleccionar válvulas con protección contra fallas en caso de problemas con el sistema de aire comprimido. El principio es este:

Una válvula falla sin peligro si la temperatura y presión del proceso no aumentan una vez que dejó de funcionar la válvula.

Por ejemplo, las válvulas de control de fuel-oil para los quemadores de la caldera deben de cerrar en caso de falla. Al mismo tiempo la alimentación de agua a los tubos de la caldera debe de quedar abierta para evitar el sobrecalentamiento de los tubos del hogar. La válvula que suministra vapor a la turbina se cierra. Las válvulas de purgas deben de quedar abiertas en caso de fallas. Esto nos hace ver que el diseñador de un sistema debe de consultar con los ingenieros de proceso, de instrumentos y de equipos para decidir las posiciones de falla de las válvulas.

Es común dividir a las válvulas de control en dos partes:

1. **El accionador.**- Es el órgano de mando de la válvula, capaz de obedecer a una señal eléctrica o neumática procedente de un controlador o de un posicionador para llevarla a una posición deseada. El accionador (llamado también servomotor) consta normalmente de un diafragma sobre el que actúa la presión del aire, ejerciendo una fuerza a la que se opone la tensión de un resorte, el vástago unido al diafragma se desplazará hasta ocupar la posición en la que se produzca el equilibrio de fuerzas. Normalmente las válvulas de control operan con una presión de 3-15 psi, aunque en ocasiones, y si se utiliza posicionador, se trabaja con presiones más elevadas. Según la

³⁵ En realidad habría que hacer un estudio amplio sobre las válvulas de control ya que son las encargadas de regular el proceso cuando se presentan disturbios. Pero para no sobrepasar excesivamente los límites de este estudio, trataremos de sintetizar los conocimientos que un ingeniero de control debe de poseer sobre las válvulas.

acción de la válvula, esta abre o cierra cuando se le aplica aire, en caso de fallo de aire el resorte lleva a la válvula a una de sus posiciones extremas.

2. **Cuerpo de la válvula.**- Contiene en su interior el obturador y los asientos, y los extremos de dicho cuerpo están diseñados para conectarlos a la tubería, ya sean roscados, soldados o mediante bridas. Con el obturador se realiza la función de control de paso de fluido y puede actuar en la dirección de su propio eje o bien tener un movimiento rotativo. Para evitar fugas del fluido, el vástago pasa por la tapa del cuerpo a través de un sello de presión, que puede ser un fuelle. El asiento del obturador normalmente está formado por un anillo de acero inoxidable, que va roscado o soldado al cuerpo. Según su acción, los cuerpos de las válvulas se dividen en *válvulas de acción directa, cuando tienen que bajar para cerrar, e inversa cuando tienen que bajar para abrir.*

Entonces como resumen se puede decir:

Una válvula de control consiste en dos partes principales; el cuerpo y el actuador. El flujo pasa por el cuerpo. La función del actuador es responder a la señal del controlador automático y mover las piezas de la válvula para variar el flujo. El actuador es el amplificador de potencia entre el controlador y el fluido.

3.5.2 Dimensionamiento de válvulas de control

Consiste en calcular el coeficiente de flujo de la válvula C_v ; el método C_v tiene bastante aceptación entre los fabricantes de válvulas; lo utilizó por vez primera la Masoncilan Internacional Inc. en 1944. Cuando ya se calculó el C_v requerido y se conoce el tipo de válvula que se va a utilizar, el ingeniero puede obtener el tamaño de la válvula con base en el catálogo del fabricante.

El coeficiente C_v se define como "la cantidad de agua en galones U.S. que fluye por minuto a través de una válvula completamente abierta, con una caída de presión de 1 psi en la sección transversal de la válvula." Por ejemplo en una válvula de coeficiente 30 deben de pasar 30gpm de agua, cuando se la abre completamente y la caída de presión es de 1 psi. A continuación exponemos las ecuaciones básicas que determinan el coeficiente C_v .

1. **Utilización con líquidos.**- La ecuación básica para dimensionar una válvula de control que se utiliza con líquidos es la misma para todos los fabricantes:

$$Q = C_v \sqrt{\frac{\Delta P}{\delta}} \quad [gpm \text{ U.S.}]$$

despejando C_v se obtiene :
$$C_v = Q \sqrt{\frac{\delta}{\Delta P}}$$

donde Q : flujo de líquido en gpm U.S.

ΔP : caída de presión en la válvula

δ : gravedad específica del líquido a la temperatura en que fluye.

2. **Utilización con gas, vapor y vapor de agua.**- Las diferencias más importantes entre los fabricantes se encuentran en las ecuaciones de dimensionamiento para fluidos compresibles, y surgen a raíz del modo en que se expresa el fenómeno de flujo crítico en las ecuaciones. El flujo crítico es la condición que se presenta cuando el flujo no es función de la raíz cuadrada de la caída de presión en la sección de la válvula, sino únicamente de la presión de entrada de la válvula. Este fenómeno ocurre después que el fluido alcanza la velocidad del sonido en la vena contracta. Masoncilan³⁶ propone el siguiente sistema de ecuaciones:

Flujo volumétrico de gas

$$C_v = \frac{Q \sqrt{\delta T}}{836 C_f P_1 (y - 0.14 y^3)}$$

Flujo de vapor (de agua)

$$C_v = \frac{W (1 + 0.0007 T_{ST})}{1.83 C_f P_1 (y - 0.14 y^3)}$$

donde:

Q : tasa de flujo de gas ; las condiciones estándar son de 14.7 psi y 60°F

δ : gravedad específica del gas a 14.7 psia y 60°F; para los gases perfectos es la relación entre el peso molecular del gas y el peso molecular del aire.

T : temperatura en °R

C_f : factor de flujo crítico; el valor numérico de este factor va de 0.6 a 0.95

P_1 : presión de entrada a la válvula en psia

P_2 : presión de salida de la válvula en psia

ΔP : $P_1 - P_2$

W : tasa de flujo, en lb/hr

T_{ST} : grados de sobrecalentamiento, en °F

³⁶ La mayoría de las válvulas de control de la CTT son de fabricación Masoncilan Inc.

El término "y" se utiliza para expresar la condición crítica o subcrítica del flujo y se

define como:

$$y = \frac{1.63}{C_f} \sqrt{\frac{\Delta P}{P_1}}$$

valor máximo de $y=1.5$; con este valor la ecuación $y-0.148y^3=1$; por tanto cuando y alcanza un valor de 1.5 se tiene la condición de flujo crítico. A partir de esta ecuación se ve fácilmente que cuando el término $y-0.148y^3=1$, el flujo está en función únicamente de la presión de entrada P_1 .

La compañía Fisher Controls define dos nuevos términos para el dimensionamiento de las válvulas que se utilizan en fluidos compresibles: el coeficiente C_g , que se relaciona con la capacidad de flujo de la válvula; y el coeficiente C_1 , que se define como C_g/C_v , el cual proporciona una indicación de las capacidades de recuperación de la válvula. C_1 depende mucho del tipo de válvula y tiene un valor entre 33 y 38. La ecuación de Fisher para el dimensionamiento de válvulas se conoce como *ecuación universal para el dimensionamiento de gases* y se expresa de dos formas:

$$C_g = \frac{Q_{scfb}}{\sqrt{\frac{520}{GT} P_1} \operatorname{sen} \left[\frac{59.64}{C_1} \sqrt{\frac{\Delta P}{P_1}} \right]_{rad}}$$

o también:

$$C_g = \frac{Q_{scfb}}{\sqrt{\frac{520}{GT} P_1} \operatorname{sen} \left[\frac{3417}{C_1} \sqrt{\frac{\Delta P}{P_1}} \right]_{grad}}$$

La condición de flujo crítico se indica mediante el término seno, cuyo argumento se debe limitar a $\pi/2$ o 90° en las ecuaciones anteriores. Cuando se tiene flujo por muy abajo del crítico, se puede aproximar la ecuación a:

$$\operatorname{sen} \left[\frac{59.64}{C_1} \sqrt{\frac{\Delta P}{P_1}} \right]_{rad} \cong \frac{59.64}{C_1} \sqrt{\frac{\Delta P}{P_1}}$$

Es importante señalar que ambos fabricantes utilizan factores para dimensionar las válvulas de control para fluidos compresibles, y además un factor para tomar en cuenta el flujo crítico. Estos términos son empíricos y el hecho de que sean diferentes no es significativo. Antes de terminar esta sección sobre dimensionamiento de válvulas de control es necesario mencionar algunos puntos de especial importancia.

El dimensionamiento de la válvula mediante el cálculo de C_v se debe hacer de manera tal que, cuando la válvula se abra completamente, el flujo que pase sea más del que se requiere

en condiciones normales de operación; es decir debe de haber algo de sobrediseño en la válvula para el caso en que se requiera más flujo. Los fabricantes tienen diferentes formas de proceder acerca del sobrediseño en capacidad de la válvula. Por lo general se sobrediseña la válvula en un factor de dos veces el flujo que se requiere y se expresa mediante la siguiente fórmula:

$$q_{\text{diseño}} = 2 q_{\text{requerido}}$$

Si una válvula se abre alrededor del 3% cuando controla una variable bajo condiciones normales de operación, esa válvula está sobrediseñada; y de manera similar, si la válvula se abre cerca de un 97%, entonces está subdimensionada.

El *ajuste de rango* es un término que está en relación con la capacidad de la válvula. Se define como:

$$R = \frac{q_{\text{máximo que se puede controlar}}}{q_{\text{mínimo que se puede controlar}}}$$

Algunos ingenieros prefieren definir el flujo que se puede controlar entre el 10% y 90% de apertura de la válvula; mientras que otros lo definen entre el 5% y 95%; no existe regla fija o estándar para esta definición.

3.5.3 Selección de la caída de presión de diseño

Es importante reconocer que la válvula de control únicamente puede manejar las tasas de flujo mediante la absorción de una caída de presión en el sistema, la cual es una pérdida en la economía de operación del sistema, ya que la presión es suministrada por una bomba o compresor y, en consecuencia, la economía impone el dimensionamiento de válvulas de control con poca caída de presión. Sin embargo la poca caída de presión da como resultado mayores dimensiones de las válvulas de control y, por la tanto, mayores costos. Estas consideraciones opuestas requieren un compromiso por parte del ingeniero, por lo que toca a la elección de la caída de presión en el diseño. Existen reglas prácticas que basadas en estudios y en la experiencia que guían en la selección:

1. La caída de presión que se lee en la sección transversal de la válvula debe ser del 20% a 50% de la caída dinámica de presión total en todo el sistema de tuberías.
2. La caída de presión de diseño en válvula debe ser el 25% de la caída dinámica total de presión en todo el sistema de tuberías, o a 10 psi, la que sea mayor.

El aplica la regla 1 o 2 depende de la situación y del criterio establecido en la compañía ³⁷.

³⁷ El ingeniero de control también debe tomar en cuenta el "rendimiento de la válvula". El buen rendimiento de las válvulas de control significa que la válvula está estable en toda la gama de operación del proceso, que no funciona cerca de sus posiciones de extremo, que tiene suficiente rapidez para corregir las

3.4 Características de flujo de las válvulas de control

Por lo general las válvulas de control forman parte de lazos de control que se caracterizan por tener un sensor, transmisor, controlador y la propia válvula como lo indica la siguiente figura 3.40.

La válvula de control es manejada por su posicionador que es el que recibe la señal del controlador para mantener la temperatura del tanque en su punto de consigna³⁸. Es importante que el lazo de control sea lo más lineal posible, y esto depende mucho de la "personalidad de la válvula".

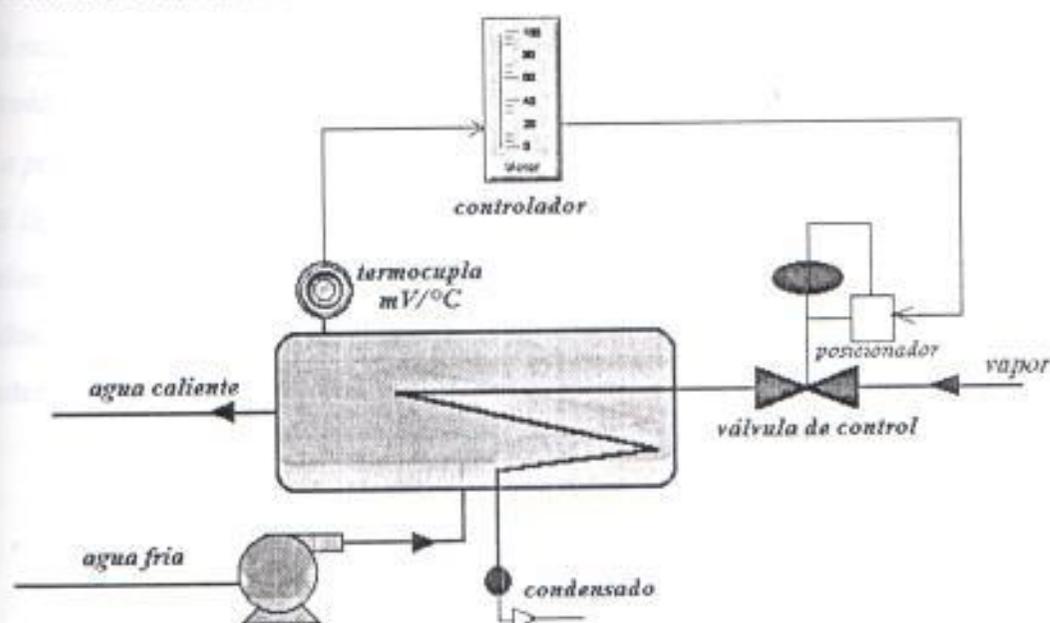


Fig. 3.42 Control de temperatura de un tanque de agua .

La personalidad de la válvula se conoce como la "característica de flujo de la válvula" y por lo tanto, se puede decir que el propósito de caracterizar el flujo es obtener en el proceso completo una ganancia relativamente constante para la mayoría de las condiciones de operación del proceso.

La característica en flujo de la válvula de control se define como la relación entre el flujo a través de la válvula y la posición de la misma conforme varía la posición del 0% a 100%.

alteraciones en el proceso y que no será necesario volver a calibrar los controles cada vez que cambie la carga de este.

³⁸ El posicionador es un dispositivo cuya misión es mantener la posición de la válvula en el justo valor dado por el controlador. Por lo general todas las válvulas de control, salvo las motorizadas, poseen su propio posicionador. Estos reciben una señal de 4-20mA del controlador, y según aquello dejan pasar aire al actuador de la válvula para que esta regule el flujo. Si bien se podría gobernar una válvula de control con la salida neumática del controlador, el uso del posicionador se hace imprescindible cuando se desea exactitud en la respuesta, evitar problemas de rozamiento en el obturador de la válvula, cuando es importante la caída de presión a través de la válvula, pues se produce un empuje sobre el obturador proporcional a la superficie del mismo etc.

Se debe de tomar en cuenta las siguientes observaciones:

La característica de flujo inherente se refiere a la característica que se observa cuando existe una caída de presión constante a través de la válvula.

Y la siguiente:

La característica de la válvula instalada se refiere a la característica que se observa cuando la válvula está en servicio y hay variaciones en la caída de tensión, así como otros cambios en el sistema.

Cuando se describe las características inherentes de una válvula de control se lo hace en el supuesto que:

- El actuador sea lineal, es decir la carrera de la válvula es proporcional a la salida del controlador o posicionador.
- La presión diferencial en la válvula es constante.
- El líquido del proceso no tenga vaporización, no produzca cavitación ni se aproxime a la velocidad sónica (flujo estrangulado).

Dados estos supuestos en la siguiente se muestran tres de las curvas más comunes de característica de flujo inherente:

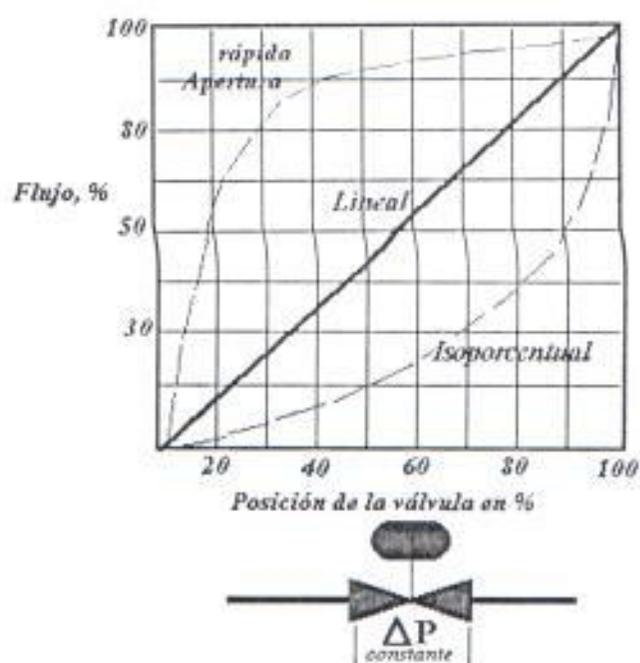


Fig.3.43 Curvas de las características de flujo inherente para una válvula.

En una válvula de característica lineal se produce un flujo proporcional al desplazamiento o carrera de la válvula; con un 50% de desplazamiento, el flujo es el

50% del flujo máximo. La ganancia teórica de estas válvulas es constante con todas las cargas³⁹.

Para una válvula con característica isoporcentual (o de porcentaje igual) se define:

En una válvula con característica isoporcentual se produce un cambio muy pequeño en el flujo al inicio del desplazamiento de la válvula, pero conforme esta se abre hasta la apertura máxima, el flujo aumenta considerablemente.

El término "isoporcentual" proviene del hecho de que para incrementos iguales de desplazamiento de la válvula, un cambio de flujo respecto al desplazamiento de la válvula es un porcentaje constante en el momento del cambio; por ejemplo cada porcentaje de aumento en la apertura de la válvula aumentará el volumen más o menos 3%. La ganancia teórica de las válvulas isoporcentuales es directamente proporcional al flujo y aumenta junto con este.

En una válvula de apertura rápida, se produce un gran flujo con un pequeño desplazamiento de la carrera de la válvula. La ganancia de esta válvula disminuye conforme el caudal aumenta.

Es conveniente mencionar que la válvula de apertura rápida no es buena para regulación, ya que no afecta en la mayor parte de su desplazamiento.

Para poder elegir la característica correcta de la válvula de control, se debe de conocer la dinámica del proceso; sin embargo, se tienen reglas prácticas fundamentadas en la experiencia para la elección correcta. Lo resumimos en la siguiente tabla (DP=diferencial de presión):

SERVICIO	DP de la válvula menor que 2:1	DP de la válvula mayor que 2:1 pero menor que 5:1
NIVEL	lineal	lineal
LIQUIDO A PRESION	Isoporcentual	Isoporcentual
TODO/NADA	Apertura rápida	lineal
VAPOR A PRESION	lineal	Isoporcentual

Tabla 3.4 Reglas empíricas para selección de características de válvulas.

³⁹ La ganancia de una válvula se define como $\partial q / \partial v_p$; en donde q es el flujo que pasa por la válvula y v_p es la posición de la válvula en ese instante, manteniendo ΔP constante. Para válvula abierta $v_p=1$.

3.5.5 Características de la válvula instalada

Cuando se instala una válvula de control como parte de un proceso, sus características de flujo ya no son independientes del resto del sistema. Las "características inherentes" de las válvulas de control se deforman cuando esta se haya conectada al proceso. En la fig.3.42 se muestra gráficamente esta deformación.

Se ha escogido una válvula lineal para mostrar como su característica lineal inherente con $D=1$ se deforma dependiendo de la caída de presión del sistema y de la propia válvula. Para obtener el valor de D de las diferentes curvas se puede utilizar la siguiente ecuación:

$$D = \frac{(\Delta P_t)_{min} (\Delta P)}{(\Delta P_t)_{max} (\Delta P_2)}$$

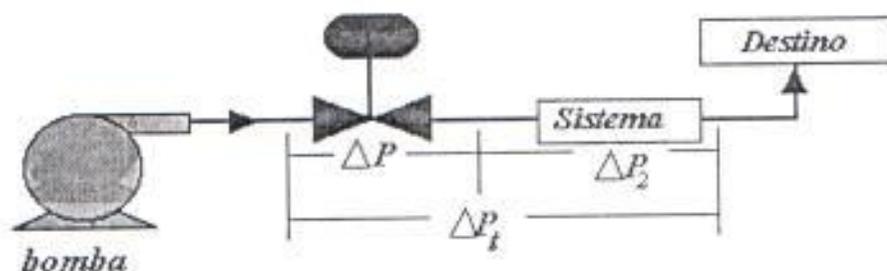
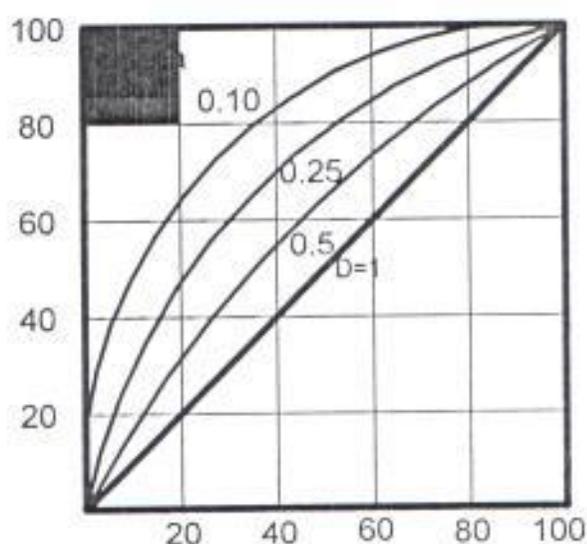


Fig. 3.44 Distorsión de la característica de una válvula lineal instalada.

En las válvulas de control isoporcentuales, la deformación puede hacer que actúen como válvulas con característica lineal o incluso de apertura rápida cuando ocurre distorsión excesiva.

Se debe hacer hincapié que en la figura anterior se supone el empleo de una bomba de velocidad constante. En sistemas de bombeo de velocidad variable, hay que ajustar la

velocidad de la bomba para mantener constante ΔP de la válvula⁴⁰. La facilidad para predecir el comportamiento de la válvula instalada se hace más difícil cuando se toman en cuenta los siguientes factores:

- Características de la válvula que se desvían en forma considerable de la determinada en teoría.
- Actuadores sin ubicadores o posicionadores, ya que introducen carencia de linealidad.
- Curvas de funcionamiento de la bomba (también introducen falta de linealidad).

Para determinar las características de la válvula requeridas para el proceso, se debe efectuar un análisis dinámico completo⁴¹. La ecuación que permite obtener el flujo a través de la válvula cuando se instala en un sistema de tuberías⁴² es:

$$\frac{q}{q_o} = \frac{C_v}{C_v|_{vp=1}} \left[\frac{1 + \frac{F^2(1-f)}{f}}{1 + \frac{F^2(1-f)}{f} \left(\frac{C_v}{C_v|_{vp=1}} \right)^2} \right]$$

en donde: $q_o = \frac{C_v|_{vp=1}}{\sqrt{1 + k_L \left(C_v|_{vp=1} \right)^2}} \sqrt{\frac{\Delta P_o}{G_f}} \quad ; \quad q = C_v \sqrt{\frac{\Delta P}{G_f}}$

El factor K_L es una constante que tiene el siguiente valor:

$$K_L = \frac{F^2(1-f)}{f \left(C_v|_{vp=1} \right)^2}$$

Las caídas de presión se definen como:

$$\Delta P = \Delta P_v + K_L G_f q^2$$

$$\Delta P_v = \Delta P_o - \Delta P_p$$

$$\Delta P_p = (1-f) \Delta P_o = K_L G_f q^2$$

en donde:

⁴⁰ En estos casos, las características teóricas y con la válvula instalada son iguales y no se permite que haya distorsión. Esta es una de las ventajas de los sistemas de bombeo variable.

⁴¹ Cuando se presenta una distorsión considerable de las características teóricas de la válvula, se puede "corregir la característica" intercalando accesorios en la señal de aire que va al actuador en lugar de reemplazar la válvula. El posicionador no solamente da exactitud de respuesta, sino que puede modificar las características inherentes de la válvula con el empleo de levas externas u otros tipos de generadores de función. No se necesita usar posicionadores en los lazos de acción rápida porque pueden degradar la acción del lazo.

⁴² Los valores que se dio en el tema "dimensionamiento de válvulas" son para diseño; no toman en cuenta las características reales del proceso.

ΔP_s = Caída dinámica de presión total (incluye válvula, líneas, conexiones etc.) en el sistema de tuberías, [psi]

ΔP_v = Caída de presión a través de la válvula, que depende del flujo, [psi]

ΔP_d = Caída de presión dinámica en el sistema de tuberías (se excluye la válvula), [psi]

q = Tasa de flujo nominal o de diseño, [gpm]

f = fracción de caída dinámica de presión que toma la válvula de control

\bar{f} = fracción de caída dinámica de presión que toma la válvula con el flujo nominal

F = factor con que se sobredimensiona la válvula

$C_{v|_{vp=1}}$ = coeficiente de la válvula cuando está 100% abierta

En las ecuaciones anteriores se mantuvo constante ΔP_s , sin embargo, se permite que ΔP_v varíe. La relación funcional entre C_v y la posición de la válvula, vp , para la válvula lineal y la isoporcentual es:

$$\text{Válvula lineal: } C_v = (C_v|_{vp=1})vp$$

$$\text{Válvula isoporcentual } C_v = (C_v|_{vp=1})\alpha^{vp-1}$$

α = parámetro de ajuste de la válvula

A partir de estas relaciones se puede calcular el cambio en la tasa de flujo a través de la válvula, mientras se mantiene constante la caída de presión; es decir esta es la "ganancia", la cual relaciona el flujo con la posición de la válvula.

Síntesis

- *El enorme avance de la técnica de control de procesos ha sido posible gracias al desarrollo de la microelectrónica. La instrumentación electrónica no tiene riesgos de explosión, posee rapidez de calibración y la precisión está en el orden del $\pm 0.5\%$ en comparación con un neumático que es del orden del $\pm 1\%$. En el proceso de generación de energía esto significa mayor KWh por galón de combustible.*
- *De acuerdo a su función, un instrumento puede ser de control o de protección. Los de control son los que forman parte de la operación del proceso. Los de protección tienen la tarea de garantizar la vida de los equipos vigilando las altas temperaturas y presiones que soportan las estructuras metálicas, en especial los tubos de la caldera y la turbina.*
- *La mayor parte de las medidas de presión en la CTT se las realiza en las salidas de bombas de las tuberías para medir su presión de descarga. En cuanto a la operación, la presión que más interesa es la del domo de la caldera. La medición de presión de fuel-oil conlleva la desventaja de endurecerse dentro del medidor; para evitar lo anterior se interpone un líquido como glicerina para no falsear la medición.*
- *En la mediciones de flujo hay que tomar en cuenta lo que se desea medir. Para la medición de combustible es necesario el uso de instrumentos más precisos para efectos de facturación. Para flujos de vapor o agua en tuberías se utilizan las placas orificio, o toberas, que son los más precisos para estas medidas.*
- *La termocupla es el principal instrumento en la medición de temperaturas en la CTT, aunque el RTD es más preciso en cuanto a su linealidad pero más costoso y más complicado su conexión. La termocupla se la utiliza principalmente en el control, el RTD en la protección de equipos de la central.*
- *Los posicionadores de válvulas de control tienen tre funciones: Recibir una señal de 4-20mA y convertirla a una señal neumática. Enviar al control una señal de 4-20mA para indicar la posición real de válvula. Generar aperturas o cierres de contactos secos a un % de la apertura de la válvula para propósitos de control lógico.*
- *Los sensores suministran la información. Ellos establecen la relación que existe entre el material y el flujo de información. En la CTT los métodos en que los sensores captan la información del proceso son muy variados pero tradicionales; la novedad está en el tipo de información que maneja el control debido a la presencia del microprocesador en el transmisor.*

REFERENCIAS

1.- Textos y seminarios.

Working with controllers [TPC Training Systems]

Curso básico acerca del uso de controladores en la industria. Posee un buen enfoque sobre el funcionamiento del controlador PID y los diferentes tipos de configuraciones de campo basadas en la arquitectura DSC.

Instrumentación Electrónica Moderna para Ingenieros y Cientificos [Hector A. Navarro D., MSc., PhD] Facultad de Ingeniería. Universidad Central de Venezuela. 1995

Instrumentación Industrial [Soison, Limusa 1997]

Process Control Instrumentation Technology [Cortis Johnson, 1985]

Texto introductorio para el conocimiento de los diferentes tipos de control en la industria y los fundamentos de medición de las diferentes variables de proceso.

Instrumentación Industrial [Antonio Creus, Marcombo 1985]

Texto clásico y muy importante para comprender los fundamentos de la medición de temperatura, presión, caudal o flujo, nivel y sus respectivos ajustes. Posee un buen tratamiento acerca del uso de válvulas en los sistemas de control inteligentes.

Flujo de fluidos, en válvulas, accesorios y tuberías [CRANE]

Manual técnico preparado por la división de Ingeniería de Crane acerca de las pérdidas de presión en los sistemas de medición de flujos.

Transactions in Measurement and Control [OMEGA] Técnicas de medición y control. Volumen 1, 2 y 3.

Transmisores de presión inteligentes tipo TPS [Bailey Fisher Porter] Manual de calibración y uso en medidas de líquidos, gas o vapores.

Brooks Instruments, Products Information Catalog. Selección y diseño de medidores de flujo de área variable, turbina etc.

FISHER-ROSEMOUNT [Seminario-Taller] Instrumentos de medición para modernos sistemas de control. Seminario dictado por personal Venezolano de la compañía, Gran Hotel Guayaquil, Octubre de 1999.

Curso de instrumentación [Babcock & Wilcox] Mantenimiento y calibración de los diferentes instrumentos de medición dado por Ing. Juan Carlos Ospital, supervisor de instrumentación de la Central Térmica Trinitaria. Septiembre-Octubre de 1998.

FISHER-ROSEMOUNT., Mananging The Process Better. Control Valve Terminology

2.- Páginas Web de interés.

www.isa.org/fmo/dictionary/define.html [Diccionario ISA de instrumentación y control]

digital.ni.com/worldwide/latam.nsf/sb/Education [Tutorial de medición online]

www.ni.com/sensors/toc.htm

www.isa.org/reference/emc/ [Enciclopedia online de instrumentación y control]

www.rosemount.com/index.html [Archivos sobre transmisores electrónicos, su calibración y ajuste. Posee links acerca de diagramas de conexiones]

www.isa.org/training/interitdemo/isa_online_demo/start.htm [Curso online sobre la simbología de la instrumentación e interpretación de diagramas típicos de procesos]

www.omega.com/techref/itemp.html [The International Temperature Scale of 1990 (ITS-90)]

www.omega.com/techref/temper-7.html [Practical Guidelines for Temperature Measurement]

www.omega.com/techref/temper-9.html [Thermocouples and Thermocouples Assemblies]

www.omega.com/techref/techdata.html [Technical Data Section Reference]

www.omega.com/techref/flowcontrol.html [Liquid Flowmeters]

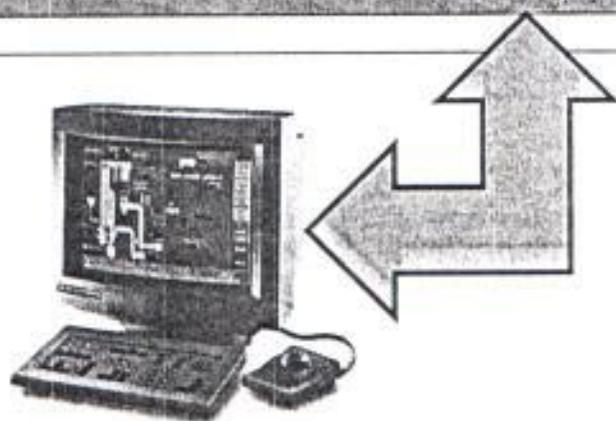
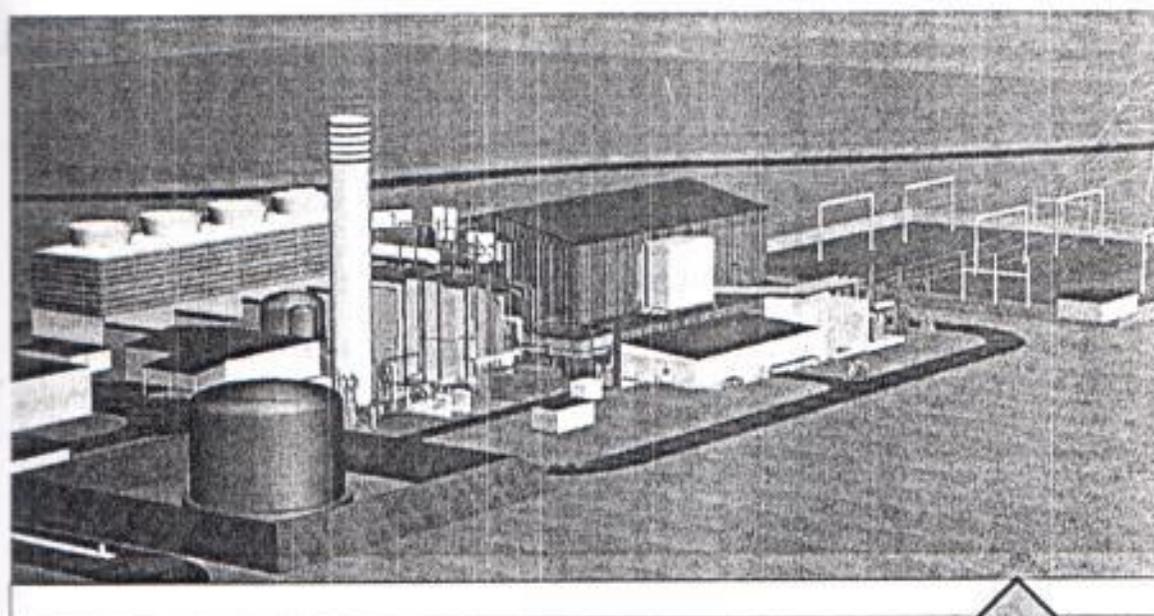
www.omega.com/techref/flowtable.html [Selecting A Flow Meter]

www.omega.com/techref/press-trans.html [Pressure transducers, Installation And Use]

www.omega.com/techprinc.html [Technical Principles of Valves]

www3.ad.siemens.de/ca01online/index.asp?/ [Interactive Catalog online, Instrumentation]

CONTROL DISTRIBUIDO DE LA CENTRAL TRINITARIA



En los últimos años ha ocurrido un cambio de poder, ya que las viejas estructuras de poder (gubernamentales, educativas, industriales, económicas y militares) se desintegran a medida que el computador y el software nos conducen a la "democratización del conocimiento".

Voffler A.

La industria del software es ya la cuna de la economía del mundo. La comunidad electrónica creada mediante la interconexión de redes es la clave para el intercambio de conocimiento alrededor del mundo. El conocimiento es "poder" y el computador es un amplificador de ese poder.

Stoll C.

El subdesarrollo está en la mente.

Harrison, Lawrence E.

Sumario

De las centrales térmicas a vapor instaladas en el país, la Central Térmica Trinitaria es la primera que posee un sistema de control basado en fibra óptica que recoge/envía información de los módulos de adquisición de datos de campo. La red de operación consta de una red tipo Ethernet de arquitectura abierta utilizando tecnología CSMA.

1. *Para operar o manejar un proceso, se requiere recolectar datos del proceso, visualizarlos y analizarlos para la correspondiente respuesta. En sistemas en donde se tiene instrumentación basado en microprocesador, se requiere un sistema de adquisición de datos (DAQ) para interpretar señales como 4-20mA, 0-5Vdc, 1-10mV etc.*
2. *Un instrumento electrónico por lo general no funciona aislado, sino que forma parte de lo que se denomina un "lazo de control". Del buen ajuste del lazo dependerá el buen funcionamiento del proceso.*
3. *El sistema de control de la CTT dispone de elementos llamados RPU que contienen a las unidades procesadoras (DPU), las fuentes de alimentación, y las tarjetas de adquisición de datos de que recogen/envían señales al campo; y a través de los procesadores de tiempo real (RTP) las RPU se conectan con las estaciones de trabajo (Workstation) del operador y estación de ingeniería conectadas a través de una red Ethernet de operaciones.*
4. *Lo anterior tiene un objetivo muy claro: Coordinar de forma óptima el funcionamiento de la caldera con la turbina de tal manera que se obtenga un mejor control de subida o bajadas de carga (MW) y evitar así alteraciones bruscas en las condiciones del proceso. Un control coordinado caldera-turbina en una central térmica significa mayor eficiencia del proceso, mayor rapidez en los cambios de carga y una operación más segura de los equipos.*

CONTROL DISTRIBUIDO DE LA CENTRAL TRINITARIA

Introducción: Adquisición de datos para el Control Distribuido

Un sistema de medición de señales de campo consiste por lo general de los siguientes bloques:

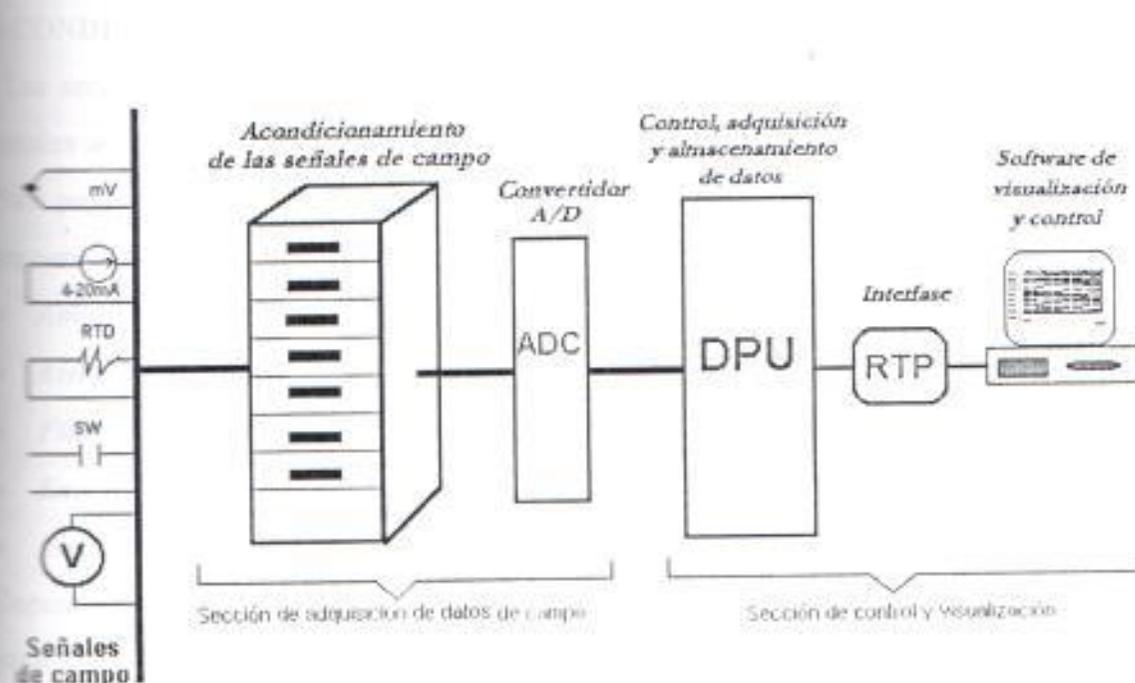
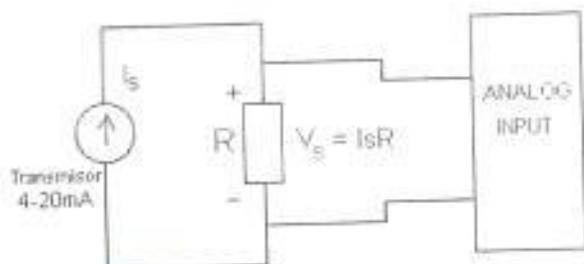


Fig.- 4a

Ya hemos visto en las páginas anteriores el funcionamiento de la diferente gama de transductores o sensores. Sin embargo, las señales que envían los diferentes clases de transductores pueden entrar en conflicto con el "hardware" del sistema del control distribuido, ya que este solo acepta entradas digitales en sus unidades de procesamiento. Para ello se necesitan tarjetas de adquisición de señales para recoger las diferentes señales enviadas por los transductores. Sin embargo, estas tarjetas de adquisición- como por ejemplo de señales de termocuplas, corrientes de 4-20mA, RTD's, voltajes etc- no siempre recogen la señal directa del transductor, por lo que hay que tener conocimiento de la señal que la tarjeta está capacitada en leer. Por ejemplo, las tarjetas de adquisición de 4-20mA necesitan convertir los mA a voltaje antes de procesar el valor y enviar su equivalente digital al procesador del sistema de control.



$$(4\text{mA})(R) = 1\text{V}$$

$$R = 1/4 \times 10^{-3}$$

$$R = 250 \text{ Ohmios}$$

$$\text{Rango } V_s = 1 \text{ a } 5\text{Vdc}$$

Fig.- 4b

El rango de 4-20mA es convertido por lo general al rango de 1-5 Vdc. La resistencia R debe ser de muy alta precisión para que no se falsee el valor de la variable medida.

CONDICIONAMIENTO DE LA SEÑAL

Las señales de los transductores de salida, deben de ser acondicionadas para proveer señales adecuadas a las tarjetas de adquisición de datos (DAQ's por sus siglas en ingles). Para producir señales de alto nivel, las DAQ's necesitan incorporar como mínimo las siguientes funciones:

- *Amplificación de la señal*
- *Aislamiento de la señal*
- *Filtrado de la señal*
- *Excitación de la señal*
- *Linealización de la señal*

Dependiendo del tipo de señal que envíe el transductor, se aplicarán una o algunas de las características anteriores.

AMPLIFICACION DE LA SEÑAL

El tipo más común de acondicionamiento es la "amplificación". Por ejemplo, los bajos niveles de voltaje -mV- que envían las termocuplas deben de ser amplificadas para

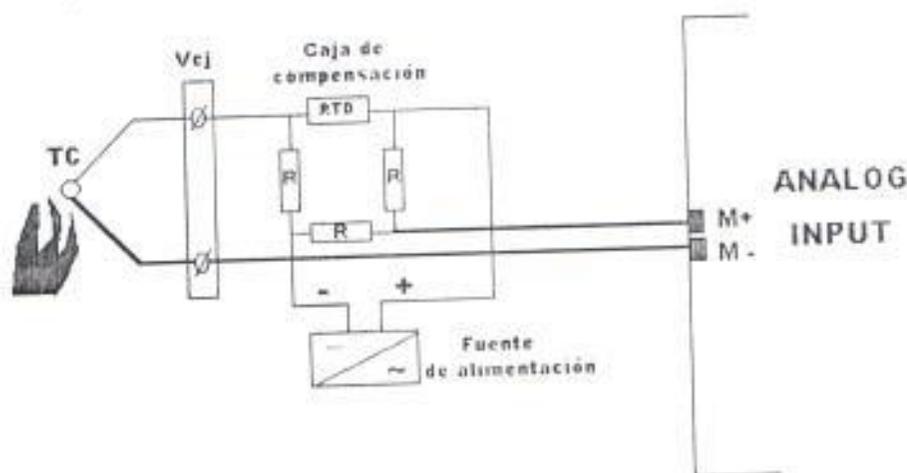


Fig.-4c

incrementar la resolución y reducir el ruido.

Para la más alta precisión, la señal debe de ser acondicionada tal que el máximo rango de voltaje de la señal acondicionada sea igual al máximo de rango de entrada de su ADC. Una muy alta resolución del ADC reduce la necesidad de una gran amplificación de la señal y provee un amplio rango de trabajo.

Antes de acondicionar la señal de una termocupla, se debe compensar el voltaje medido en la junta fría, como se vio en el capítulo tres. Es común hacerlo a través de un puente de resistencias usando un sensor adicional como por ejemplo un termistor o un RTD colocado en los tableros o armarios de medición de señales. La sensibilidad y el ruido son efectos a tomar en cuenta en la medición de las termocuplas. Los microvoltios- μV - de salida de las termocuplas cambian solamente de 7 a 50 μV por cada $^{\circ}\text{C}$ de temperatura. Por lo tanto, las señales son muy susceptibles al efecto al efecto del ruido eléctrico. Por ello, es importante que las DAQ's posean algún tipo de "filtro de ruido"- por ejemplo un filtro pasabajo- para suprimir este tipo de ruidos, y también amplificadores de instrumentación de muy alta ganancia para un mejor nivel de señal. Por otra parte las impedancias de salida de los transductores, en la mayoría de los casos no son compatibles con las del resto del sistema de medición. El amplificador entonces deberá realizar alguna o algunas de las siguientes funciones:

- *Modificar la amplitud de la señal*
- *Aumentar la capacidad de corriente disponible para dicha señal*
- *Convertir una señal de corriente a tensión*
- *Amplificar señales diferenciales, con el objeto de reducir el ruido de modo común en el sistema.*

Para la realización apropiada de estas funciones, son necesarias las siguientes características:

- i. *Alta impedancia de entrada*
- ii. *Baja impedancia de salida*
- iii. *Baja corriente de polarización de entrada*
- iv. *Bajo coeficiente térmico del punto de operación*
- v. *Bajo nivel de ruido relativo a la señal a amplificar*

El amplificador operacional es el ensamblaje electrónico analógico más usado. Constituye la base de la mayoría de los dispositivos que conforman un sistema de adquisición de datos. En condiciones ideales, el amplificador operacional posee las características que se listan en la siguiente tabla:

PARAMETRO	IDEAL	REAL
Ganancia de largo abierto	∞	100000.00
Corrimiento de tensión	0 volt	Hasta $0.1 \mu V$
Corriente de polarización	0 volt	Hasta $2 \mu V$
Resistencia de entrada	∞	10^8 a 10^9
Resistencia de salida	0 Ω	Hasta 1000

Por otra parte el modelo ideal presupone una resistencia instantánea que no es posible físicamente. Es decir, la respuesta dinámica está restringida en ancho de banda y en velocidad de cambio en la salida ante una entrada en escalón (Slew Rate). Esta limitación de velocidad viene dada como la razón de cambio máxima a la salida, es decir:

$$S = \left. \frac{dV_o}{dt} \right|_{max}$$

puede ser demostrado que para amplificadores operacionales a temperatura ambiente, el "slew rate" viene dado por :

$$S = 0.31 f_T$$

f_T = Frecuencia a la cual la ganancia es uno

El arreglo más frecuente es el amplificador instrumental.

AISLAMIENTO

Otra aplicación común para el acondicionamiento de la señal es el aislamiento de la señal del transductor para propósitos de seguridad. El sistema que se está monitoreando podría contener altos voltajes transientes que podrían dañar partes internas de las tarjetas de adquisición de datos. Otra razón para aislar la señal es para estar seguro que las lecturas hechas por las DAQ's no son afectadas por diferentes potenciales aterrizados o voltajes de modo común. Cuando una DAQ recibe un grupo de señales, junto con otras DAQ's, cada tarjeta o grupo de tarjetas posee una tierra de referencia; el problema ocurre si existe una diferencia de potencial entre las dos tierras.

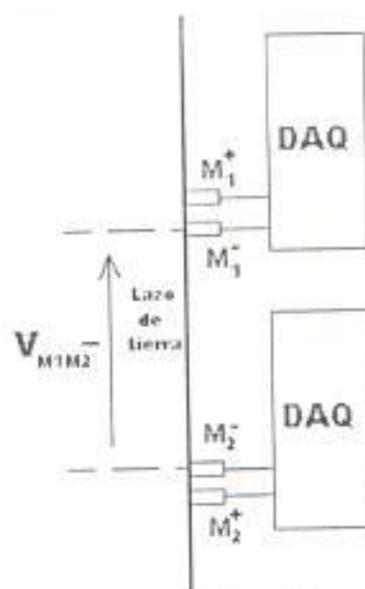


Fig.- 4d

Esta diferencia puede conducir a lo que se conoce como "lazo de tierra", que podría causar valores falsos de la señal medida, incluso dañar parte o todo el sistema de medición.

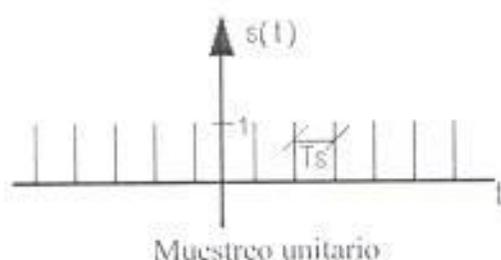
Usando un módulo de aislamiento de señal, se eliminan los lazos de tierra y se asegura exactitud en la medida de la señal. Por ejemplo, supóngase que se está midiendo la temperatura en el devanado de un motor usando una termocupla. El motor es de alto voltaje. Ya que la termocupla da voltajes diferenciales de alrededor de 50mV, este voltaje de salida podría ser un potencial común con respecto a tierra. El potencial entre dos conductores de una señal diferencial y tierra es llamado "voltaje de modo común". Idealmente, la tarjeta debería ignorar este voltaje.

Si se conectan los dos conductores directamente a una DAQ no aislada - que pueda manejar típicamente unos 12V de modo común -, podría dañar probablemente la tarjeta. Para evitar esto, la DAQ debería poseer aislamiento para eliminar altos voltajes de modo común.

Se debe de conocer los niveles de aislamiento de las tarjetas de medición para asegurar una correcta medición.

FILTRADO DE LA SEÑAL

En la mayoría de los casos, la señal proveniente de un sensor o transductor, es de naturaleza analógica o continua en el tiempo. Isto significa que para poder ser procesada digitalmente se requiere hacerlo sobre muestras de la señal. Cuando una señal continua es mostrada en el tiempo, el efecto del muestreo es equivalente a multiplicar dicha señal continua por un tren de impulsos unitarios espaciados a T_s , que es la conocida función de muestreo unitario:

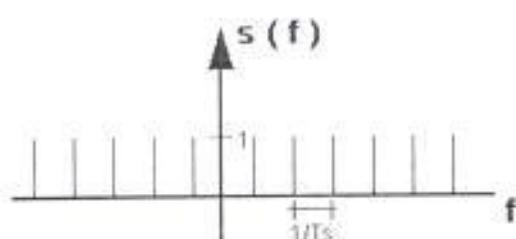


Quedando la señal muestreada como:

$$x(t) \cdot s(t) = x(t) \sum_{k=-\infty}^{\infty} \delta(t - kT_s)$$

$x(t)$ = señal original antes del muestreo

El espectro de $s(t)$ es:

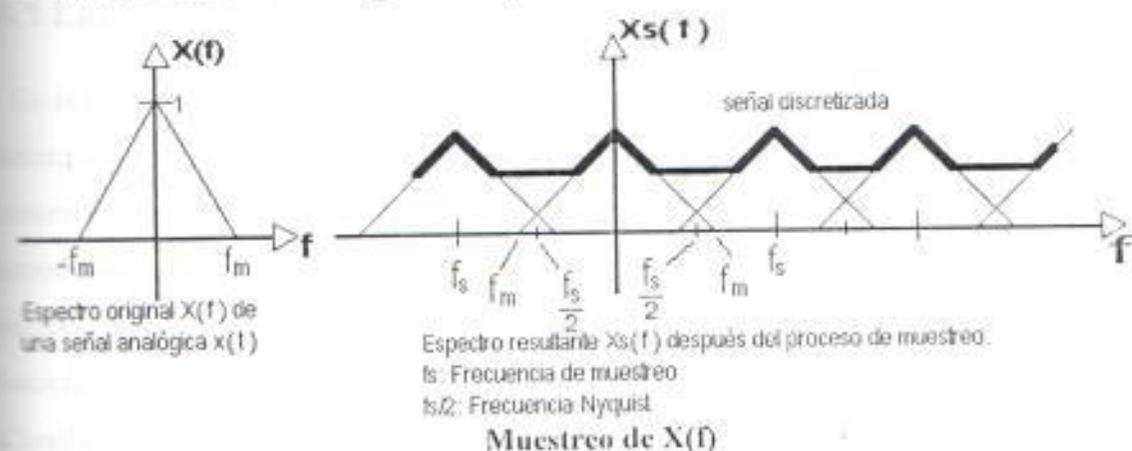


En el dominio de la frecuencia, "tomar muestras" equivale a efectuar la convolución de la transformada de Fourier $X(f)$ de la señal $x(t)$ con la transformada de Fourier $S(f)$ de $s(t)$:

$$X_s(f) = X(f) * S(f)$$

En la siguiente página se presenta el espectro original de $X(f)$ antes y después del muestreo con contenido frecuencial máximo de f_m . Como se observa, $X_s(f)$ está formada por versiones de la $X(f)$ original que se repiten periódicamente con periodos $f_s = 1/T_s$. Si $f_s/2 < f_m$, se produce un solapamiento de dos espectros consecutivos de la señal original, de tal manera que componentes de baja frecuencia del espectro original aparecen afectando a componentes de alta frecuencia de la señal muestreada, y componentes de alta frecuencia

de la señal original, afectan a componentes de baja frecuencia de la señal resultante. Este es el llamado "efecto de aliasing" o de "soplamiento".



Esta distorsión es evitable por dos vías:

1. Utilizando una frecuencia de muestreo lo suficientemente alta como para que $f_s < 2f_m$
2. Dada la frecuencia de muestreo f_s , "filtrar la señal" antes de ser muestreada, de manera de atenuar lo suficiente cualquier componente de frecuencia por encima de la frecuencia Nyquist es decir $f_s/2$, limitando de esta manera el efecto mencionado. El filtro pasa bajos usado para este efecto es el llamado "filtro anti aliasing".

Por lo tanto, el filtro remueve ruidos no deseados de la señal que se intenta medir. Estas señales son del tipo AC aunque también se presentan del tipo DC. También evita el efecto aliasing para asegurar exactitud en el muestreo de la señal.

Excitación de la señal

Transmisores, RTD's, por ejemplo, requieren voltaje externo de excitación de corriente. Los módulos de acondicionamiento de señal deben ser capaces de ofrecer excitación o voltaje a este tipo de sensores. Para el caso del RTD, las medidas son usualmente realizadas con una fuente de corriente, que convierten la variación de resistencia en voltaje medible.

Linealización de la señal

Algunos transductores como las termocuplas, tienen una respuesta no lineal a cambios del fenómeno que se está midiendo. Se debe de aplicar rutinas de linealización para este tipo de señales.

4.1 Lazos de control

Un lazo de control es un conjunto de elementos destinados a conseguir que en un proceso determinado una de las variables (presión, temperatura, velocidad, etc.) cumpla unas determinadas especificaciones previamente establecidas. En la actualidad, se procura introducir lazos de control para la mayoría de las variables, ya que el sistema hace una vigilancia permanente de las mismas, lo que sería engorroso e incómodo para un operador, haciendo las correcciones oportunas y eliminando el error y criterio personal.

Clasificación

Fundamentalmente los lazos de control se clasifican en:

- a) De bucle abierto.
- b) De bucle cerrado.

a.- De bucle abierto: En este, mediante una señal de acción al proceso damos un valor determinado a la variable, aquí no existe variable de retroalimentación.

b. De bucle cerrado.- En los casos en que la variable a controlar se mantenga en un punto fijo de funcionamiento llamado "*punto de consigna*" o *SET-POINT* consiguiendo además compensar sobre la marcha las posibles perturbaciones sobre el sistema (fig.4.2), necesitamos un lazo de control de bucle cerrado. El lazo de realimentación está constituido de:

- Un transmisor, que transforma la medida de la variable controlada en señales comparables con el punto de consigna.
- El controlador es el elemento encargado de comparar el punto de consigna con la variable realimentada, dando como resultado un error. Si este error fuese distinto de cero, la señal de control ordenaría una acción en el proceso para llevar de nuevo la variable controlada a su valor deseado y así hacer el error igual a cero.

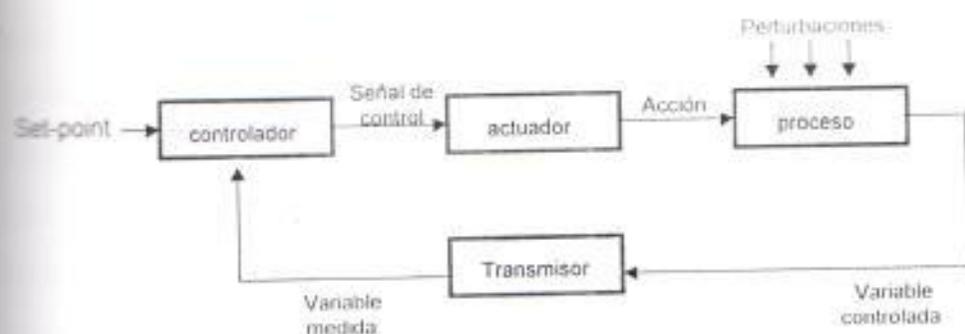


Fig. 4.1.- Lazo de bucle cerrado

4.1.1 Partes fundamentales de un lazo de control

Se componen de los siguientes:

- Elementos primarios o de medida en campo.
 - Panel o sala de control
 - Elementos finales de campo
1. **Elementos primarios.-** Como ya se dijo antes, los elementos primarios son los que están en contacto con la variable a medir, como por ejemplo las toberas de flujo, las termocuplas, los RTD, etc. Mediante transmisores electrónicos llevamos el valor de control correspondientes a la variable a medir al panel o sala de control.
 2. **Panel o sala de control.-** Aquí normalmente se procesan las señales de control que provienen de campo, ajustando la señal de control de salida a los valores preestablecidos. Este conjunto que llamamos regulador, es el elemento que establece una relación entre la magnitud regulada y la magnitud reguladora.
 3. **Elementos finales de campo.-** Son los que actúan sobre el proceso, como por ejemplo las válvulas de campo, compuertas, compuertas neumáticas etc.

Como ejemplo, veamos como se controla el nivel del agua en el calderín para asegurar una circulación agua-vapor óptima como se muestra en la fig. 4.2. Como se dijo en el capítulo 1, hay que asegurar que en el calderín exista un nivel constante de agua para tener una buena circulación natural y así proteger a los equipos internos de la caldera y producir un vapor la más óptimo posible.

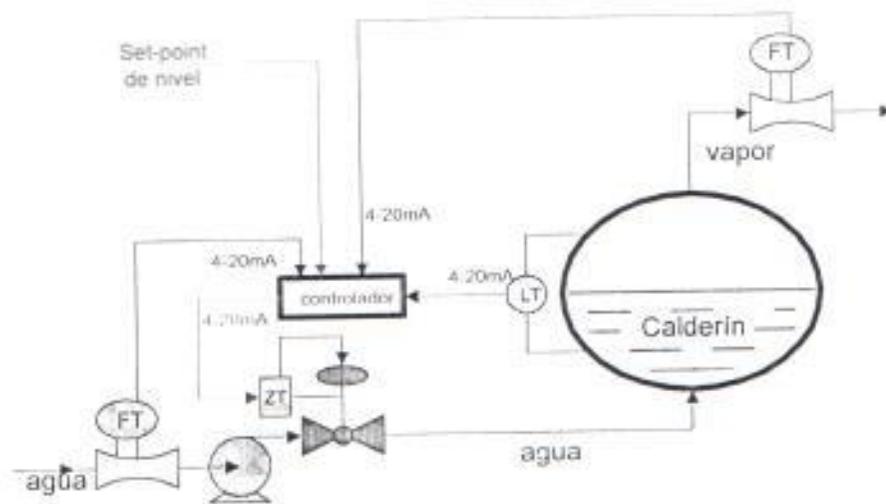


Fig. 4.2.- Control de nivel del calderín

Para ello se utiliza un control de lazo cerrado en donde tres transmisores, a través de sus elementos primarios, envían sus señales a la sala de control, en donde se halla ubicado el controlador del proceso. Estos transmisores son:

- Un transmisor de nivel LT que envía una señal de 4-20mA proporcional al nivel de agua del calderín.
- Un transmisor de caudal de agua FT que envía una señal de 4-20mA proporcional al flujo de agua que fluye en ese instante.
- Un transmisor de flujo de vapor FT con señal 4-20mA proporcional al flujo de vapor que sale del calderín en ese instante¹.

Una vez que el controlador recibe estas señales de 4-20mA, las manipula de acuerdo a un algoritmo que se haya grabado en su memoria y ejecuta los cálculos correspondientes y así envía una señal de salida de 4-20mA al posicionador de la válvula de control ZT que es el que ordena a la válvula cuanto cerrar o abrir su obturador. Por ejemplo, si hay una orden de subida de carga en la central, la turbina abre más su válvula de admisión de vapor, y por ende la caldera siente una disminución de presión en el calderín por lo que el nivel de agua, una vez pasados los fenómenos oscilatorios, tenderá a bajar de su cota de ajuste. Esta bajada de nivel es enviada por el transmisor de nivel LT al controlador por lo que este envía una orden para abrir más la válvula de control y así equilibrar el nivel para la nueva condición de carga. La válvula abrirá hasta que el flujo de agua dado por la bomba sea

¹ Cabe señalar que se podría haber utilizado tan solo el transmisor de nivel LT, ya que tan solo nos interesa mantener el nivel del calderín en su cota de ajuste. Sin embargo, debido a fenómenos que se producen en los cambios de carga, se producen oscilaciones en el nivel opuestas a los cambios de carga debido a que el caudal de vapor crece o disminuye rápidamente. Es por ello, que para evitar falsas señales del transmisor de nivel, el controlador necesita conocer los flujos de agua y de vapor para tomar una decisión correcta y así mantener el nivel en su punto de ajuste o set-point.

igual al flujo de vapor requerido por la turbina. Lo mismo se podría decir para una condición de bajada de carga pero en sentido contrario.

4.1.2 El controlador

El controlador, podemos decir que es el cerebro de un lazo de control. Es el encargado de comparar una variable física con el valor deseado, interpretar el error o desviación y actuar en consecuencia según sus características para tratar de eliminar dicho error.

Elementos de un controlador.

Uno de los elementos fundamentales es la estación selectora manual-automático. Pasando dicha estación a manual, el operador puede generar una señal que actúa directamente sobre el elemento final. En automático, esta señal será la elaborada por los elementos de control del controlador. Los controladores por su acción pueden ser:

- a) Proporcional (P)
- b) Derivativo (D)
- c) Integral (I)

Pudiendo combinar sus acciones y ser:

- Proporcional + Integral (PI)
- Proporcional + Derivativo (PD)
- Proporcional + Integral + Derivativo (PID)

L. Controlador proporcional (P): Es el tipo más simple de controlador, con excepción del controlador de dos estados. La ecuación que describe su funcionamiento es el siguiente:

$$m(t) = base + K_1 [r(t) - c(t)] = base + K_1 e(t)$$

donde :

$m(t)$ = salida del controlador en mA

$r(t)$ = punto de consigna o setpoint en

$c(t)$ = variable medida o controlada; esta es la señal que llega del transmisor.

$e(t)$ = señal de error; es la diferencia entre el setpoint y la variable que se controla

K_1 = Ganancia del controlador o parámetro proporcional (adimensional)

$base$ = el significado de este valor es la salida del controlador cuando el $e(t)$ es cero.

En sistemas electrónicos, el rango de control estandarizado es de 4-20mA. Es de notar que la ecuación anterior define a un controlador de acción inversa, es decir, que si la variable que se controla se incrementa por encima del setpoint, entonces el error se vuelve negativo y la salida del controlador decrece. Para convertir la acción de un controlador inverso en

tonces, la ganancia K_1 se la hace negativa. El valor base se lo calibra dependiendo del valor deseado cuando la señal de error es cero.

En la ecuación anterior se ve que la salida del controlador es proporcional al error $e(t)$, la proporcionalidad la da el parámetro de ajuste K_1 . Con esta ganancia o sensibilidad del controlador, se determina cuanto se modifica la salida del controlador con un cierto cambio de error.

Los controladores que son únicamente proporcionales tienen la ventaja que solo cuentan con un solo parámetro de ajuste K_1 ; sin embargo, adolecen de un gran inconveniente: operan con una "desviación permanente" o "error de estado estacionario" en la variable que se controla. Esto lo hace incapaz de controlar procesos en donde se requiere mantener la variable medida o controlada lo más cerca del punto de consigna².

El controlador proporcional no tiene en sí "inteligencia" para controlar procesos en donde las perturbaciones tratan siempre de desviar la variable de control del punto de consigna.

↳ **Controlador proporcional + Integral (PI):** Para añadir inteligencia al controlador proporcional, se le añade la acción integral o de reajuste. En consecuencia el controlador se convierte en un proporcional-integral o PI y su ecuación descriptiva es la siguiente:

$$m(t) = base + K_1 e(t) + \frac{K_1}{\tau_i} \int e(t) dt$$

donde τ_i = tiempo de integración o reajuste en min/repetición.

Por tanto el controlador PI tiene dos(2) parámetros de ajuste K_2 y τ_i que se deben ajustar para tener un control satisfactorio. En términos reales el parámetro τ_i indica el tiempo que toma el controlador en repetir la acción proporcional. De la ecuación anterior se ve que mientras exista el error, el controlador PI se mantiene cambiando su respuesta, y por tanto, integrando el error para eliminarlo³.

↳ **Controlador Proporcional + Integral + Derivativo (PID):** En la mayoría de los casos se añade otro modo de control al controlador PI llamado control de acción derivativa que también se conoce como rapidez de derivación o preactuación. Tiene como propósito

² Muchos fabricantes de controladores, ya sea por hardware o software, no utilizan el término ganancia para designar la cantidad de sensibilidad del controlador, sino que utilizan el término "Banda proporcional" (PB), y se la expresa como $100/K_1$. Esto quiere decir que antes de ajustar el parámetro del controlador, hay que conocer si utiliza ganancia o banda proporcional. En procesos en que se controla la variable dentro de una banda del punto de consigna, los controladores proporcionales son suficientes.

³ El hecho que la señal de error $e(t)$ sea cero no significa que la integral sea cero. Esto significa el controlador PI integra una función de valor cero añadiendo este valor a la base para mantener sus salida constante. Algunos fabricantes no utilizan el término τ_i sino τ_i^R llamado rapidez de reajuste, que es el recíproco de τ_i .

anticipara hacia donde va el proceso mediante la observación de la rapidez de variación
del cambio del error, esto es su derivada. La ecuación descriptiva es la siguiente:

$$m(t) = base + K_1 e(t) + \frac{K_1}{\tau_i} \int e(t) dt + K_1 \tau_D \frac{de(t)}{dt}$$

donde τ_D = rapidez de derivación en minutos.

Por lo tanto para un controlador PID se tienen que definir tres(3) parámetros K_2 , τ_i y τ_D
que se deben ajustar para obtener un control satisfactorio.

En la acción derivativa, se da al controlador la capacidad de anticipar hacia donde va
el proceso, es decir, "ver hacia adelante" mediante el cálculo de la derivada del error. La
cantidad de anticipación se decide mediante el valor del parámetro de ajuste τ_D .

4.2 Control distribuido de la Central Térmica Trinitaria

Introducción

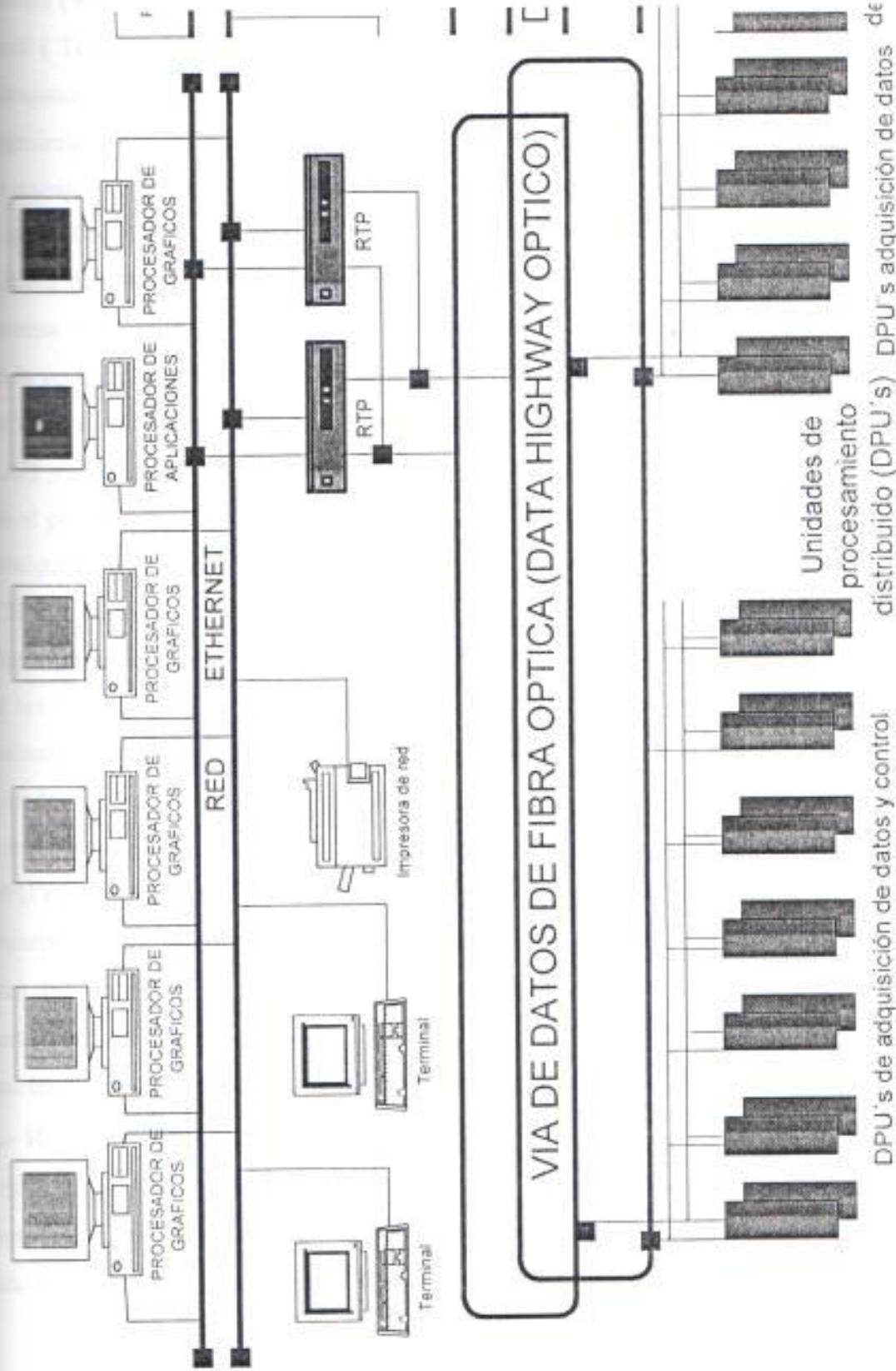
Como se dijo en el capítulo uno, la Central Térmica Trinitaria(CTT), está situada en las
medias de la ciudad de Guayaquil, Ecuador. La central se compone de una unidad
de 125MW. La unidad está compuesta por una turbina de la empresa **ABB** y una
caldera fabricada por la compañía **Babcock & Wilcox**. El control principal así
como la función de adquisición de datos es realizada por el Sistema de control distribuido
MAX 1000 de la empresa **MAX Control Systems**.

El sistema de control principal realiza las funciones de control analógico de la caldera y
sistemas auxiliares, control binario de los dispositivos lógicos y las funciones de
supervisión y adquisición de datos.

4.2.2 Hardware y funciones del sistema MAX 1000

El conjunto del sistema se basa en las capacidades distribuidas tanto de control como de
adquisición de datos que el sistema de MAX 1000 posee. El sistema está dividido en
subsistemas que se refieren y relacionan con las porciones del proyecto tanto del sistema
de control analógico (CCS) como del sistema de adquisición de datos (DAS). El control de
los dispositivos lógicos (on/off) se encuentra incluido en ambos subsistemas⁴.

⁴ Es decir, en cuanto al control analógico se refiere, un grupo de dispositivos recogen los datos de los
diversos instrumentos de campo, los procesa y según el algoritmo o programa fijado envían señales de
control al campo. Otro grupo de dispositivos solo adquieren datos de campo pero no emiten ninguna señal
de control; solo se los utiliza para presentación y visualización en las pantallas gráficas. En cuanto al
control binario o digital, en ambos grupos de dispositivos se haya programada toda la lógica necesaria para
el control digital de la central.



DPU's de adquisición de datos y control distribuido (DPU's) de adquisición de datos de

Fig.- 4.3 Sistema de Control Distribuido MAX 1000

La interface de operación para las estrategias de control se realiza mediante estaciones de trabajo (Workstations) que incluyen monitores de visualización (CRT) de 19" con pantalla táctil (Touch screen) y que están basadas en el paquete de software gráfico DATAVUE trabajando en un entorno WINDOWS 95. Existe un puesto de ingeniero (estación de ingeniería) compuesto por un monitor gráfico de idénticas características de las estaciones de trabajo y un monitor de aplicaciones con su correspondiente procesador trabajando en sistema UNIX ⁵. En la figura 4.3 de la página siguiente se tiene un mapa general del sistema de control distribuido MAX 1000 de la CTT. Como se muestra en la figura, el sistema consta de cuatro(4) *Procesadores Gráficos (GP's)* que visualizan todo el proceso de la central a través de sus pantallas gráficas diseñadas con el software gráfico Datavue. Se tiene además la estación de ingeniería compuesto por el *Procesador de Aplicaciones (AP)* y otro Procesador de Gráficos que sirve también como terminal virtual para el AP. En el procesador de aplicaciones se tiene instalada toda la base de datos del sistema y la configuración de toda la unidad. Más abajo se tiene dos *Procesadores de tiempo Real o RTP's*. Estos procesadores de tiempo real son los encargados de comunicar los datos adquiridos de campo, a través de las unidades de procesamiento distribuido, a las pantallas de los GP's. Los RTP's y los GP's se comunican a través de una **red Ethernet** de 10Mbps redundante. *Las Unidades de Procesamiento Distribuido (DPU's)* a través de módulos de entrada/salida son las que captan las señales de campo y al mismo tiempo envían señales de control analógico o digital para el control de los diferentes sistemas de la central. Las DPU's están entrelazadas a través de un lazo de comunicación óptico o **Data Highway** redundante diseñado especialmente para este tipo de control de centrales térmicas. Este lazo de fibra óptica recoge/envía la información de las RPU's ⁶, que albergan a las DPU's junto con sus fuentes de alimentación y sus tarjetas de E/S, y a través de los RTP's conecta con las estaciones de trabajo y la estación de ingeniería, se decir, con los GP's y AP's.

2.- Red de control y Adquisición de datos

El *Data Highway* es un bus doble y en anillo cerrado de fibra óptica que utiliza un protocolo de alta seguridad HDLC del tipo "token passing" ó *paso de testigo* basado de un lado en un ciclo de tiempo determinístico para que cada estación disponga de un tiempo de

⁵ Más adelante veremos con más detalle estos componentes de la red MAX 1000. Cabe dejar claro que el control de todo el proceso de la central se lo realiza a través de las Unidades de procesamiento Distribuido.

⁶ Una RPU (Unidad de procesamiento remoto) es un conjunto de DPU's. Cada DPU de la CTT se haya instalada en una cabina determinada junto con sus módulos de entradas/salidas. Cada DPU tiene en su cabina otra DPU de respaldo que tomará automáticamente el control en caso de fallo de la DPU principal.

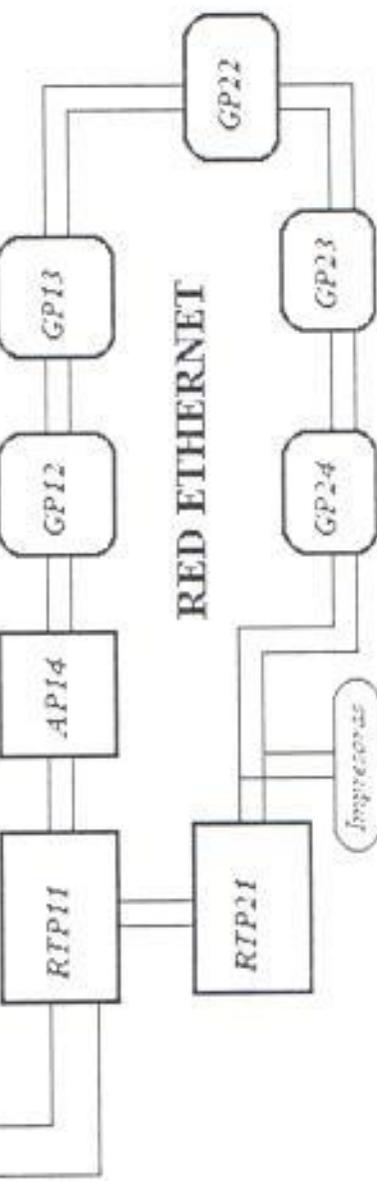
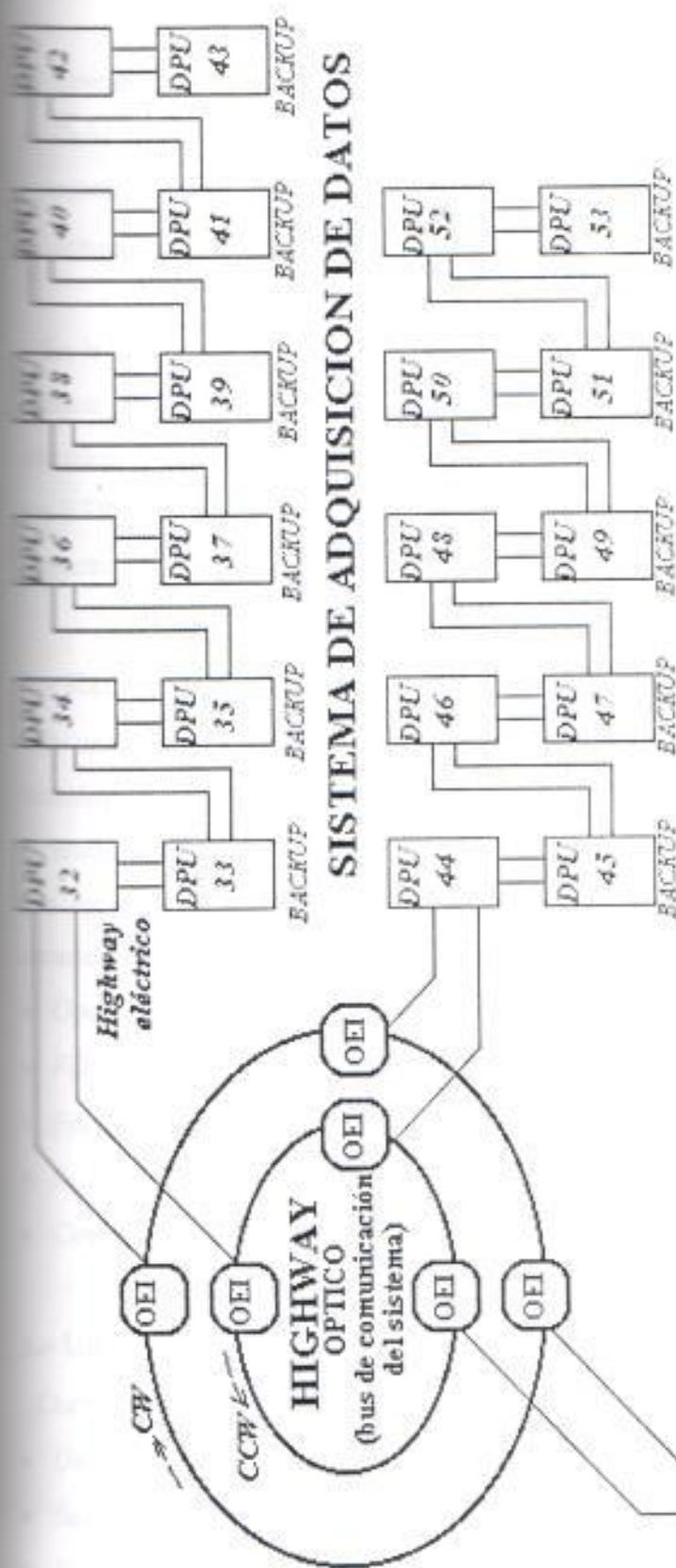


Fig 4.4 RED MAX 1000 DE LA CENTRAL TERMICA TRINITARIA.

garantizado y de otro en la técnica "check before execute" que dota al sistema de la alta seguridad. Dicho Data Highway proporciona las siguientes características:

- *Comunicación doble y redundante*
- *Debe de romperse por cuatro(4) puntos simultáneamente para pérdidas de comunicación*
- *Inmunidad a todo tipo de interferencias o de ruido*

En la figura 4.4 se muestra con más detalle la red de control de la CTT. Nótese que existen unidades de *Interface Optico/Eléctricas (OEI)* para convertir señales ópticas en eléctricas y viceversa. Los OEI's comunican tanto las cabinas de electrónica RPU como las RTP's con el Data Highway, siendo alimentados a 24Vdc. En la figura 4.5 se tiene un esquema de la distribución de energía para el MAX 1000.

3.- Red de operaciones y supervisión

Es una red de operaciones estándar tipo Ethernet de arquitectura abierta utilizando tecnología CSMA y de muy alta velocidad de tráfico (10 MB actualizable a 100MB). Sirve de unión entre los GP's, los RTP's, el AP y resto de periféricos de la sala de control como por ejemplo impresoras y terminales remotos. Proporciona al sistema las siguientes características:

- *Operaciones en la red a velocidad ultrarápida*
- *Fácil interface con otros computadores y redes*
- *Fácil crecimiento y mantenimiento*
- *Se adapta a actualizaciones como el Ethernet de 100MB*
- *Compatible con actualizaciones futuras*

4.- Unidades de Procesamiento Remoto (RPU)

Como se indicó en el apartado anterior, la RPU es un conjunto de:

- *Unidades de Procesamiento Distribuido (DPU's)*
- *Sus correspondientes tarjetas de E/S*
- *Fuentes de alimentación redundantes*
- *OEI's*
- *Cabinas con sus bastidores*

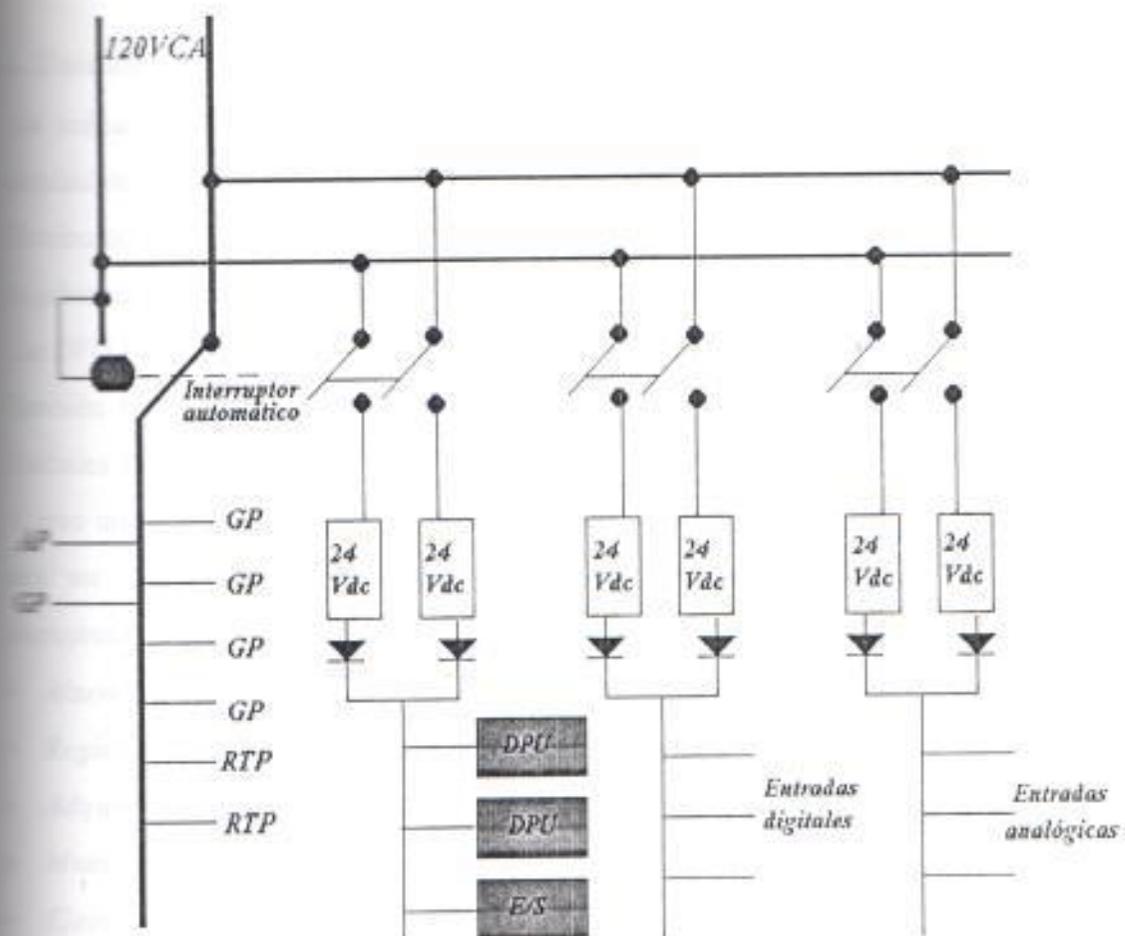


Fig.- 4.5 Distribución de energía para el Sistema MAX 1000

En el caso concreto de la CTT, las Rpu's se han diseñado para que alojen tanto a la electrónica propia del sistema (fuentes de alimentación, unidades procesadoras, módulos E/S y OEI's) como a las borneras de interconexión con el cableado de campo⁷. Los módulos de E/S son del tipo utilizado en plantas de generación eléctrica. Cumplen con las normas IEEE y pueden soportar 250V en sus entrada sin ningún problema. Estos módulos se comunican con las DPU por medio de un bus paralelo de alta velocidad. En casos de fallos de la tarjetas de E/S, su configuración se mantiene a través de una memoria EEPROM. Se usan amplificadores de ganancia variable en las tarjetas de entradas analógicas para que puedan servir tanto a las termocuplas y a las entradas de alto nivel de

⁷ El conjunto de RPU está formado por 11 cabinas dobles (electrónica y borneras) de dimensiones externas de cada conjunto de 2200mm(alto), 600mm(ancho), 600mm(profundo) y una cabina doble de las mismas dimensiones externas para distribución de las alimentaciones.

«20mA. Se utiliza un multiplexor de estado sólido y un convertidor A/D de 15bits. Un convertidor de A/D puede recibir hasta 16 entradas análogicas. Hay un convertidor D/A para cada salida.

4. Unidad de Procesamiento Distribuido (DPU)

La unidad de procesamiento distribuido o DPU es la que realiza las funciones de adquisición de datos primaria, control y procesamiento de datos para el Sistema de Control Distribuido MAX 1000. La DPU es un módulo autónomo que se ocupa una sola ranura en un gabinete de una Unidad de Procesamiento Remoto o RPU.

La DPU ha sido diseñada para operar con combinaciones de módulos de Entrada/Salida. También tiene capacidad de comunicarse con otros dispositivos tales como PLC's, y Unidades Terminales Remotas.

Como una estación de canal de comunicaciones, la DPU examina y procesa información para ser usada por otros dispositivos del sistema MAX 1000. Cada DPU usa tres microprocesadores para realizar las siguientes funciones:

- *Alarmas y cálculos*
- *Registro de datos de secuencia de eventos (SOE)*
- *Adquisición de información de tendencias*
- *Muestreo continuo del bus*
- *Ejecución de bloques de control y datos definidos para control de procesos y adquisición de datos.*
- *Ejecución de programas escritos por el usuario en el Lenguaje de Ingeniería de Control Extendido (ExCEL) de MAX Control System*

Panel frontal de la DPU.

El panel frontal de la DPU contiene siete(7) secciones distintas, que permite al operador visualizar o controlar distintos aspectos de la DPU. La figura muestra el panel frontal y chasis de la DPU. Se la puede dividir en las siguientes secciones:

1. *Sección del canal de comunicaciones*
2. *Selección de función*
3. *Selección de valor*
4. *Selección de Estado*
5. *Sección de Respaldo*
6. *Sección de Entradas/Salidas*
7. *Sección de llave*

Para que una DPU entre en funcionamiento, debió haber sido cargada una base de datos a través del "Constructor de configuración" en el procesador de aplicaciones o AP. En esta base de datos, la DPU obtiene toda la información tanto para el control analógico como

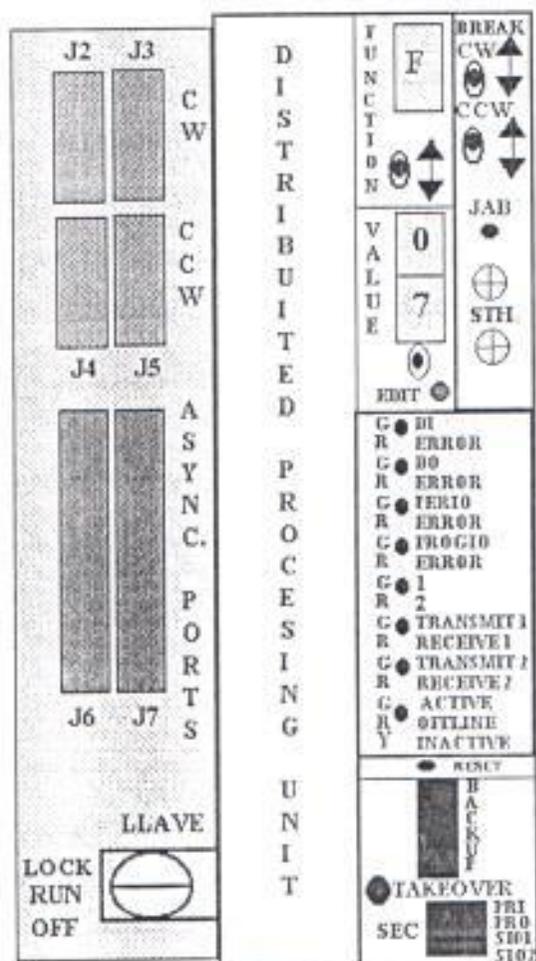


Fig.- 4.6 Panel frontal y lateral de la DPU

para el digital. Cuando una DPU pierde o se desea modificar su base de datos, hay que "recargar la base de datos de la DPU" a través del AP. Para seguridad, la DPU se puede configurar para aceptar o no aceptar Recargas e Instalaciones de su base de datos, en base a la posición de la llave de bloqueo o en base a la selección del botón de la pantalla de "Estado de DPU". Las selecciones son:

- *Offline* (Fuera de línea)
- *Run* (Trabajando)
- *Lock* (Bloqueado)

A continuación pasamos a ver con más detalle las distintas funciones y características de las DPU's, analizando las siete(7) secciones dadas anteriormente.

1.- Sección de Canal de Comunicaciones (DHW)

La sección DHW del panel de la DPU se encuentra en la parte lateral de arriba a la izquierda. Contiene dos selectores giratorios (STH) que proporcionan el número de la estación. Este número viene dado en hexadecimal y el selector superior indica el dígito más significativo y el inferior el menos significativo. Por ejemplo para la estación 72 se tiene que ingresar el No 48 Hex . Cada DPU en el canal de comunicaciones tiene un número de estación o dirección única entre 32 y 63 hex. Seguidamente se tiene el LED de error JAB(JABberhalt) indica que ha transcurrido el tiempo para transmisiones muy largas. Se tiene también dos selectores de cambio que se pueden usar para simular un rompimiento (BREAK) con el canal de comunicaciones tanto en CW como en CCW.

2.- Sección de Función.

Esta sección tiene un LED de siete segmentos que muestra varias funciones como un número hexadecimal. La principal función es el cero(0) y nos indica el estado del canal de comunicaciones a la que está conectada la DPU. El valor de la función seleccionada se muestra en la sección VALUE de abajo.

3.- Sección de Valor.

La sección de valor posee dos Led's de siete(7) segmentos que muestran el valor de la función seleccionada en la sección FUNCION. Para cambiar el valor de la función se utiliza el interruptor hacia abajo y hacia arriba. Se introduce un nuevo valor al presionar el botón EDIT.

4.- Sección de estado.

La sección de LED's de estado.- que se encuentra debajo de la sección VALUE.- tiene ocho(8) LED's de tres colores en donde:

G = Verde: indica todos los puntos buenos

R = Rojo: indica todos los puntos malos

Y = Amarillo: indica algunos puntos malos y algunos buenos

Los LED's indican el estado de algunas tareas, tales como examinar el bus de E/S, el estado actual de la DPU etc. A continuación se indica estas funciones:

<u>ERROR DI</u>	<u>Muestreo de entrada digital</u>
G	Todos los puntos buenos
R	Todos los puntos malos
Y	Algunos puntos buenos y otros malos
OFF	No se está ejecutando ningún punto

<u>ERROR DO</u> G R Y OFF	Muestreo de salida digital Todos los puntos buenos Todos los puntos malos Algunos puntos buenos y otros malos No se está ejecutando ningún punto
<u>ERROR PERIO</u> G R Y OFF	Muestreo periódico de E/S Todos los puntos buenos Todos los puntos malos Algunos puntos buenos y otros malos No se está ejecutando ningún punto
<u>ERROR PROGIO</u> G R Y OFF	Muestreo ExCEL del bus E/S paralelo Todos los puntos buenos Todos los puntos malos Algunos puntos buenos y otros malos No se está ejecutando ningún punto
<u>BATERIA 1</u> <u>BATERIA 2</u>	G= Fallo de batería 1 R= Fallo de batería 2 Y= Fallo de ambas baterías
<u>TRANSMICION 1</u> <u>RECEPCION 1</u>	G= Puerto en serie 1 transmitiendo R= Puerto en serie 1 recibiendo
<u>TRANSMICION 2</u> <u>RECEPCION 2</u>	G= Puerto en serie 2 transmitiendo R= Puerto en serie 2 recibiendo
<u>ACTIVE</u> <u>OFFLINE</u> <u>INACTIVE</u>	G= DPU activa R= DPU fuera de línea Y= DPU inactiva (par de respaldo, esta DPU está inactiva)

5.- Sección de Respaldo (BACKUP)

Esta sección tiene un interruptor de cuatro(4) posiciones, un botón TAKEOVER y un conector de cable de cinta. Este cable se usa cuando la DPU tiene respaldo por lo que en fallo de una, inmediatamente pasa a funcionar la DPU de respaldo. Cuando dos DPU se utilizan en una configuración de respaldo, al presionar el botón TAKEOVER se fuerza a esa DPU a tomar el control, colocando a la otra DPU en espera o inactiva. En cuanto al interruptor de cuatro(4) posiciones o Dip-Switch se tienen las siguientes opciones:

PRI	Designa a la DPU como primaria o secundaria
PIO	Designa el bus de I/S paralelo separado o compartido
SI01	Designa un enlace separado o compartido con el puerto serie 1 (J6)
SI02	Lo mismo que SI01 pero en el puerto en serie 2 (J7)

6.- Sección de Entrada/Salida

La parte superior izquierda del chasis es el "canal de comunicación de datos". Tiene dos (2) grupos de conectores macho y hembra de 9 pines, que se utilizan para conectar los cables del Canal de Comunicaciones en el sentido de las agujas del reloj (CW) y en el sentido contrario de las agujas del reloj (CCW). Las posiciones para J2 y J3 son para CW y J4 y J5 para CCW.

Justo debajo de las conexiones del canal de comunicaciones, hay dos conectores D machos de 25 pines J6 y J7 llamados puertos en serie ASCII. Estos dos puertos proporcionan enlace con PLC's, multiplexores remotos, etc. Los parámetros, tales como frecuencia de baudío, paridad y números de bit de paro, se escogen cuando se define la DPU durante el proceso de construcción de la configuración o directamente en la Página de Interacción 9 cuando la DPU está fuera de línea.

7.- Sección de la llave

La llave se puede colocar en tres posiciones. La DPU se puede operar con la llave en sitio o sin la llave, y la llave se puede remover a cualquier posición. Las posiciones de la llave indican lo siguiente:

1. **RUN:** Llave en posición horizontal. La DPU ejecuta funciones definidas en su base de datos. Se permite recargas de la base de datos. No se permite la configuración desde la Página de Interacción 9.
2. **OFFLINE:** Llave en posición vertical, $\frac{1}{4}$ de vuelta en el sentido contrario a las agujas del reloj desde la posición RUN. La DPU realiza un muestreo de las entradas pero no ejecuta las salidas. Esta posición se pone automáticamente cuando se detecta un diagnóstico fatal en las posiciones RUN y LOCKED.
3. **LOCKED:** Posición vertical, $\frac{1}{4}$ de vuelta en el sentido de las agujas de reloj desde la posición RUN. La DPU ejecuta las funciones definidas en su base de datos. Posiblemente no se permitan recargas y cambios de pantallas, dependiendo de la configuración de la DPU que se muestra en la Página de Interacción 9.

Entonces como resumen se puede decir que:

En una configuración redundante, una DPU está designada como unidad primaria y la otra DPU como unidad secundaria. El control del proceso se puede transferir automáticamente (cambio por avería) o puede ser ejecutado manualmente. El cambio automático por avería solo ocurre de la DPU primaria a la secundaria y no viceversa.

A cualquier DPU se le puede asignar el control del proceso de forma manual al presionar el botón TAKEOVER en el panel frontal de la unidad. Un cable de cinta de 26 conductores conecta la DPU primaria con la secundaria. El enlace en serie lleva información y señal de reloj entre la DPU primaria y secundaria, así como la señal de estado que determina cual DPU está activa. Si se remueve este cable en cualquiera de las DPU, la unidad se coloca como activa.

e.- Estaciones de operación e Ingeniería

Son la interface de ingeniería para que el operador/ingeniero de planta se comunique con el proceso o el propio sistema (configuración y autodiagnos). Básicamente estas estaciones de operación se componen de un procesador alojado en una cabina metálica (cabina de procesadores) y un monitor con sus correspondientes periféricos. La estación de operación o Workstation, es la interface del sistema para que los operdores de la planta se relacionen con el proceso. A través de ellas, los operadores ejecutan (véanse las figuras 4.7 y 4.8 en las pág. siguientes):

- *Visualización del estado de planta*
- *Ejecución/Inicialización de acciones de control*
- *Visualización de las curvas de registro (trending)*
- *Conocimientos de las alarmas de proceso e iniciación de alarmas correctivas*
- *Conocimiento del estado del sistema (alarmas de diagnóstico)*

Las estaciones de operación de la CTT incluyen además:

Botones para

- *Reconocimiento de alarmas*
- *Silenciado de alarmas*
- *Presentación SUMARIO de alarmas*
- *Reconocimiento ACK del punto*
- *Acceso al "Area", "Sección", y "Equipo" seleccionado.*
- *Presentación páginas interactivas de las DPU's.*

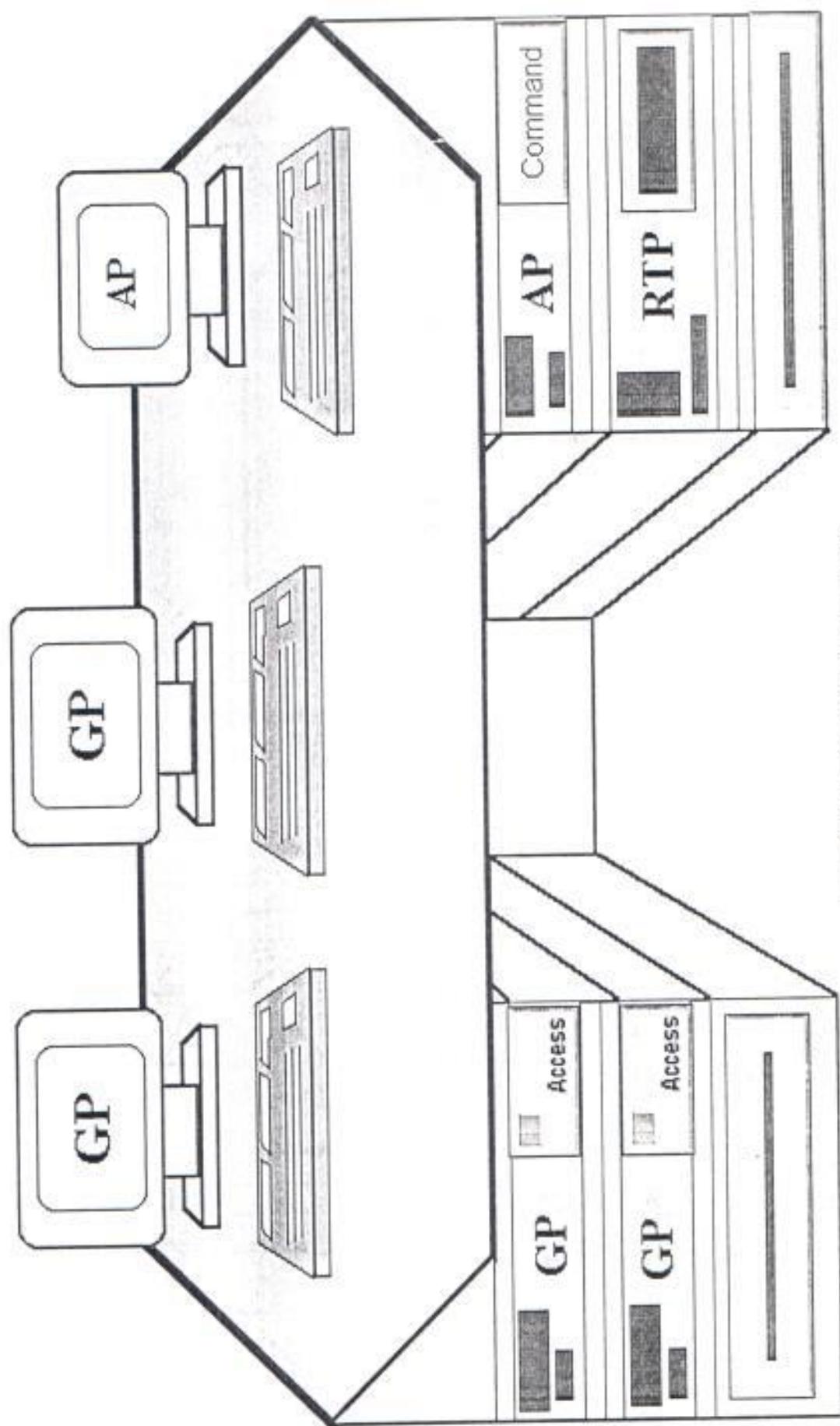


Fig.4.7 Estación de trabajo

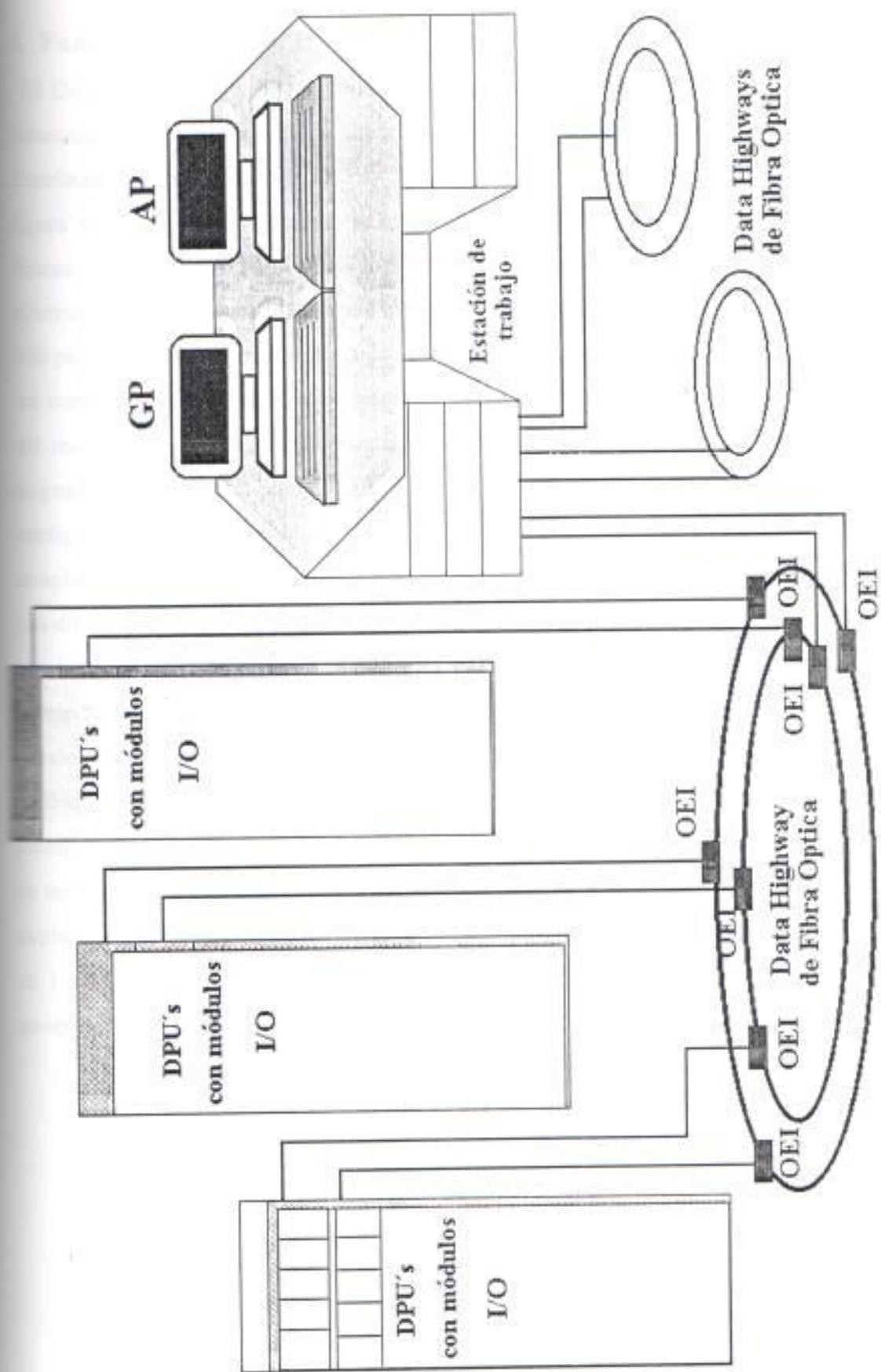


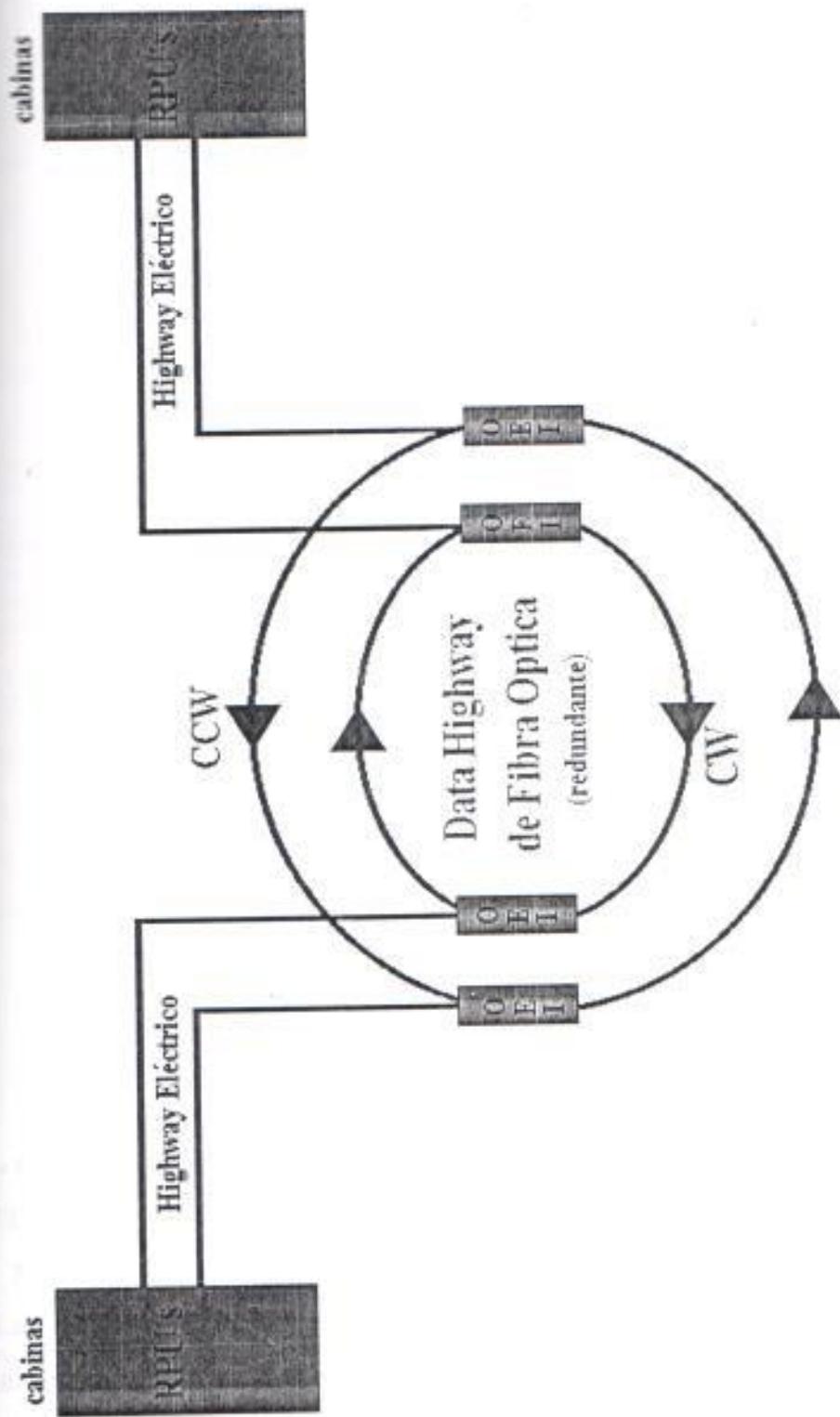
Fig.- 4.8 RPU's conectados al Data Highway y Workstation

E Funcionamiento del DATA HIGHWAY (DW)

El Data Highway o canal de comunicación de datos de fibra óptica es una red de alto funcionamiento que une todos los dispositivos. El canal de comunicaciones requiere Interfaces Ópticas Eléctricas (OEI's), pero no necesita gateways o interfaces de bus. En la figura 4.9 de la página siguiente se muestra los componentes del DW. Los componentes físicos del canal de comunicaciones incluyen procesadores del canal, OEI's, cables eléctricos y terminadores. En casos especiales, sistemas pequeños con una distancia total de 300 pies, el canal de comunicaciones se puede configurar sin cable óptico y OEI's. Todos los componentes están en pares, proporcionando rutas de datos en el sentido de las agujas del reloj (CW) y en el sentido contrario a las agujas del reloj (CCW). Los dispositivos asignados al DW tales como DPU's, Workstations, se les llama estaciones. Ellos se configuran y definen usando el "Constructor de Aplicaciones MAX 1000" del procesador de aplicaciones (AP).

Las diferentes tipos de estaciones se distribuyen en ubicaciones convenientes a lo largo del canal de comunicación. Cada estación se identifica con una dirección única y se le da acceso al canal de comunicaciones por un procedimiento del paso del token.

Todos los mensajes van por ambas rutas ópticas CW y CCW, permitiendo que al receptor use el primer mensaje que le llegue. Por lo tanto, la red óptica completa está protegida contra mensajes perdidos debido a la rotura de cables. La red física es un enlace de comunicación óptico/eléctrico híbrido redundante de 500Kbits por segundo y de medio dúplex. La red óptica total está configurada como dos anillos, cada uno capaz de soportar de 1 a 10 redes eléctricas locales. Los enlaces eléctricos se conectan con la red óptica a través de las OEI's para formar redes eléctricas locales de múltiples caídas.



CW: A favor de las manecillas del reloj

CCW: Contra las manecillas del reloj

Fig. 4.9 Componentes del Data Highway

Cada ramal eléctrico es capaz de soportar hasta 15 estaciones. Un canal de comunicaciones puede soportar hasta 32 estaciones (fig. 4.10).

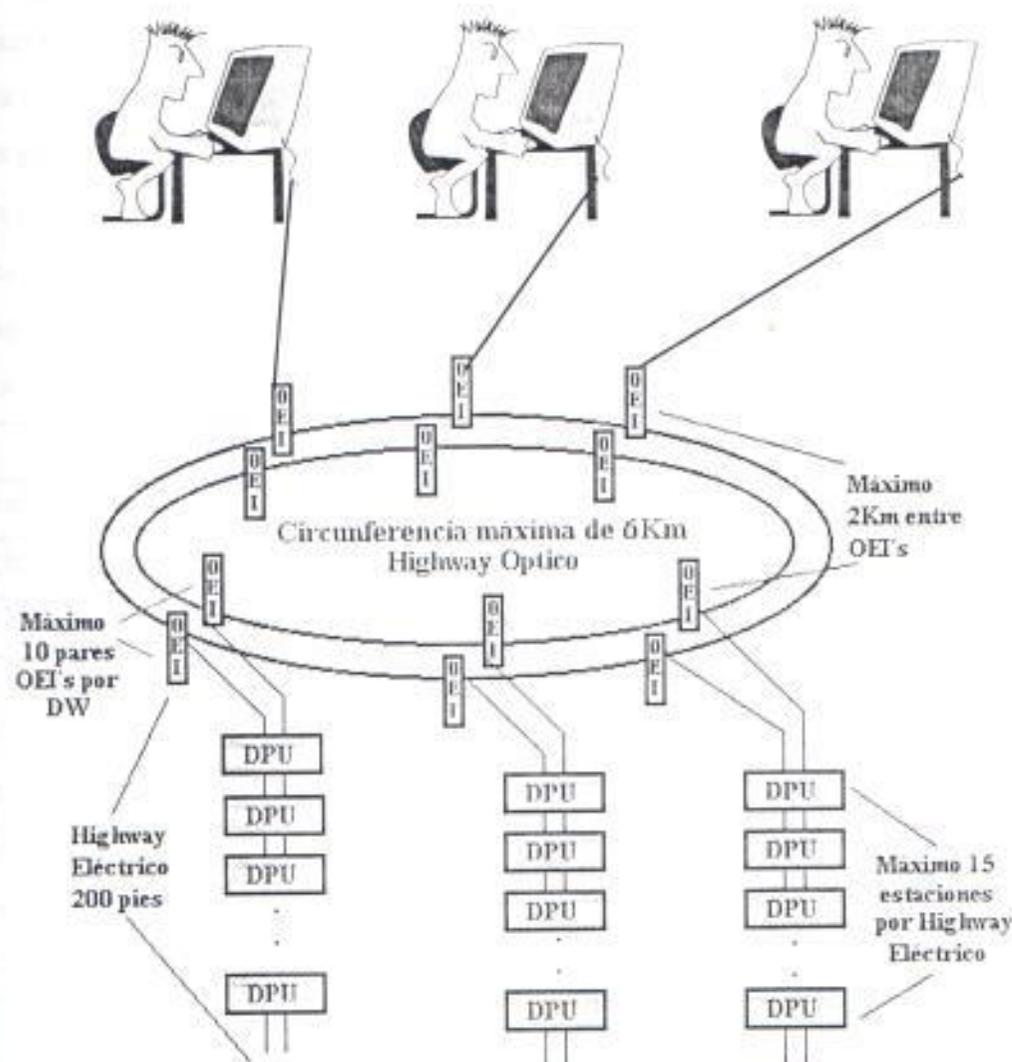


Fig.- 4.10 Especificaciones del DATA HIGHWAY

L- Categoría de las Estaciones

El canal de comunicaciones del MAX 1000 soporta dos categorías de estaciones:

- **Monitores del sistema**

Las estaciones de trabajo incluyen el Procesador de Gráficos o GP, el Procesador de Aplicaciones o AP, y el Procesador de Tiempo Real o RTP.

- **Controladores**

Unidad de Procesamiento Distribuido o DPU.

Los monitores del sistema, visualizan todo el tráfico de la red de canal de comunicaciones. Ellos pueden obtener la información del funcionamiento y estado del DW y pueden detectar fallos. Los monitores del sistema pueden inicializar un canal de comunicaciones cuando se agrega o se eliminan estaciones, y pueden comenzar el

procedimiento del paso del token después de una interrupción. Cada canal de comunicaciones debe de tener por lo menos un monitor del sistema. Para propósitos de confiabilidad, se recomienda que cada canal tenga por lo menos dos monitores del sistema para asegurar que se continua el pasa del token si uno falla.

2- Lazos de Tráfico y dirección de Estaciones del Data Highway

Cada canal de comunicaciones está dividido lógicamente en tres lazos de tráfico por los cuales pasa el token:

- Un lazo de alto tráfico (llamado también *Lazo Alto*)
- Lazo de bajo tráfico #1 (*Lazo bajo 1*)
- Lazo de bajo tráfico #2 (*Lazo bajo 2*)

Cada lazo de tráfico se define como un juego de direcciones de estaciones reservadas:

LAZO DE TRAFICO	RANGO DE DIRECCIONES
Lazo alto	01 a 31 inclusive
Lazo bajo #1	32 a 47 inclusive
Lazo bajo #2	48 a 63 inclusive

Las estaciones se signan a los lazos de tráfico al darles una dirección para un lazo específico. Los monitores del sistema se asignan al lazo alto del canal de comunicaciones. En la CTT se tiene dos estaciones de trabajo WS1 y WS2 cada una con su cabina propia. En la siguiente tabla se da los componentes de cada estación de trabajo y su correspondiente dirección en el lazo de tráfico:

WS1	WS2
RTP11	RTP21
GP12	GP22
GP13	GP23
AP14	GP24

Archivos controladores y DPU's solo monitorean los mensajes para su dirección de estación o mensajes enviados a todas las direcciones. Cada archivo controlador y DPU se asigna a uno de los lazos bajos del canal de comunicación y se distribuyen tanto en el lazo

bajo #1 como en el lazo bajo #2⁸. En la fig. 4.11 se bosqueja el lazo alto junto con los lazos bajos con sus correspondientes direcciones y tiempos de acceso al token.

3- Paso del Token y Maestría del Canal de Comunicaciones

La red MAX 1000 usa una topología de *paso del token*. El *Token* se define como un símbolo virtual del derecho de iniciar comunicaciones en el canal de comunicaciones.

El paso del Token es la rotación de la maestría a las estaciones en un canal de comunicación. La Maestría se define como la posesión del token.

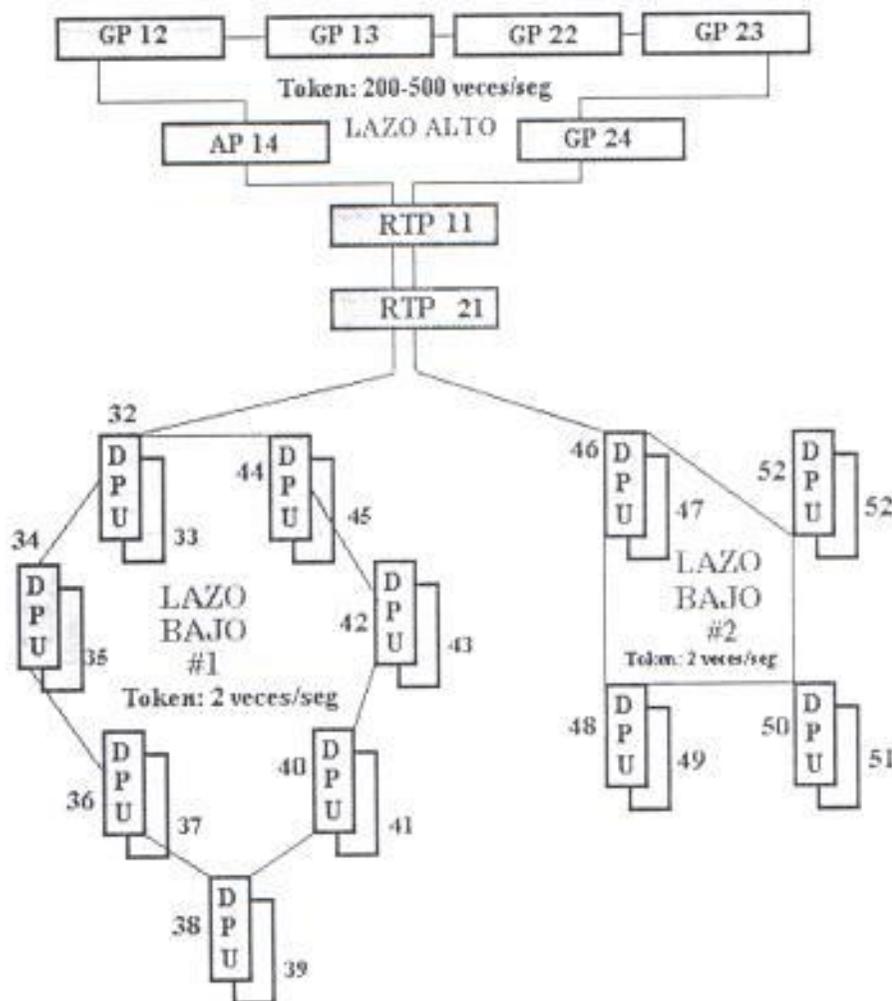


Fig.- 4.11 Lazos de Tráfico y paso del Token

El procedimiento del paso del token del MAX 1000 garantiza la maestría a cada estación del sistema y asegura la utilización eficiente del canal de comunicación bajo condiciones de alto tráfico en grandes sistemas. El token se pasa por el lazo alto a la máxima velocidad posible (fig. 4.11). A intervalos de $\frac{1}{4}$ de segundo, un monitor del sistema pasa el token a uno de los lazos bajos, comenzando por la dirección más baja de este lazo. La última

⁸ Los controladores redundantes o de respaldo deben tener direcciones consecutivas con la dirección del controlador secundario igual a la dirección del controlador primario más uno. Se debe de evitar el uso de

estación del lazo bajo regresa el token a la estación de lazo alto que le sigue a la estación que pasó el token al lazo bajo. Un cuarto ($\frac{1}{4}$) de segundo después el paso del token se hace al otro lazo bajo. Por lo tanto, las estaciones del lazo bajo tienen acceso garantizado a la maestría dos(2) veces por segundo.

El paso del token continúa de estación a estación sin ninguna intervención. Sin embargo, el token es visualizado por los monitores del sistema para asegurar la operación apropiada y para reportar y corregir cualquier problema⁹.

← Las Interfaces Optico/Eléctricas (OEI's).

Se transfieren tres tipos de datos por una Interface Optico/Eléctrica (OEI):

- Datos ópticos al cable de fibra óptica; los datos ópticos salen del emisor OEI óptico.
- Datos del anillo del cable de fibra óptica en la OEI; los datos del anillo los recibe el detector óptico de la OEI.
- Datos eléctricos bidireccionales entre la OEI y los módem de las estaciones en el ramal eléctrico local.

Una OEI funciona como una repetidora o como una transmisora cuando está conectada a un canal de comunicación eléctrico.

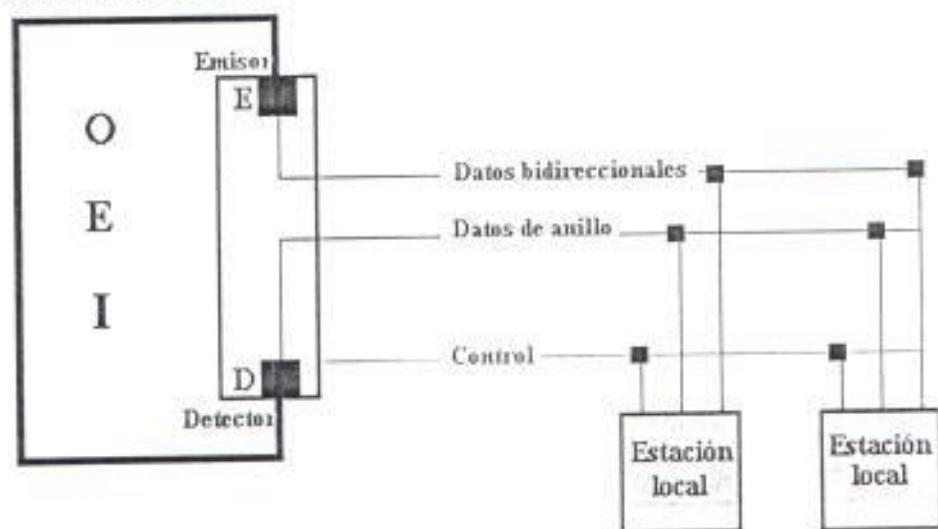


Fig.- 4.12 OEI funcionando como una transmisora

Cuando una OEI funciona como una *transmisora*, la señal de control permanece activa desde un módem de las estaciones eléctricas locales (fig. 4.12). La OEI convierte los datos bidireccionales del canal de comunicaciones eléctrico en datos ópticos, mientras que los datos de anillo son los datos recibidos de un canal de comunicaciones óptico.

las direcciones 47 y 48 como un par de respaldo debido a que están en lazos diferentes.

⁹ Cuando una estación falla o no puede recibir o transmitir el token, se genera un procedimiento llamado IGAP. El procedimiento IGAP (Initialize Go Ahead Pointers) optimiza la rotación del token al crear un nuevo estado cuando se intenta pasar el token a una estación inactiva. Cuando se ejecuta este procedimiento, solo se incluyen las estaciones que están activas.

El estado del cable es visualizado por cada estación que recibe el token. El estado del cable eléctrico se chequea durante la recepción de un mensaje en las líneas de datos bidireccionales. El estado del cable óptico se chequea durante la recepción de un mensaje en las líneas de datos de anillo.

Cuando no hay estaciones transmitiendo en el ramal eléctrico local, la OEI funciona como una repetidora óptica. Los datos ópticos aparecen como datos bidireccionales y datos de anillo en el canal de comunicaciones eléctrico local.

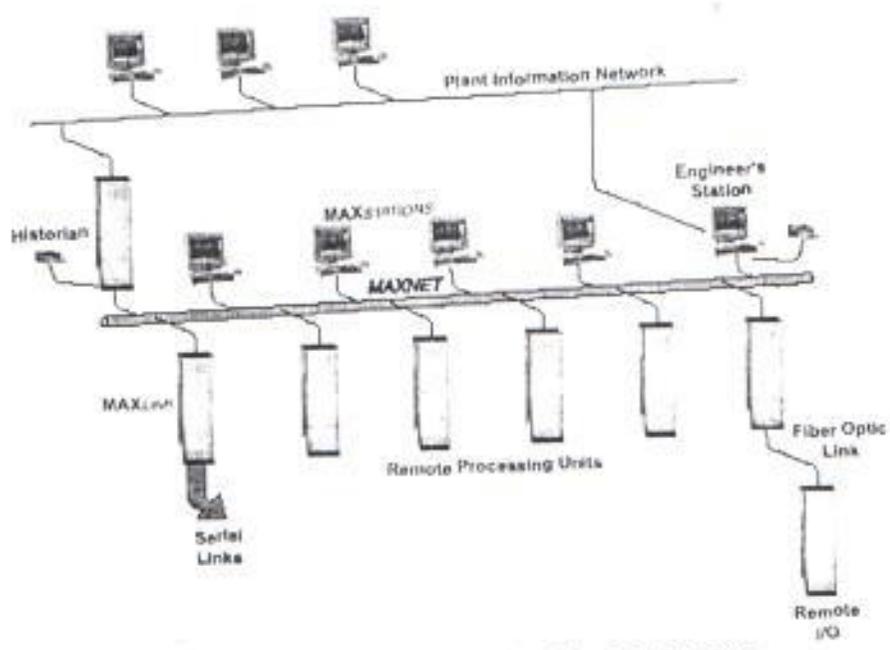


Fig.- 4.13 Sistema de comunicación MAXNET

4.3 Control integrado Caldera-Turbina

En la Central Térmica Trinitaria el sistema de control MAX-1000 supervisa todo el control de la central. Sin embargo, tanto la caldera como la turbina tienen su propio sistema de control compuesto de los respectivos sensores y sistema de adquisición de datos para el monitoreo y aplicación. BMS para la caldera, y Procontrol para la turbina. Estos subsistemas aseguran que tanto la caldera como la turbina funcionen de manera segura y confiable y con la más alta eficiencia posible. Además de controlar, estos sistemas monitorean condiciones peligrosas de funcionamiento para el equipo o personal de planta por lo que si el control no logra corregirlo dentro de un tiempo especificado, envía una orden de disparo de la unidad. En la página siguiente se tiene el esquema general de control coordinado caldera-turbina supervisado y monitoreado por el sistema de control MAX-1000.

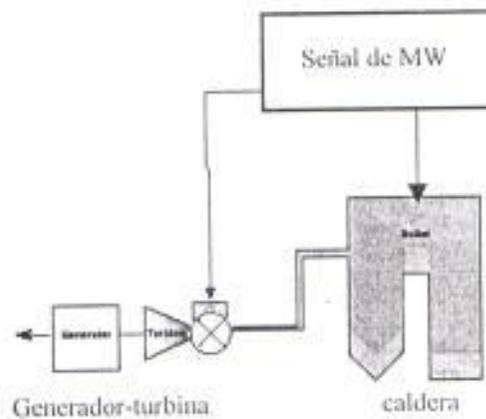


Fig.- 4.14 La señal de MW va a la caldera como a la turbina

Cuando se da una orden de subir o bajar los MW de la unidad, MAX-1000 lo envía tanto a la caldera como a la turbina. Esto es una ventaja en comparación con las plantas a vapor comunes en que la señal de MW se da solamente a la turbina para que ésta abra más sus válvulas de admisión, pero se pierde presión en la caldera y hay que esperar a que la presión recupere su valor como consecuencia del incremento de flujo de agua, combustible y aire en la caldera. Con el control coordinado caldera-turbina la presión en la caldera se mantiene constante a medida que las válvulas de control de la turbina se van abriendo para permitir más ingreso de vapor y poder vencer el aumento de "contratorque" por el aumento de carga, en el generador de la unidad.

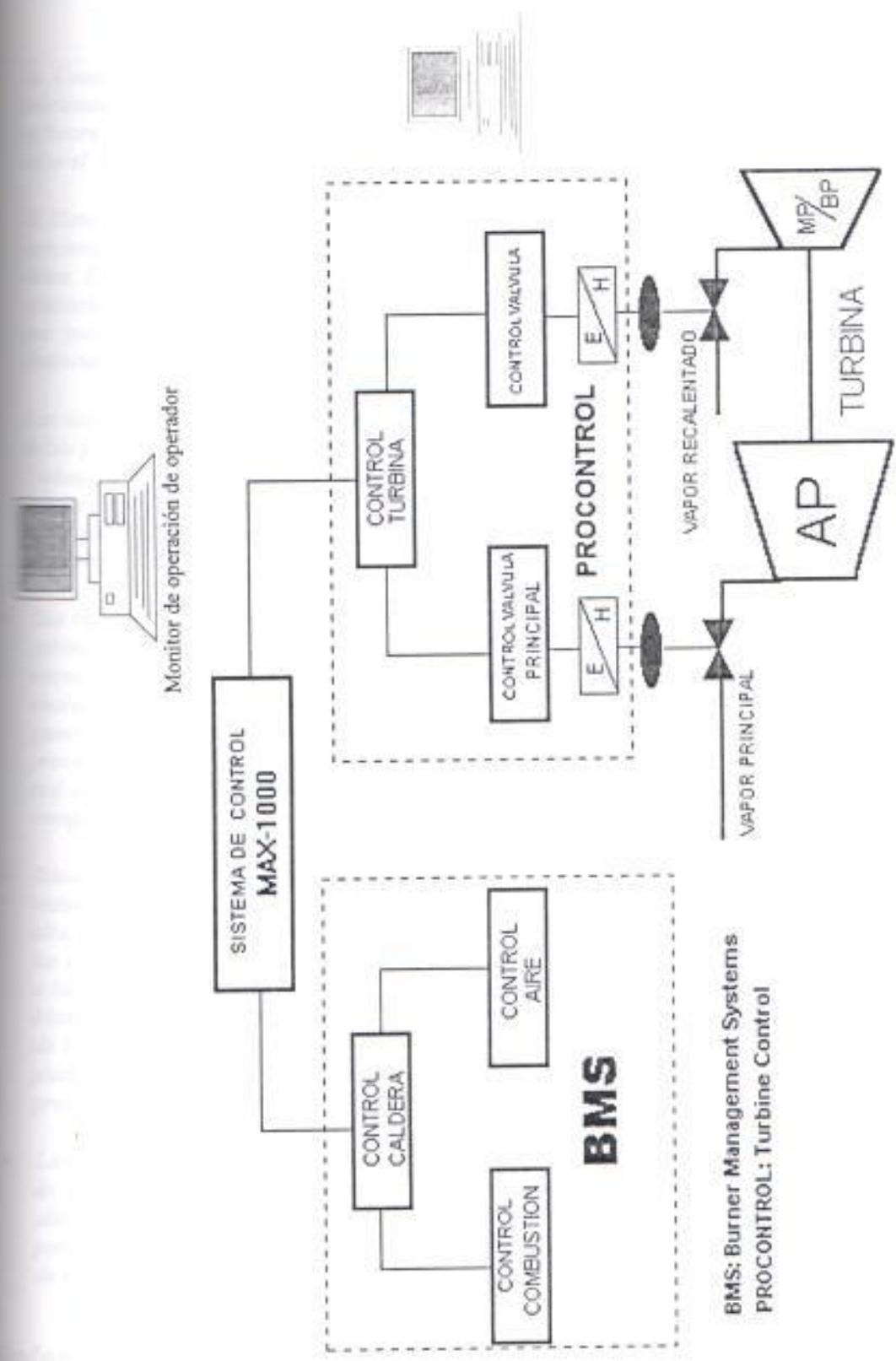


Fig.4.15 Control coordinado Caldera-Turbina

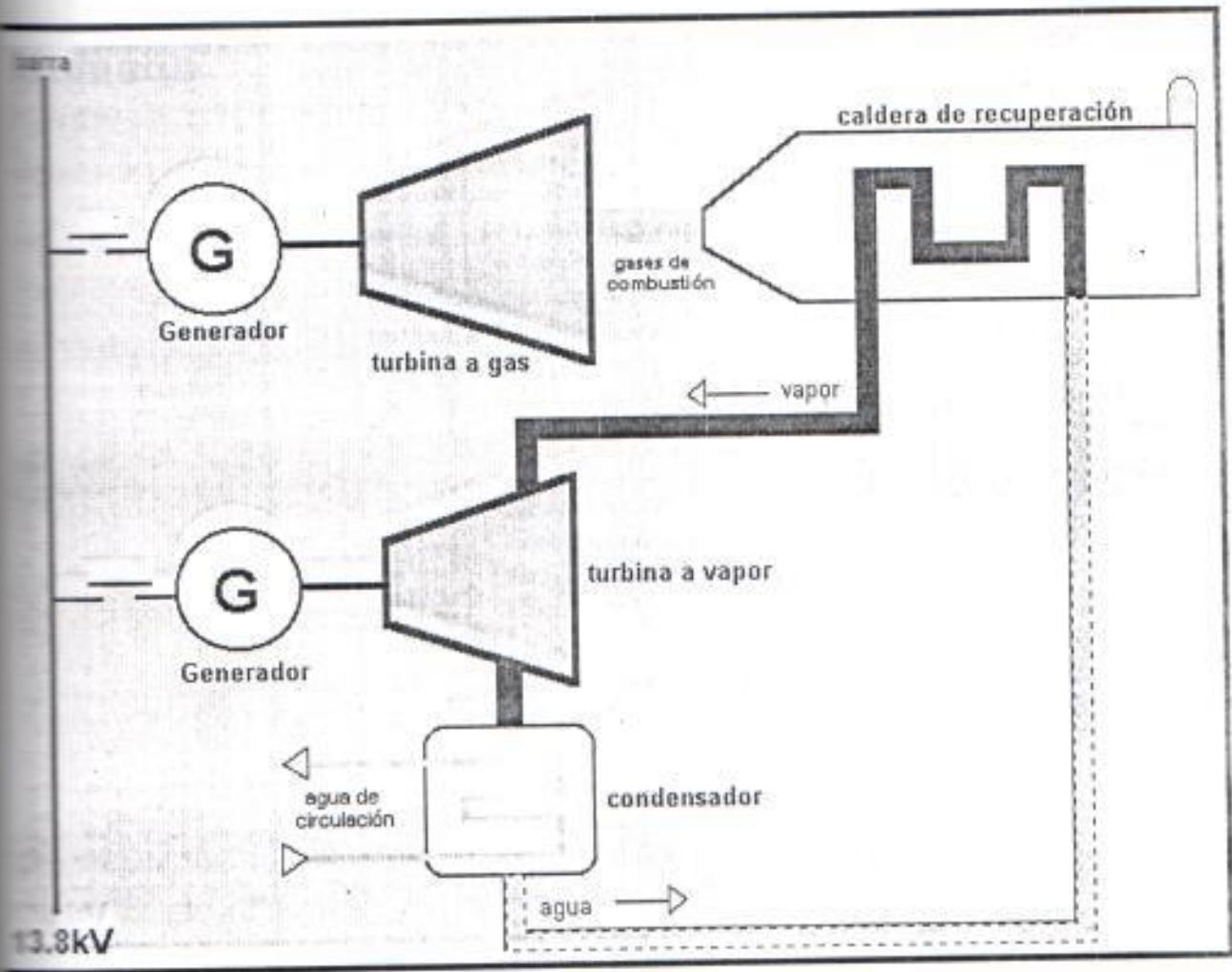
Síntesis

- La Central Térmica Trinitaria de 125MW está compuesta por una turbina ABB y una caldera fabricada por Babcock & Wilcox. Aunque la caldera y turbina tienen su propio hardware y software de control, el control principal así como la función de adquisición de datos lo lleva a cabo el Sistema de Control Distribuido MAX-1000 de Control Systems.
- El Sistema MAX-1000 se encuentra dividido en subsistemas que se refieren y relacionan con las porciones del proyecto tanto del sistema de control analógico como del sistema de adquisición de datos. El control de dispositivos lógicos se encuentra incluido en ambos sistemas. La interface de operación para las estrategias de control se realiza mediante estaciones de trabajo (Workstations) que incluyen monitores de visualización y que están basadas en un paquete de software gráfico Datavue trabajando en entorno Windows.
- Los datos recolectados de campo pasan a la red de control y adquisición de datos. Este es un bus doble y en anillo cerrado de fibra óptica que utiliza un protocolo de alta seguridad HDLC del tipo "token-passing" o paso de testigo; a esta red de control se la llama Data Highway (DW) que proporciona las siguientes características: 1.- comunicación doble y redundante, 2.- debe romperse por 4 puntos simultáneamente para pérdida de comunicación, 3.- inmunidad a todo tipo de ruidos que es muy común en estos sistemas.
- Los instrumentos de campo envían señales de corriente o voltaje a las tarjetas I/O ubicadas en las cabinas de la sala de control; luego son analizadas y procesadas en las DPU en donde se encuentran los algoritmos y la lógica del proceso. Cualquier DPU tiene acceso a la información de cualquier otra DPU a través del DW para efecto de cálculos o desarrollo de algoritmos PID para generar la correspondiente señal de salida a través de las tarjetas de I/O. Además de esto, los procesadores de tiempo real (RTP) conectan las estaciones de trabajo de los operadores con la red de control o DW permitiendo de esta manera monitorear y controlar el proceso desde el computador.
- Básicamente las estaciones de operación están conectadas a través de una red Maxnet redundante estándar tipo Ethernet de arquitectura abierta utilizando tecnología CSMA de muy alta velocidad de tráfico (10MB expandible a 100MB). La red Maxnet de la CTT garantiza a todas las estaciones de operación (4 en total) y a la estación de ingeniería acceso ilimitado sin demora a los datos de la red Ethernet. No hay límites para el número de estaciones conectadas a la red Maxnet por lo que puede ampliarse las estaciones de control donde más sea conveniente. A través de esta red, el operador de planta se relaciona con el proceso pudiendo visualizar el estado de la planta, ejecutar acciones de control, visualizar curvas de registros, conocer las alarmas del proceso e iniciar acciones correctivas y controlar los MW de la unidad.
- La CTT utiliza el concepto de control coordinado entre caldera-turbina para el control de carga de la unidad. La señal subir/bajar MW se distribuye tanto a la caldera como a la turbina, alterándose de esta manera la relación agua/fuego y combustible/aire sin perturbaciones. Esto permite mantener una presión casi constante en el caldero a medida que las válvulas de admisión de la turbina van alterando su apertura.

Referencias

- Seminario de operación y aplicación del sistema de control MAX-1000 para la Central Térmica Trinitaria., by Babcock & Wilcox Guayaquil-Ecuador 1998

3. DISEÑO DE UNA CENTRAL DE CICLO COMBINADO



El significado de la democracia no es: Yo soy igual a ti, sino tú eres igual a mí.

James Russel Lowell

Tantos hombres sin empleo y tantos empleos sin hombres.

Anónimo

En nuestro país bueno sería que los pobres recibieran siquiera la mitad del dinero que supuestamente se gasta en estudiar sus problemas.

Reflexionando sobre la crisis en el Ecuador

Sumario

La mejor opción para aumentar el rendimiento de una central a gas es aprovechando la temperatura de los gases de salida de la turbina a gas. Si estos gases se hacen pasar por una "caldera de recuperación" para transferir su poder calorífico al agua contenida en esta, se tendrá vapor a una temperatura y presión capaz de mover una turbina de vapor. Es lo que en términos técnicos se denomina "Central de Ciclo Combinado".

- 1. La principal ventaja de una central de ciclo combinado con respecto a una convencional es su rendimiento, ya que se genera potencia extra sin consumo adicional de combustible.*
- 2. Estos sistemas se componen de dos generadores eléctricos, los cuales se estructuran para generar energía eléctrica mediante la utilización en cadena de la energía almacenada en el combustible. Los gases calientes provenientes de la turbina a gas son conducidos a la caldera recuperadora de calor que transforma el agua en vapor de alta presión y temperatura. Finalmente este vapor es utilizado para mover una segunda turbina, a vapor, y generar energía eléctrica mediante otro generador.*
- 3. De acuerdo a la potencia requerida, la selección de una central de ciclo combinado se la realiza considerando principalmente el tipo de turbina a gas y el combustible disponible.*
- 4. Aunque el control centralizado o distribuido es el más común en el control de centrales, un control basado en arquitectura de campo ofrecería una opción muy interesante y más ahorrativa en costos de montaje a la hora de diseñar el sistema de control para una central de ciclo combinado.*

CAPITULO 5

DISEÑO DE UNA CENTRAL DE CICLO COMBINADO.

5.1 Ventajas de una central de ciclo combinado

En los últimos años, la central de ciclo combinado, es decir centrales con turbinas de gas y de vapor, se está convirtiendo en el sistema de producción de energía del futuro. Hoy en día la potencia total de los pedidos anuales de centrales de ciclo combinado en todo el mundo superan los 25000 MW, lo que equivale a más de la tercera parte de la totalidad del mercado de centrales. El éxito de las centrales de ciclo combinado se debe principalmente a las siguientes razones:

- *La central de ciclo combinado alcanza rendimientos superiores al 50%, siendo posible llegar incluso a valores de punta del 55%. En cambio las centrales de ciclo no combinado llegan máximo a rendimientos del 46 o 47%.*
- *Los costos de una gran central de ciclo combinado no sobrepasan en la mayoría de los casos a los de una central térmica a vapor.*
- *El tiempo de construcción, especialmente en caso de puesta en servicio escalonada, es mucho más corto que en otros tipos de grandes centrales.*
- *La contribución más importante al éxito de las centrales de ciclo combinado es su compatibilidad al medio ambiente, lo que tiene igualmente como resultado tiempos de tratamientos más cortos de procedimientos de autorización.*

Estas características positivas pudieron lograrse debido a los considerables progresos de las turbinas a gas. Gracias a materiales y tecnologías de refrigeración mejores, fue posible aumentar fuertemente la temperatura de entrada a la turbina de gas, lo que explica su alto rendimiento. Las moderna centrales de ciclo combinado equipadas con estas turbinas a gas pueden alcanzar rendimientos térmicos superiores al 58%.

5.2 Funcionamiento de una central de ciclo combinado

En una central de ciclo combinado, un ciclo de turbina de gas y un ciclo de turbina de vapor se combinan formando un sistema que permite producir electricidad. Estos ciclos están combinados de manera que se complementen idealmente. Los gases de escape del ciclo de la turbina de gas suministran la energía para los ciclos de agua y de vapor acoplados a la salida. Así, se obtiene un grado de utilización muy elevado de combustible.

La central de ciclo combinado es por consiguiente el medio más eficaz que se encuentra actualmente a disposición en el mercado para la producción de electricidad y calor.

En una central de ciclo combinado, el hecho de contar con una o varias turbinas a gas significa una rápida disponibilidad de MW en caso de emergencias en el sistema. Con un tiempo promedio de arranque de 10 a 15 minutos, una turbina a gas ya se encuentra lista para sincronizarla a la red del Sistema Nacional Interconectado (SNI). No es el caso para una unidad a vapor, que como ya se ha visto, requiere de un proceso de arranque de la caldera de algunas horas dependiendo de la carga que pueda entregar la central.

Una de las desventajas de generar con una turbina a gas es el tipo de combustible para su proceso de combustión que por lo general es Diesel, y es aproximadamente dos veces más caro que el Bunker, por lo que el costo de generación en hornos del KW-h de una turbina a gas es más elevado que el KW-h producida por una turbina a vapor. Sin embargo, cuando ya se disponga del "gas natural" del golfo, los costos de generación de las turbinas a gas reducirían considerablemente sus valores.

Para entender el funcionamiento general de una central de ciclo combinado, analicemos la figura de la página siguiente.

Según la **fig.5.1** el sistema aspira aire del exterior y lo conduce al compresor de la turbina de gas a través de un filtro. El aire se comprime aquí antes de llegar a la cámara de combustión, donde el combustible, atomizado en toberas, se mezcla con el aire fuertemente comprimido y se quema acto seguido. De ello resultan gases de combustión calientes que, al expandirse, hacen girar la turbina y proporcionan trabajo. El alternador o generador acoplado a la turbina de gas transforma este trabajo en energía eléctrica. Acto seguido los gases de escape abandonan la turbina de gas por el canal correspondiente y pasan a la caldera de recuperación donde se extrae la mayor parte del calor aun disponible en los gases de escape y se transmite al ciclo de agua y de vapor antes de pasar a la atmósfera por una chimenea.

La caldera de recuperación comprende tres(3) partes de intercambiadores diferentes. El agua a alta presión (líneas verdes) penetra a través del extremo frío de la caldera de recuperación donde ingresa al economizador donde se recalienta aproximadamente hasta la temperatura de saturación y se transforma luego en vapor en un lazo de evaporación.

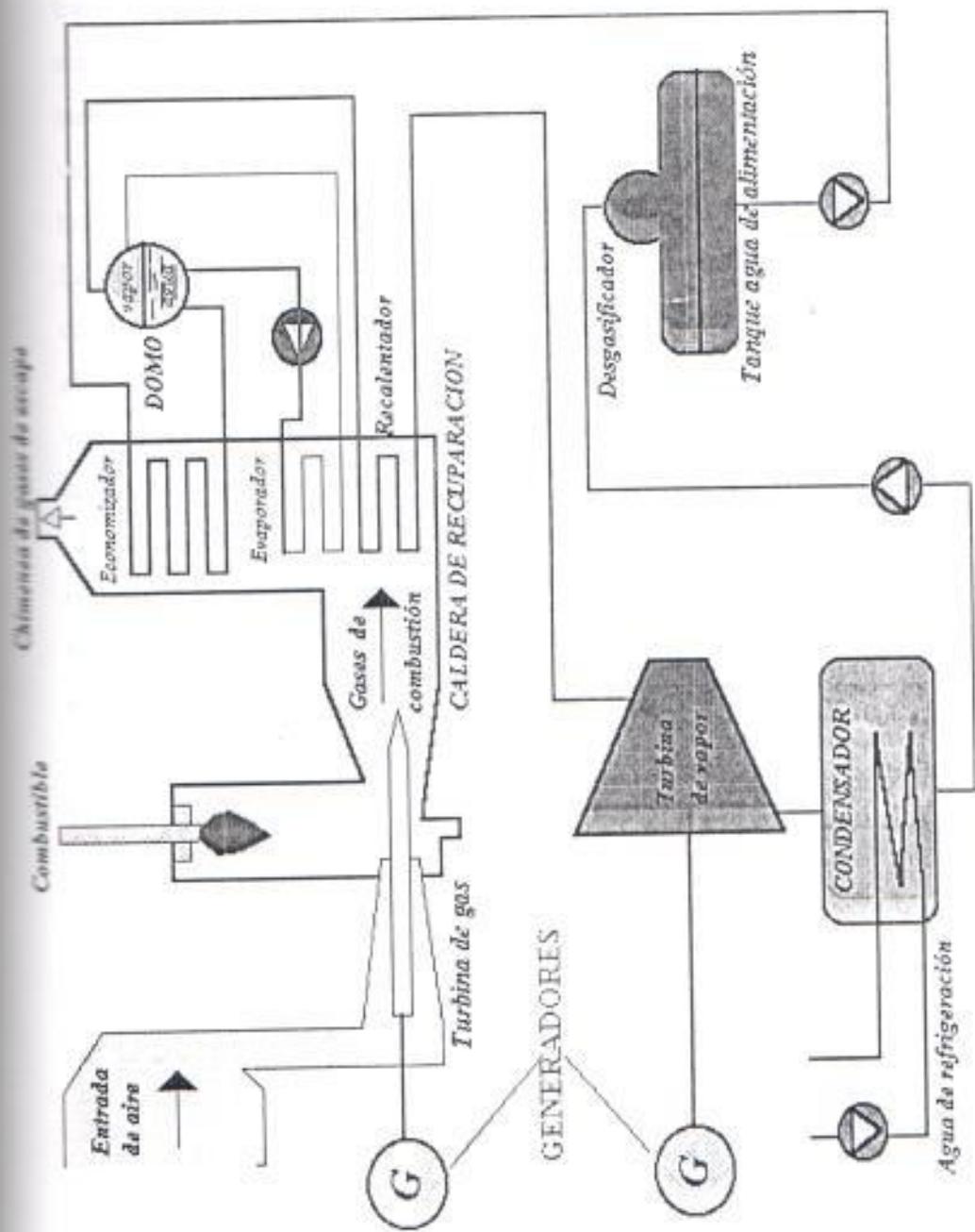


Fig.- 5.1 Esquema general de una central de ciclo combinado

El vapor (líneas de color rojo) saturado, se calienta aun más en un *recalentador* en donde de aquí se dirige a la turbina de vapor y se expansiona en la fila de álabes, transformando la energía térmica en energía mecánica. Esta turbina de vapor está acoplada a su vez a un generador que produce corriente eléctrica. A su salida de la turbina de vapor el vapor pasa a un condensador tal como en una central térmica a vapor, donde se transforma en agua por un sistema de refrigeración que disipa el calor latente. El condensado pasa luego a un *desgasificador/tanque de agua de alimentación*. En el desgasificador se eliminan los gases no condensables por recalentamiento del condensado mediante vapor extraído de la turbina de vapor. El tanque de agua de alimentación absorbe igualmente las fluctuaciones de volumen del circuito de agua y de vapor. El agua abandona el tanque de agua de alimentación a través de las bombas de alimentación, que la retornan a presión a la caldera de recuperación.

La interconexión de un ciclo de turbina de gas con el vapor producido en la caldera de recuperación aporta grandes ventajas termodinámicas con respecto a las centrales térmicas clásicas. Esto se debe al gran gradiente de temperatura entre el fluido de trabajo en la turbina de gas y ala cesión relativamente débil de calor en el condensador del ciclo de vapor. Esta diferencia de temperatura influencia directamente en el rendimiento del ciclo.

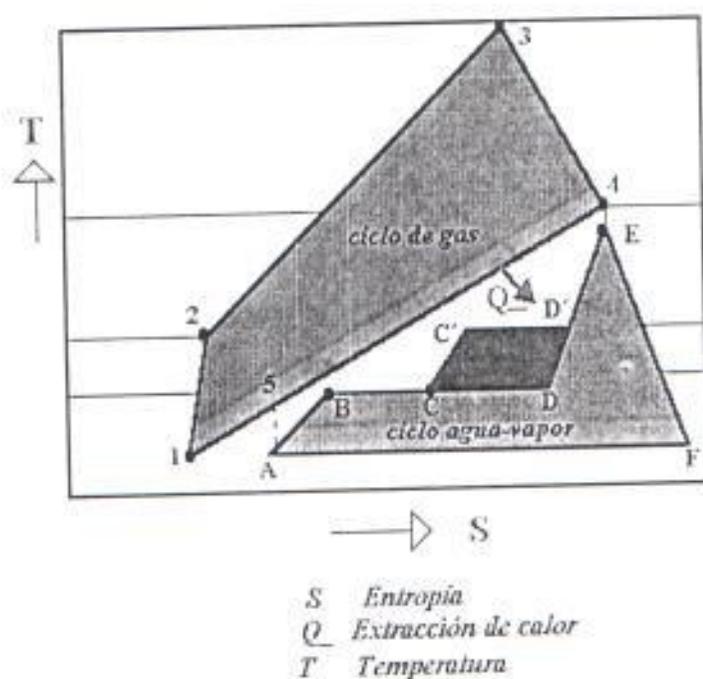


Fig.-5.2 Diagrama Entropía-Temperatura del ciclo de gas y de agua-vapor

En la fig.5.2 se muestran los ciclos de gas y agua/vapor en un diagrama de la entropía en función de la temperatura. El ciclo de gas está representado por 1-2-3-4-1:

- 1 hasta 2 es la fase de compresión del aire de entrada*
- 2 hasta 3 es el proceso de combustión*
- 3 hasta 4 es la fase de expansión de los gases calientes en la turbina*
- en 4 los gases de escape calientes pasan a la caldera de recuperación y ceden la energía Q , que se utiliza hasta la temperatura de la chimenea 5, al ciclo de vapor.*

En una instalación de turbina de gas simple sin combinación con un ciclo agua/vapor, esta energía pasaría al ambiente, y por consiguiente, se perdería. El ciclo de vapor mostrado en la figura anterior se representa por las zonas A-A'-B-C-D-E'-F-A-A'.

A' hasta E representa la caldera de recuperación en donde:

- A' hasta B representa al economizador*
- B hasta D el evaporador*
- D hasta E al recalentador. En E el vapor recalentado entra a la turbina de vapor.*
- E hasta F representa la expansión del vapor en la turbina de vapor.*
- F hasta A' es la fase de condensación del vapor en el condensador.*
- A-A' representa el recalentamiento del condensado en el desgasificador*

En un ciclo de una sola presión¹, la pérdida de exergía² de la caldera de recuperación se representa por la zona comprendida entre la línea 4-5 (enfriamiento de los gases de escape) y la línea A-E (producción de vapor). Una recuperación suplementaria de exergía se consigue por instalación de una segunda etapa de presión en la caldera de recuperación (economizador C-C' y evaporador C'-D'), pero esto tiene como resultado costos más elevados. La utilización de la energía contenida en los gases de escape aumenta manteniendo la temperatura de la chimenea tan baja como sea posible. Durante la optimización de la instalación, se trata de conseguir el equilibrio entre la mejora del rendimiento y los correspondientes costos suplementarios³.

¹ La central de ciclo combinado de una sola presión es de la construcción más simple. Se utiliza cuando el combustible a usarse es de precio ventajoso y de muy alto contenido de azufre como lo es el bunker. Cuando el combustible utilizado es de más alta calidad y por lo tanto más caro como el Diesel, se utiliza la central de ciclo combinado de dos o tres presiones con recalentamiento intermedio. Estas últimas presentan una eficiencia más alta que las de un solo ciclo y por lo tanto aprovechan más eficientemente el poder calorífico del combustible utilizado.

² La "exergía" puede considerarse como la energía transmitible a una temperatura determinada. Para aumentar el rendimiento del ciclo, es importante reducir al mínimo la pérdida de energía del ciclo y aumentar al máximo la transmisión de energía a la caldera de recuperación.

³ Numerosas centrales térmicas de vapor se transforman actualmente en instalaciones de ciclo combinado, colocando una turbina de gas y una caldera de recuperación delante de la turbina de vapor existente. Una central de ciclo combinado requiere menos refrigeración que una central a vapor clásica.

5.3 Procedimiento de selección del ciclo óptimo

Durante la concepción de una central de ciclo combinado, la solución óptima para el ciclo deberá fijarse a partir de un gran número de posibilidades. Este procedimiento se compone de tres fases:

1. *Análisis de las necesidades por parte del cliente*
2. *Información sobre el lugar en donde irá la instalación*
3. *Determinación del ciclo apropiado.*

La fig. 5.3 muestra un diagrama de flujo en donde se diferencian estas tres fases.

FASE 1: Para determinar la potencia útil, se consideran los límites inferior y superior de la potencia nominal, los cuales pueden estar definidos, por ejemplo, por las limitaciones de la red o por la demanda de energía auxiliar.

La turbina de gas más adecuada se determina considerando su potencia máxima a la que ella presenta el rendimiento máximo.

En esta fase se toma en cuenta la filosofía del control de la central, tomando en cuenta los recursos disponibles sobre todo los de tipo económico. Es importante conocer si la central va a funcionar a determinadas horas al día (por lo general a las horas pico) o si la central va a tener un funcionamiento continuo. Las centrales que funcionan a determinadas horas al día necesitan arrancarse diariamente por lo que los equipos de estas centrales deben ser afines al caso.⁴ Las centrales de funcionamiento continuo necesitan ser operadas de manera muy eficiente tal que se eviten paradas y arranques frecuentes por malas maniobras o por desajuste en el sistema de control⁵.

de la misma potencia. Esto se debe a que la turbina de vapor solo produce alrededor de la "3^{ra} parte" de la electricidad total producida en la central de ciclo combinado.

⁴ *Estas centrales toman el nombre de centrales de reserva, y entran en funcionamiento a las horas en que la demanda de energía es máxima.*

⁵ *Estas centrales toman el nombre de centrales de carga de base. Este tipo de centrales posee un mayor potencial de ingresos como resultado de un número mayor de horas de servicio. Las excesivas paradas y arranques de estas centrales tienen como efecto la disminución tanto de la vida de los equipos como del rendimiento de la unidad.*

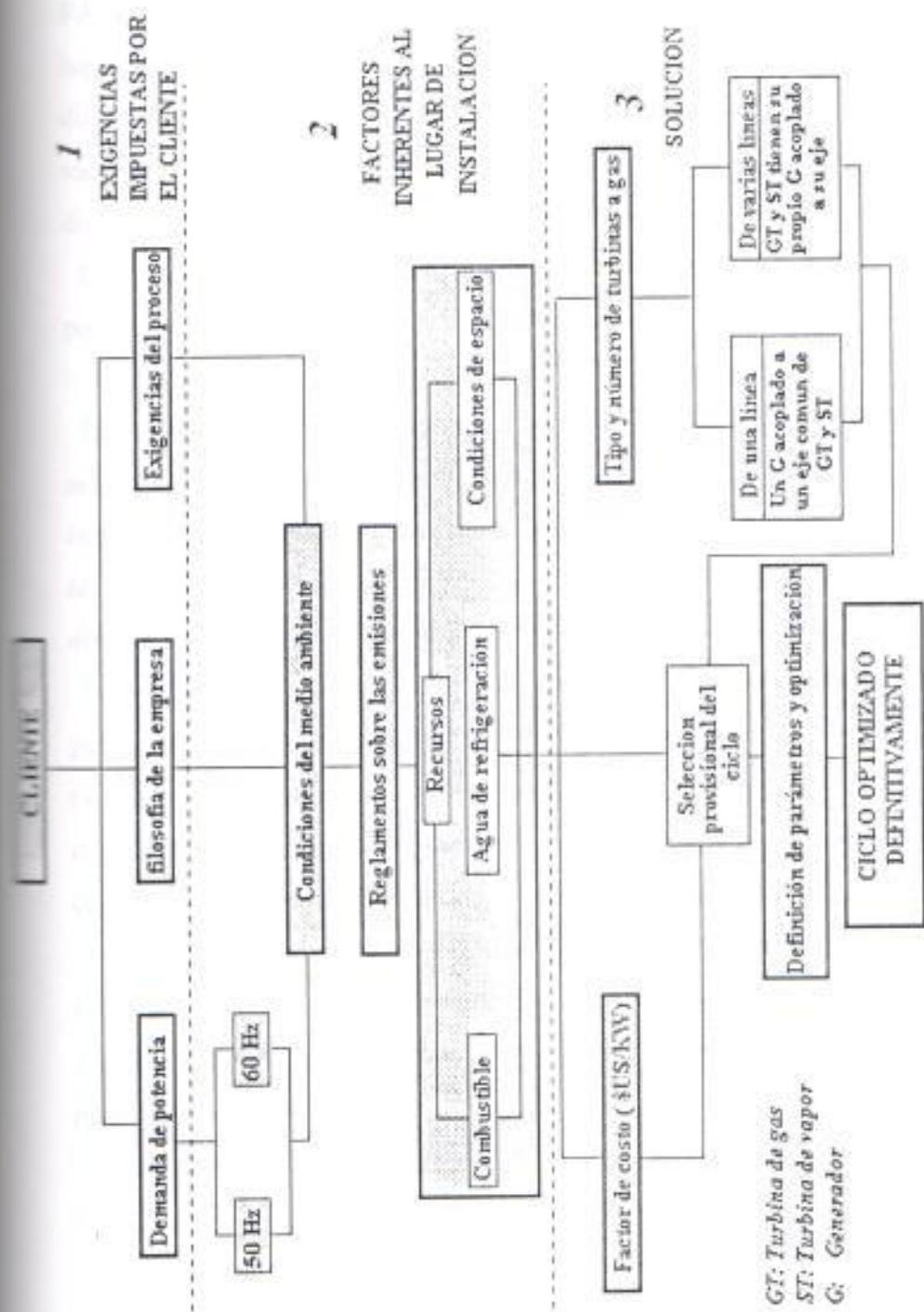


Fig.-5.3 Un procedimiento de selección para un ciclo combinado.

FASE 2: Cuando se desea elegir un tipo de central, los factores condicionados por el lugar de la instalación juegan un papel preponderante, ya que tienen una incidencia directa sobre el proceso. La frecuencia la impone la red eléctrica local. Ella tiene un valor de 50 ó de 60 Hz e influyen en la elección de la turbina de gas, dado que sus dimensiones dependen de la frecuencia de la red.

Las condiciones ambientales del lugar de la instalación influyen igualmente sobre la potencia y el rendimiento de la turbina de gas.

Una turbina de gas con una temperatura exterior de 0°C produce alrededor del 20% más de electricidad que la misma máquina con 30°C. Cuando el lugar de la instalación se encuentre a una altitud de 100mts sobre el nivel del mar, la potencia de la turbina se reduce en un 1% con respecto a la instalada a nivel del mar por disminución de la presión atmosférica.

Las condiciones pueden variar fuertemente, por lo que se deberá de determinar un punto de dimensionamiento que corresponda a las condiciones promedias. No obstante es importante conocer las condiciones extremas y las variaciones características en el curso del año, a fin de poder determinar el ámbito del control de la planta y considerar correctamente las condiciones extremas más importantes.

La humedad del aire dependiente del clima solo tiene una influencia secundaria sobre la potencia y el rendimiento de la turbina de gas, Las condiciones ISO, 15°C 1.013 bar y 60% de humedad relativa solo sirven de base para los cálculos de la potencia en general.

Las exigencias sobre la expulsión de emisiones de gases los fija normalmente la legislación local. La emisión de óxidos de nitrógeno NO_x son las que más se limitan. La inyección de agua o de vapor a la cámara de combustión puede de cierta manera limitar esta emisión, pero esto repercute sobre la potencia y el rendimiento de la turbina de gas, aumentando al mismo tiempo el consumo de agua y, por consiguiente, los costos de

operación ⁶. La elección del proceso de ciclo combinado depende de la disponibilidad de recursos, como combustible, agua de refrigeración, y también, en ciertos casos, de las condiciones de espacio disponibles.

Por razones técnicas y económicas, el combustible es un factor clave. El tipo de combustible y su composición ejercen una influencia directa sobre la potencia de la turbina de gas y sobre sus emisiones.

El contenido de azufre determina la temperatura admisible del agua de alimentación en la entrada de la caldera de recuperación. La mayoría de las veces una instalación de ciclo combinado puede quemar dos tipos de combustible. En este caso se deberá saber cual es el combustible principal y saber con que frecuencia se puede utilizar el segundo.

Los costos de funcionamiento de la central de ciclo combinado, y con ello, el beneficio sobre el capital invertido, dependen fuertemente del precio del combustible. Cuanto más elevado sea el rendimiento, tanto menor será el consumo de combustible. Por otra parte, cuanto mayor sea el rendimiento, serán igualmente mayores los gastos de inversión.

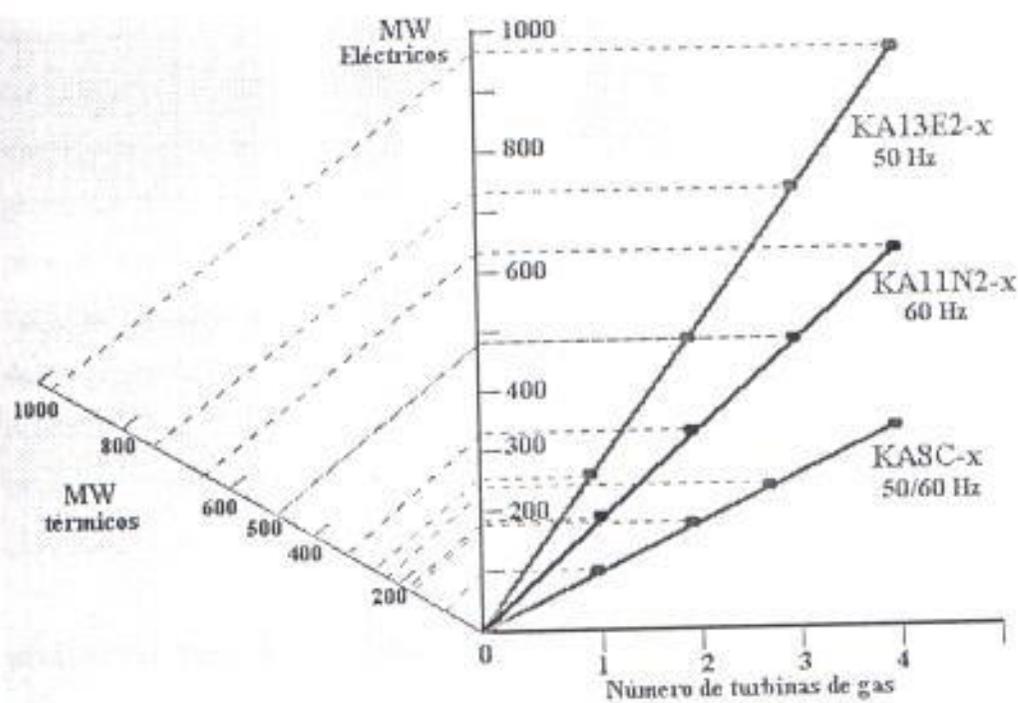
El tipo de condensador determina el vacío realizable, lo que tiene una influencia directa sobre la potencia, ya que un vacío más intenso aumenta la potencia de la turbina de vapor. De ello se deduce que la elección del sistema de refrigeración influencia igualmente el rendimiento de la central.

FASE 3: Las necesidades de la instalación y las condiciones climáticas del lugar constituyen la base para el análisis de esta fase. El objetivo de la fase 3 es elegir el proceso óptimo, lo que no siempre implica sin embargo el rendimiento máximo posible. Para alcanzar este objetivo se debe analizar exactamente la influencia de cada aspecto de la concepción de los ciclos sobre la decisión de inversión. De esta manera, se evita el suministro de una instalación demasiado compleja y demasiado cara que no aportaría beneficios razonables sobre la inversión hecha.

⁶ Actualmente las turbinas de gas vienen con quemadores de combustible con baja emisión de NO_x , por lo que no se necesita inyectar agua para reducir los óxidos de nitrógeno. Sin embargo, si a pesar de eso no se cumple con las disposiciones pertinentes a la contaminación ambiental debe implementarse un sistema de inyección de agua para reducir las emisiones de NO_x de los gases de salida. El agua que se utiliza en estos sistemas es agua desmineralizada, que se mezcla con el combustible en la combustión.

aplicación. La potencia de la central térmica aumenta con el número de turbinas de gas.

La fig.5.4 muestra de qué manera se puede determinar el número y el tipo de turbinas de gas para conseguir la potencia óptima deseada. Por ejemplo, cuando una central de ciclo combinado debe de tener una potencia comprendida entre 400 y 500 MW, la decisión corresponderá a 496 MW aproximadamente con tres(3) turbinas de gas 11N2 para 60Hz ya que es la frecuencia nacional de la red. La zona de la izquierda del eje de la potencia eléctrica muestra la cantidad de energía de proceso puesta a disposición para los diferentes ciclos. Por ejemplo, si como complemento a la potencia eléctrica de 400 a 500MW se necesitan 200MW de potencia térmica, se empieza en el eje de los MW



KA: Tipo de instalación de ciclo combinado
 Combustible: Gas natural
 Presión en el condensador: 0,04 bar
 Característica del vapor del proceso: 10 bar, recalentado en 30°C

Fig.-5.4 Diagrama de selección de turbina de gas: condiciones ISO

térmicos en 200MW y levantando una línea paralela al eje de los MW eléctricos hasta que llegue a la línea correspondiente entre los 400 y 500MW, se llega a la conclusión que se necesita una instalación de 405 MW con tres turbinas de gas tipo 11N2.

Una vez conocido el número de turbinas de gas, se puede determinar una configuración con una o varias líneas de ejes. En una configuración de una sola línea de ejes, cada turbina de gas posee una línea de ejes común con la turbina de vapor y un generador. En caso de una configuración de varias líneas de ejes, cada turbina posee su propia línea de ejes y su propio generador.

Fabricantes como la compañía ABB aconsejan la utilización de una línea de ejes cuando el bloque de la central de ciclo combinado solo comprenda una turbina de gas y una turbina de vapor. Los costos de la instalación eléctrica se reducen, ya que solo se necesita un solo generador y no es necesario duplicar los equipos de alta tensión, como transformadores de bloque, generadores, interruptores automáticos etc. Además, el generador tiene mayor potencia y posee un rendimiento mayor, ya que se lo dimensiona para la potencia total de la turbina de gas y de vapor. Durante la fase de arranque, en caso de funcionamiento exclusivo con la turbina de gas, la turbina de vapor puede desembragarse con la ayuda de un embrague hidráulico. En caso de instalaciones que contengan más de una turbina de gas se elige la variante de varias líneas de ejes. En tales casos, para reducir los costos, se utiliza una turbina de vapor de potencia más elevada.

Tan pronto como se conozca el factor de costo del capital o %US/kW y se haya aclarado la cuestión relacionada con el número de líneas de ejes, se puede proceder a una elección provisional del ciclo.

Los ciclos que se pueden configurar en una central de ciclo combinado son:

1. Ciclo de una presión
2. Ciclo de dos presiones, ya sean simples o complejos
3. Ciclo de tres presiones, ya sean simples o complejos.

En la fig.5.5 se muestra la configuración de un ciclo de una presión: tres turbinas de gas con disposición de varias líneas de ejes, con calderas de recuperación y con una turbina de vapor (solo se muestra una unidad, las otras dos tienen la misma

configuración). Este modelo se utiliza cuando el factor de capital $\$/kW$ es bajo⁷. A menudo tales circuitos se utilizan para combustibles de bajo precio y de mala calidad, como es el caso del petróleo bruto o del fuel pesado con alto contenido de azufre

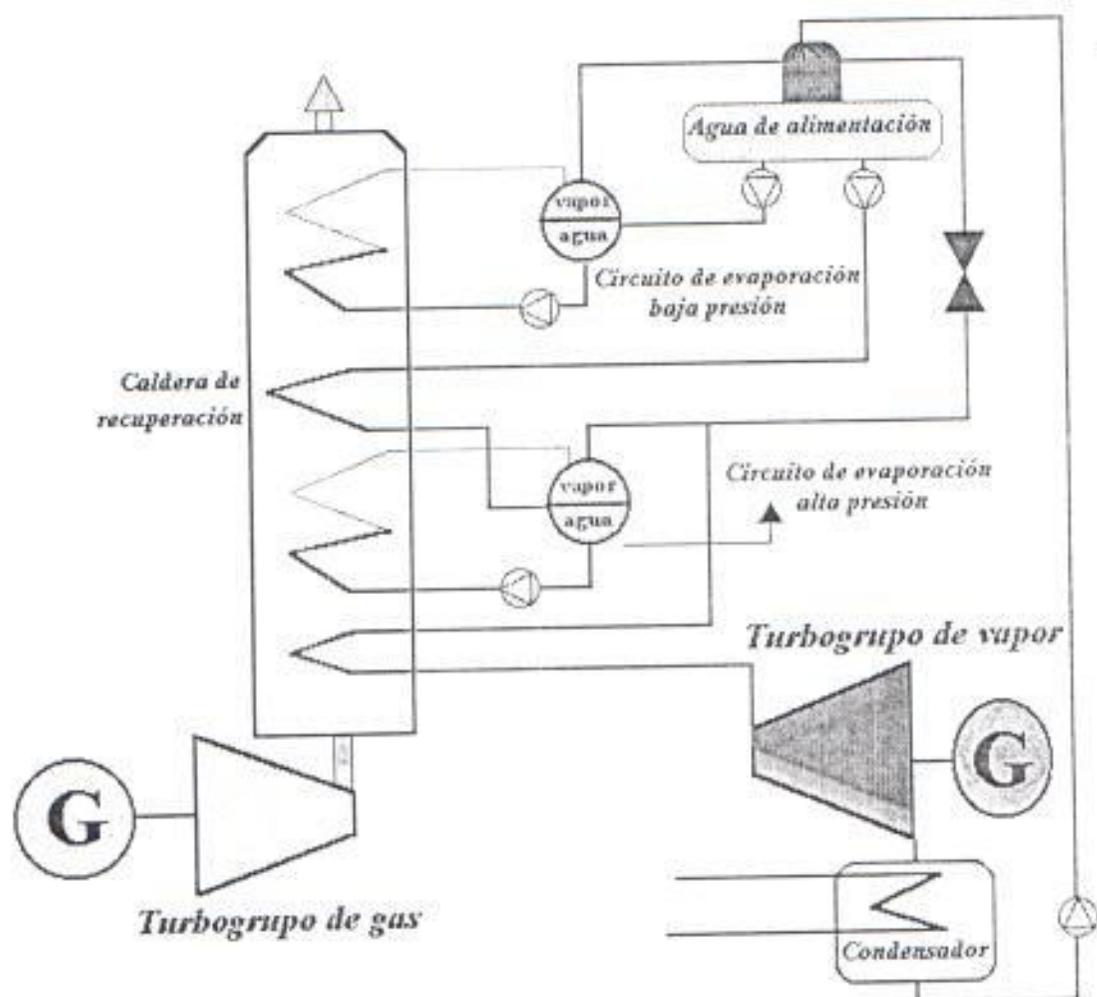


Fig.- 5.5 Ciclo de vapor de una sola presión con evaporación suplementaria

En comparación con ciclos complicados, las inversiones y el rendimiento de tales instalaciones son menores.

⁷ Valores típicos de este factor caen en el intervalo de 500 a 4000 $\$/kW$. Es decir, dependiendo de las características de la instalación se procede a calcular cuantos dólares cuesta el montaje o producción de 1kW de electricidad.

5.4 Diseño del sistema de control basado en campo.

Según se ha visto, los modernos sistemas de control poseen la siguiente arquitectura:

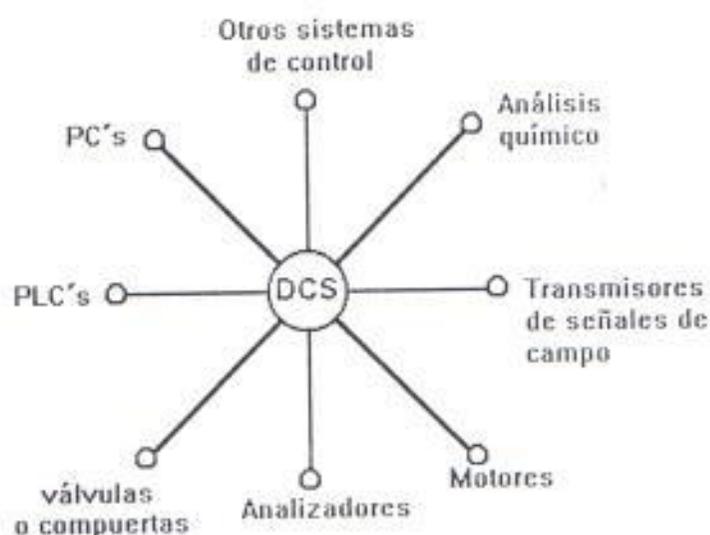


Fig.-5.6 Arquitectura típica de control basado en un DCS

Este sistema se lo ha denominado Sistema de Control Distribuido (DCS). Tanto las señales de campo de los transmisores, como las señales de motores, válvulas, compuertas, PLC's y otros sistemas de control llegan a una cabina central en donde se procesan y a través de la interfase correspondiente son visualizadas por el operador para propósitos de monitoreo y control. En realidad este sistema es un Control Centralizado, ya que no hay posibilidad de control en otra parte que no sea la sala de control.

Un sistema de control basado en campo es un auténtico control distribuido, ya que el control puede realizarse en cualquier parte del campo mejorando como consecuencia el tiempo de respuesta al reducir tiempos muertos y con esto se mejora la consistencia del proceso. Incluso este sistema permitiría automatizar de manera más económica unidades pequeñas o remotas donde un sistema DCS sería demasiado costoso.

La rapidez en las respuestas del proceso conllevan a una mejora en el rendimiento.

Esto es posible si se aprovecha la capacidad de procesamiento integrado en los dispositivos inteligentes disponibles en el mercado⁸. Una arquitectura basada en campo sería de la siguiente manera:

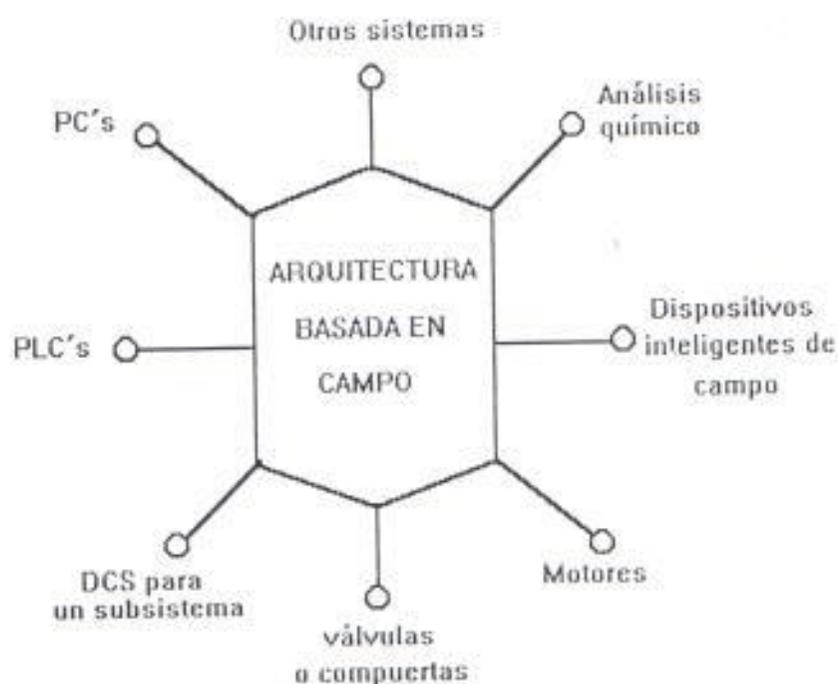


Fig.- 5.7 Sistema de control de Arquitectura basada en campo.

En la Arquitectura basada en campo la información disponible en los instrumentos de campo, se puede acceder desde cualquier lugar de la planta a través de la red digital de comunicaciones. Al incorporar en los dispositivos inteligentes funciones de procesamiento de alarmas y eventos, diagnósticos avanzados y funciones de control, el control del proceso puede ejecutarse en cualquier parte.

⁸ Ya se encuentran en el mercado instrumentos con software modular integrado como transmisores, medidores de flujo, transmisores de temperatura, controladores digitales de válvulas etc. Estos instrumentos poseen bloques de funciones de entradas y salidas analógicas, bloques de control PID, bloques de función de entrada y salida digital. Dependiendo del uso, el instrumento posee algunas de las características anteriores.

Otra característica que de este tipo de arquitectura es la capacidad de identificar rápidamente los problemas que se presentan en el campo, ayudando así a mantener las válvulas y transmisores funcionando lo mejor posible.

5.4.1 Aplicación de un sistema basado en campo para el control de una central de ciclo combinado.

Según lo expuesto en el párrafo anterior, aplicar el concepto de control basado en campo a una central de ciclo combinado implica lo siguiente:

1. El control de la turbina a gas
2. El control de la caldera de recuperación
3. El control de la respectiva turbina a vapor.

Todo esto en un sistema integrado que coordine el control de cada uno de los elementos del proceso. Por lo que se refiere a la turbina a gas, los subsistemas que componen su control son los siguientes:

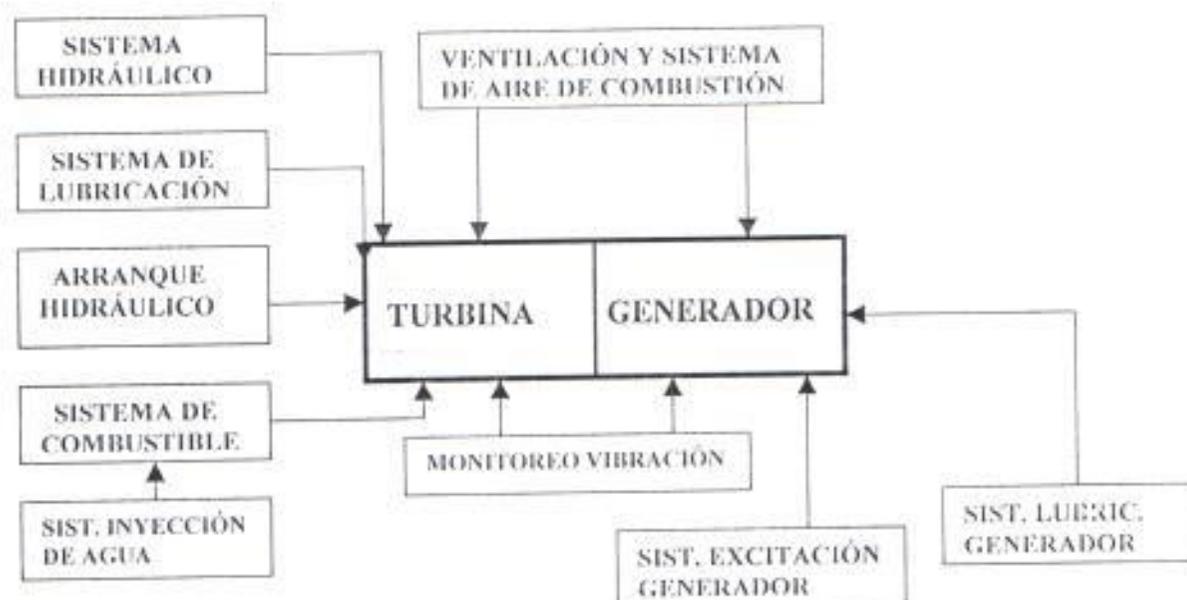


Fig.- 5.8 Subsistemas que componen el control de una central a gas.

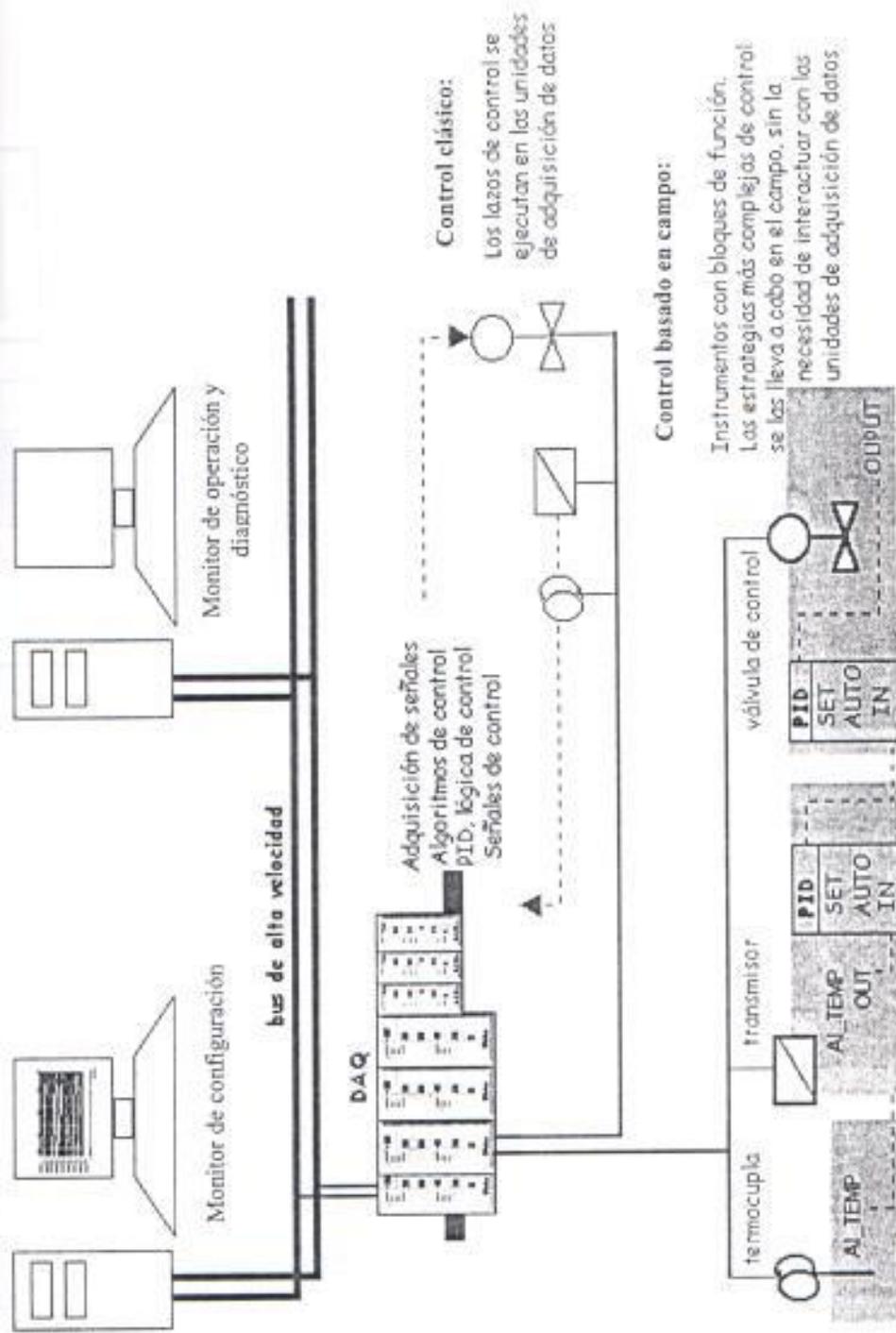


Fig. 5.9 Arquitectura de lazos de control clásicos y basados en arquitectura de campo.

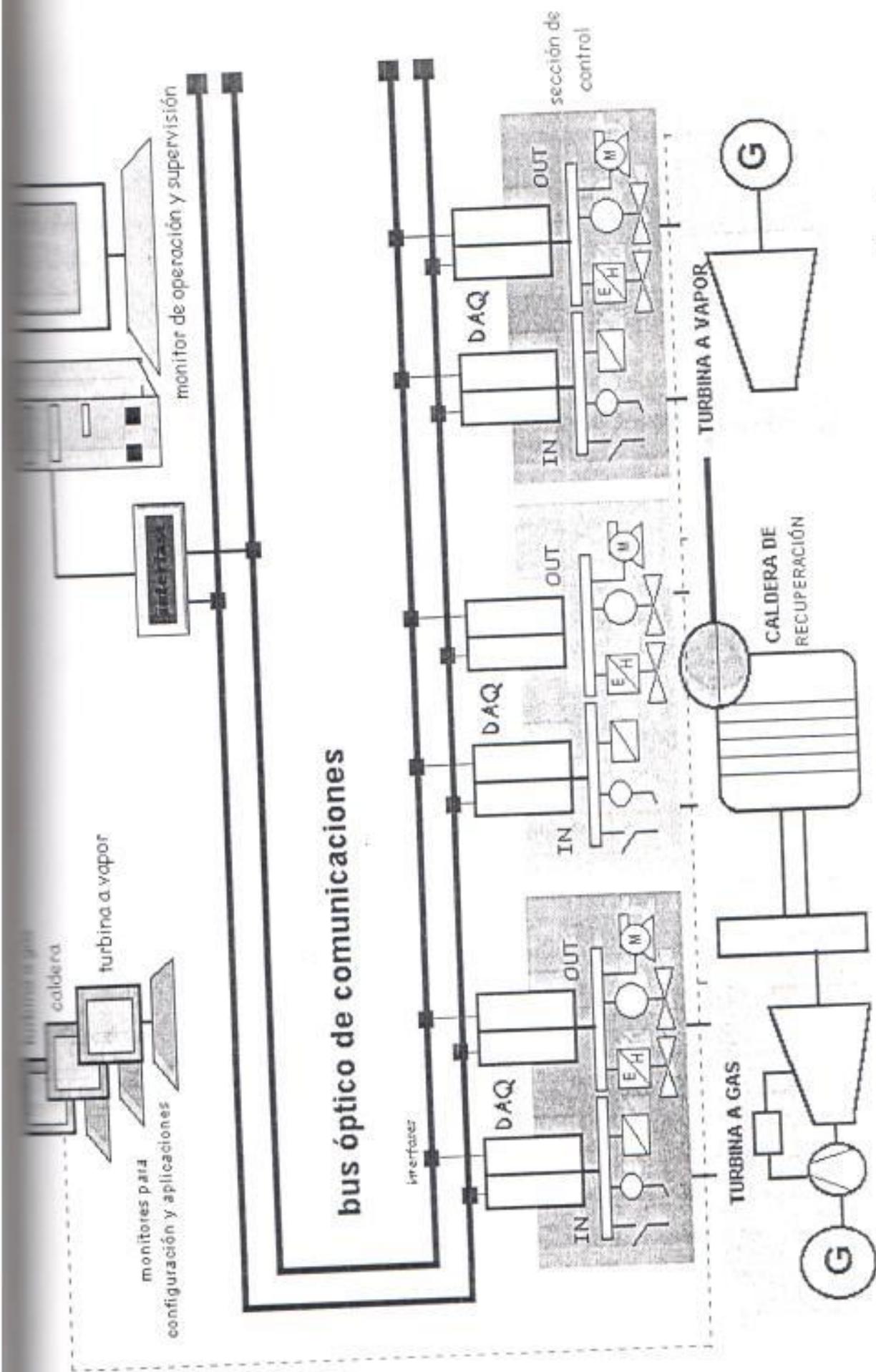


Fig.- 5.10 Configuración del sistema de control para una central de ciclo combinado.

Síntesis

- *En una central de ciclo combinado, un ciclo de la turbina a gas y un ciclo de la turbina a vapor están combinados de manera que se complementen idealmente y así producir más energía sin consumo adicional de combustible.*
- *Los gases de salida o escape del ciclo de la turbina a gas proporcionan la energía para los ciclos de agua y vapor acoplados a la salida. Para ello una caldera de recuperación de calor recibe estos gases de escape de la turbina a gas y transfiere su contenido calorífico al agua contenida en los tubos interiores de esta; así se obtiene un grado de utilización muy eficaz del combustible utilizado en la turbina a gas.*
- *Seleccionar el tipo de instalación para una central de ciclo combinado implica tomar en cuenta factores geográficos, físicos y ambientales al lugar de implantación. La solución óptima se determina evaluando la concepción del ciclo con la capacidad de inversión del cliente. Se entiende por optimización la determinación de las presiones y temperaturas principales del ciclo a vapor. El beneficio sobre el capital invertido dependen fuertemente del precio del combustible. Cuanto más elevado sea el rendimiento, tanto menor será el consumo de combustible. Por otra parte, cuanto mayor sea el rendimiento, serán mayores los gastos de inversión por KWh de producción.*
- *Los sistemas modernos de control para centrales se basan en arquitecturas centralizadas o distribuidas, en donde se recogen señales de campo de los distintos transmisores y en unidades de PLC o Unidades de Procesamiento Distribuido ubicadas en un cuarto de cabinas se ejecutan los diferentes algoritmos y lógicas de control del proceso. En estos tipos de sistemas se debe esperar que los dispositivos de control envíen al campo la correspondiente señal para corregir algún disturbio o desviación de alguna variable específica en algún lazo de control, por lo que se depende bastante de la velocidad de cálculo de procesador del controlador y del convertidor D/A ó A/D de la tarjeta de entrada o salida de datos.*
- *Una alternativa muy interesante para sistemas de control –especialmente para lazos que requieren gran velocidad de respuesta ante disturbios del proceso- es el control con arquitectura basada en campo. Este tipo de arquitectura permite que el control resida en los dispositivos de campo, consiguiendo un mejor control a costos más accesibles. Los instrumentos de campo como transmisores, válvulas de control incorporan bloques de función que les permite ejecutar algoritmos mejorando así el tiempo de respuesta al reducir los tiempos muertos en el lazo de control.*
- *La arquitectura basada en campo significa menor cantidad de cableado, menor cantidad de tarjetas de adquisición de datos, menor número de terminales de conexión y una mayor velocidad de respuesta, especialmente en lazos críticos o fácilmente inestables como el de mantener constante la presión en la caldera o el nivel de agua en el domo de la caldera.*

CONCLUSIONES

El análisis de la instrumentación de la Central Térmica Trinitaria nos ha llevado a establecer normas que el ingeniero de control debe tener en cuenta antes de elegir o seleccionar un instrumento de medición. Todos los instrumentos de medición de variables envían señales eléctricas a las cabinas de control ubicadas en la sala de control; esto conlleva a una gran cantidad de cableado y conexiones a los casi 2500 instrumentos ubicados en el campo.

Se podría haber ahorrado una considerable cantidad de cableado si se hubiese instalado las cabinas de control distribuidas en las diferentes secciones de planta y no en una sala especial. Las diferentes cabinas distribuidas en la planta, se las puede comunicar a la respectiva sala de control a través de un bus de comunicaciones óptico para evitar interferencias en la transmisión de señales.

Se recomienda que todos los lazos de control de las centrales de energía usen lógica redundante, es decir que cada lazo contenga instrumentos de respaldo para no depender exclusivamente del buen estado de un solo instrumento. En lazos críticos o muy inestables (como mantener el nivel en el domo de la caldera) se debe tener lógica dos de tres, es decir que tres transmisores miden la misma variable y el software de control las compara continuamente para asegurar una medición lo más exacta de la variable. En caso que uno de los tres transmisores quede fuera de rango o esté defectuoso el programa lo elimina y solo toma en cuenta los otros dos.

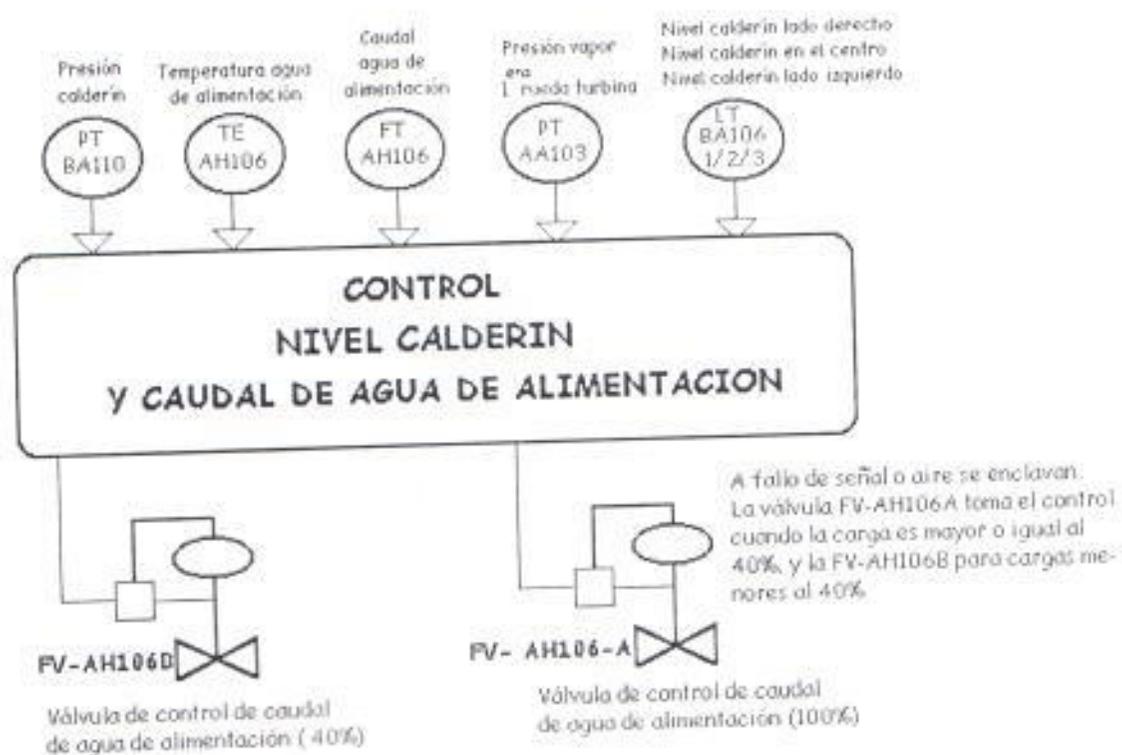
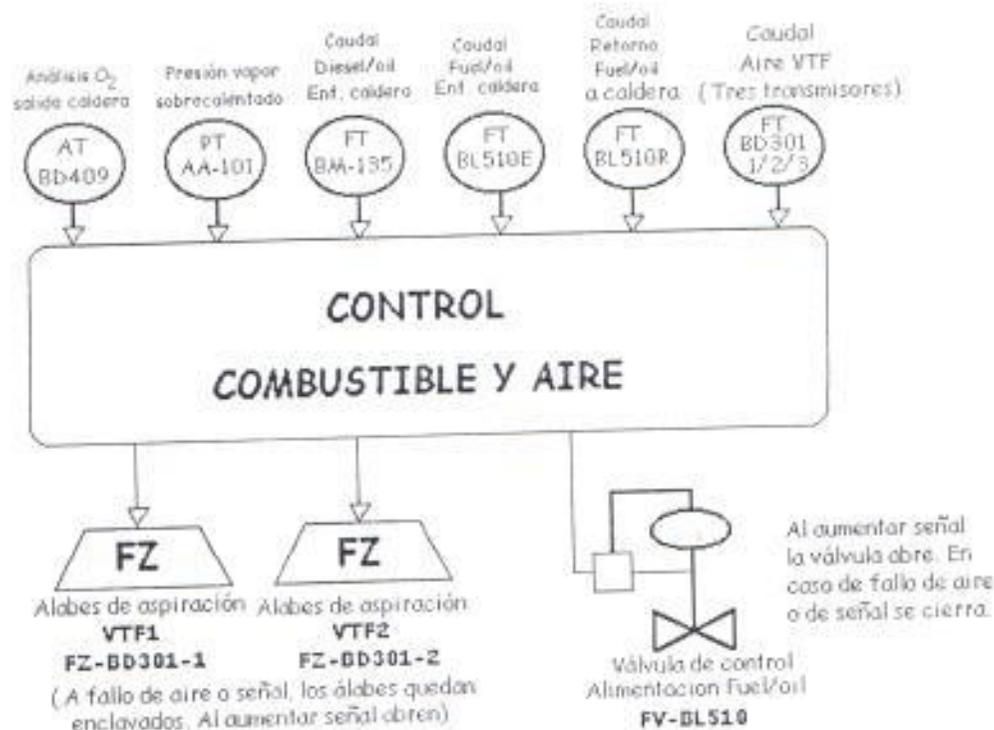
Con la nueva aparición de instrumentos con software integrado (es decir con capacidad de ejecutar lazos de control) es posible disminuir sustancialmente la capacidad de cableado de control y componentes de adquisición de datos que encarecen cualquier proyecto de automatización. En aplicación a generación de energía, estos instrumentos deben de poseer funciones especificadas para cada lazo determinado.

Se ha dado una alternativa para aprovechar con más rendimiento el combustible en una central a gas convencional transformándola en una central de ciclo combinado.

Sin consumir combustible extra, se generan KWh adicionales en una turbina a vapor acoplado a su respectivo generador. En el esquema de control planteado para una central de ciclo combinado se ha planteado una arquitectura basada en campo, es decir no centralizada como en el distribuido. Esto conlleva un ahorro considerable de tarjetas de adquisición de datos, de cableado y una mayor rapidez en la respuesta de los diferentes lazos de control, en especial aquellos lazos críticos o lentos debido a las características del proceso; se tendrá de esta manera costos más bajos en el KWh/galón de combustible.

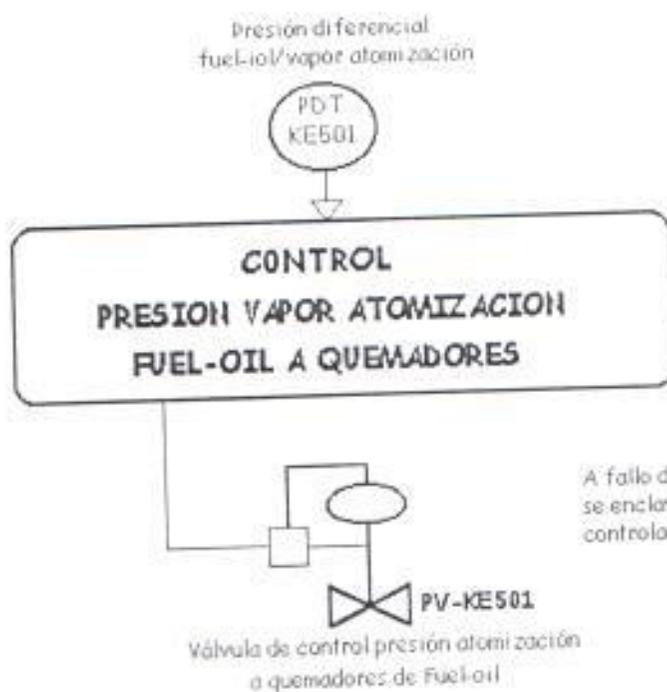
APÉNDICES

- A. Lazos de control de la Central Térmica Trinitaria
- B. Una solución al golpe de ariete en tuberías de flujo: La válvula lechuza.
- C. Diagramas de control de la Central Térmica Trinitaria
- D. Centro Nacional de Control de Energía, Cenace

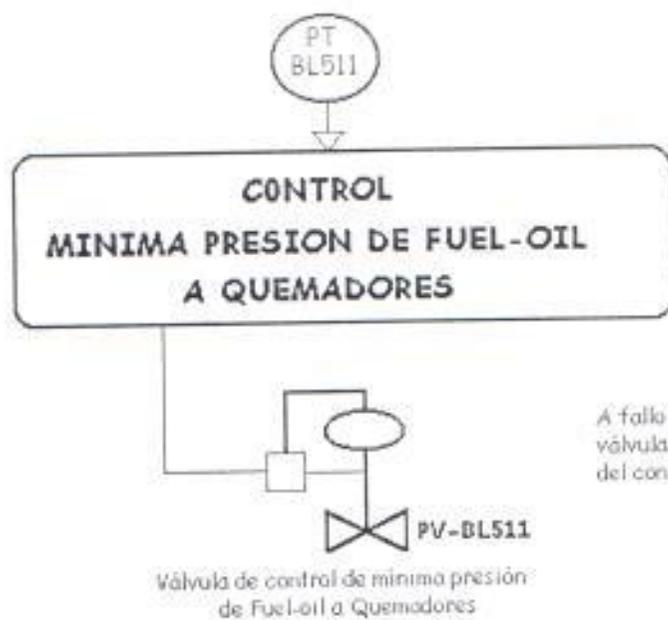




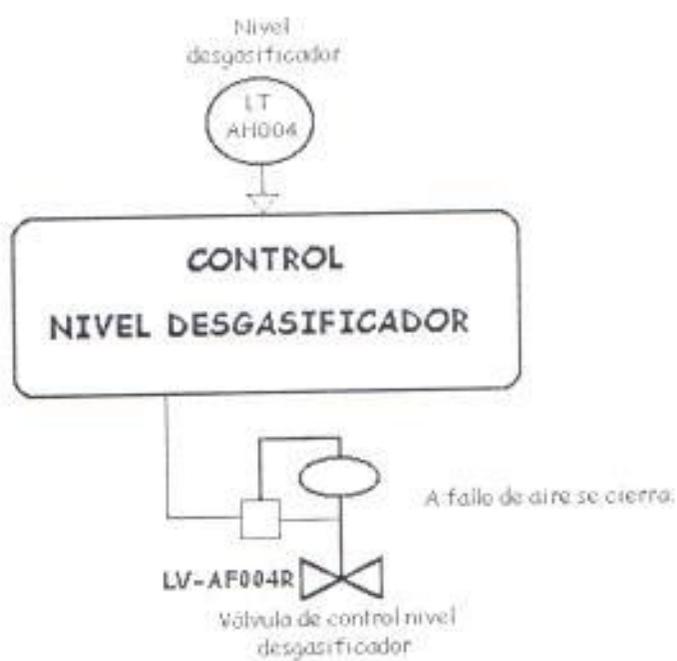
A fallo de aire abre y a fallo de señal se enciava. Al aumentar la señal del controlador, la válvula se va cerrando.



A fallo de aire abre, a fallo de señal se enciava. Al aumentar señal del controlador la válvula se va cerrando.

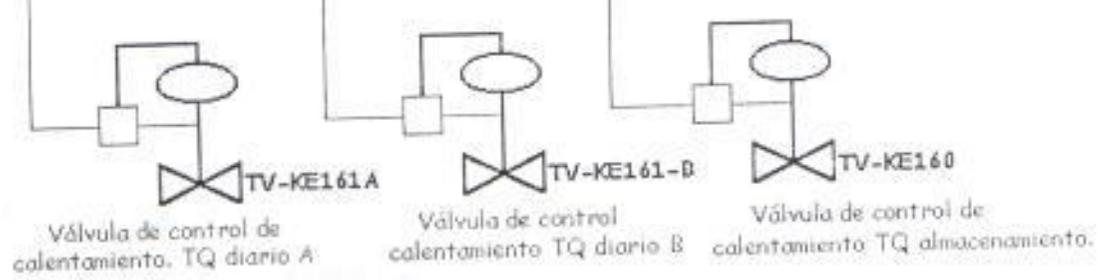
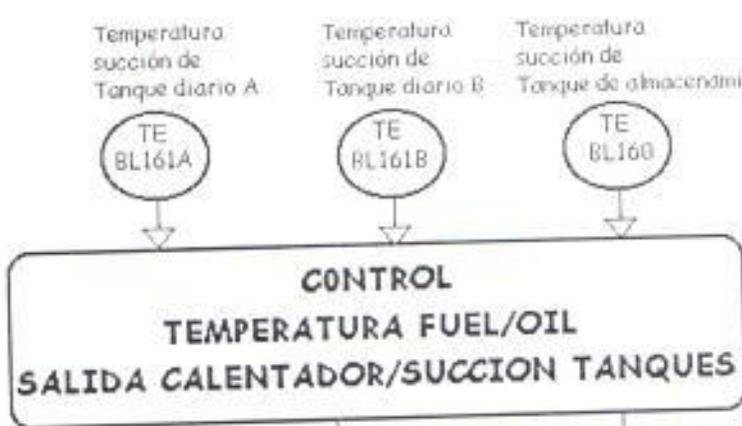
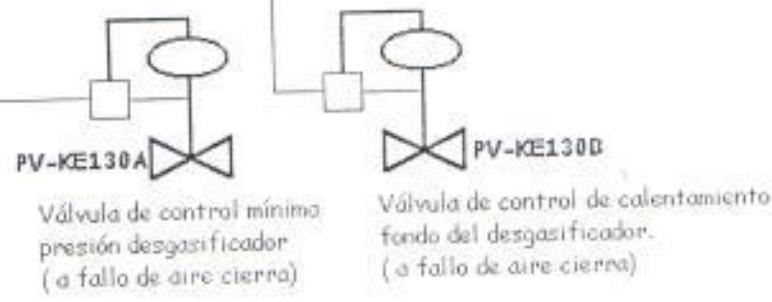


A fallo de aire o señal de aire la válvula se cierra. Al aumentar señal del controlador la válvula abre.

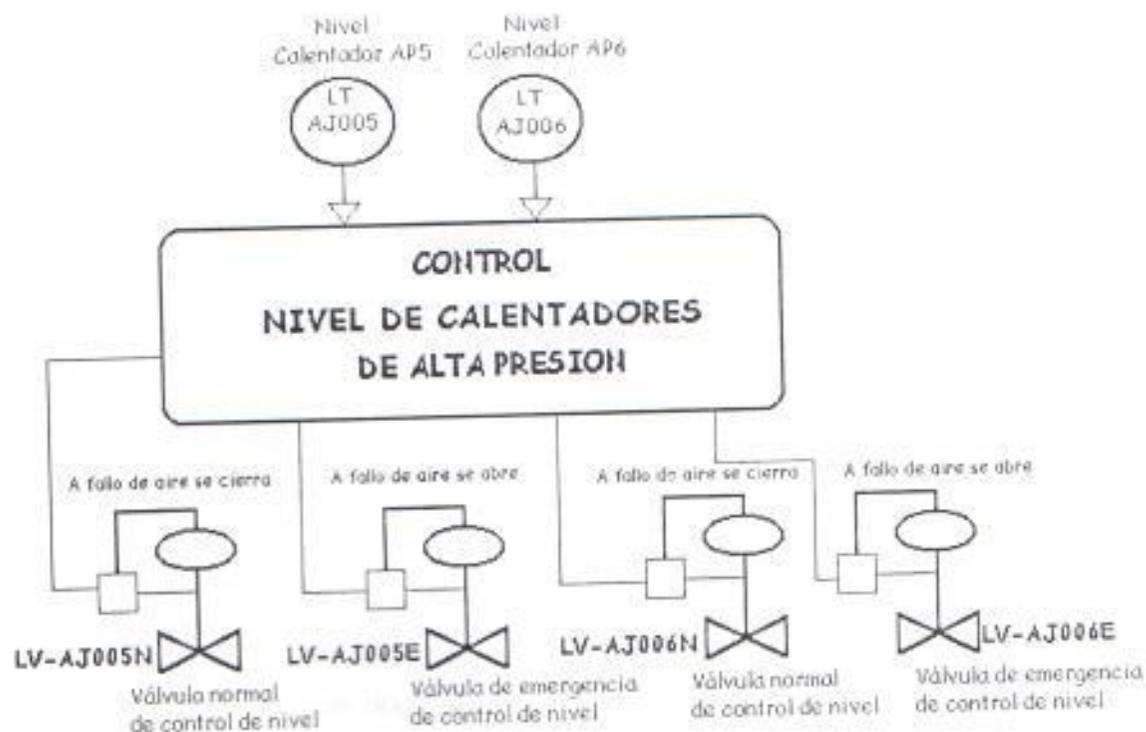
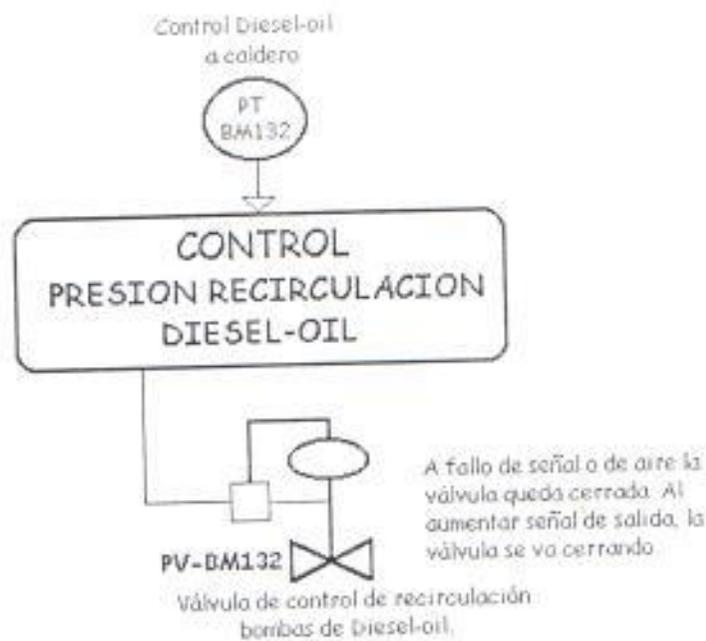




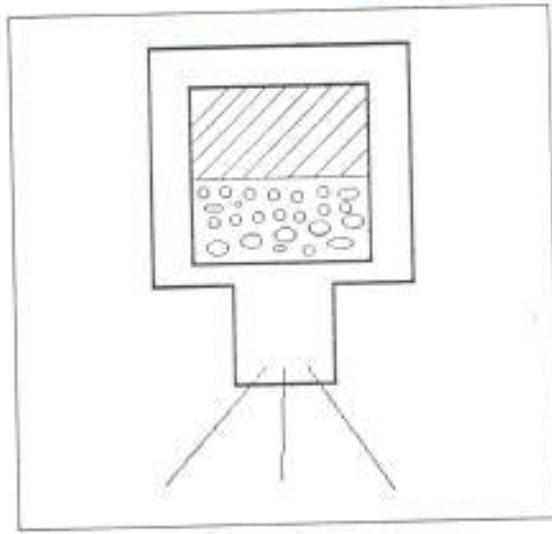
La válvula PV-KE130B controlará de manera que no se superen los 7 bares a su descarga, ni 1.2 bar en el degasificador. La PV-KE130-A controlará de manera que no se superen los 1.2 bares en el degasificador.



Temperatura succión de Tanque diario A
 Temperatura succión de Tanque diario B
 Temperatura succión de Tanque de almacenamiento



Es común encontrarse en las tuberías de conducción de agua que se rompen por



el exceso de presión en su interior. Es por lo que se ha modelado una válvula llamada "Válvula Lechuza" (por el sonido que emite cuando funciona). Esta válvula soluciona este y otros problemas hidráulicos.

Esta válvula consiste en un dispositivo de evacuación de aire de los sistemas hidráulicos con una resistencia de presiones de hasta 1000lbs. Por su diseño, solo deja pasar aire en su interior. El rozamiento y la turbulencia del agua originan burbujas de aire en las tuberías que se concentran en las partes altas de su recorrido.



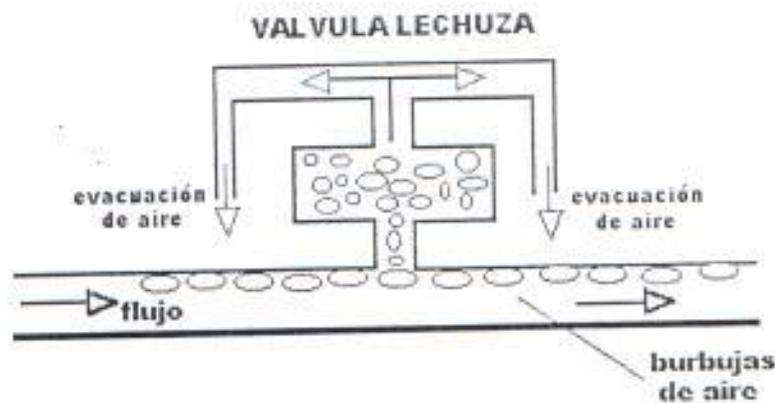
Tubería antes del golpe de ariete



Tubería con golpe de ariete

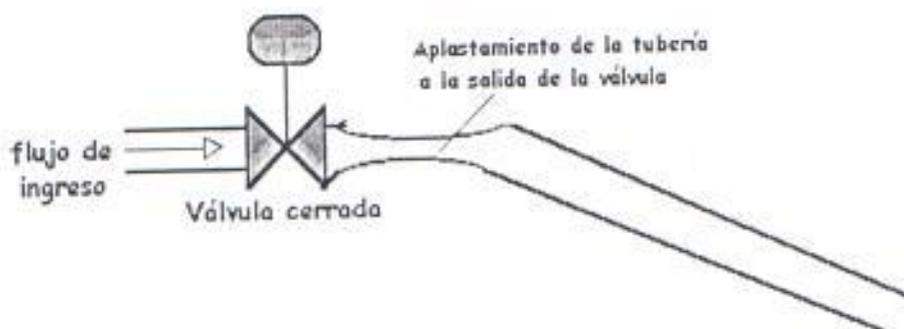
Efectos del golpe de ariete en las tuberías de flujo

Estas burbujas de aire originan el llamado "golpe de ariete" o también llamado "presiones positivas", por lo que tienden a romper la tubería. En este caso la válvula lechuza evacua todo el aire sin que se derrame ni una gota de agua.



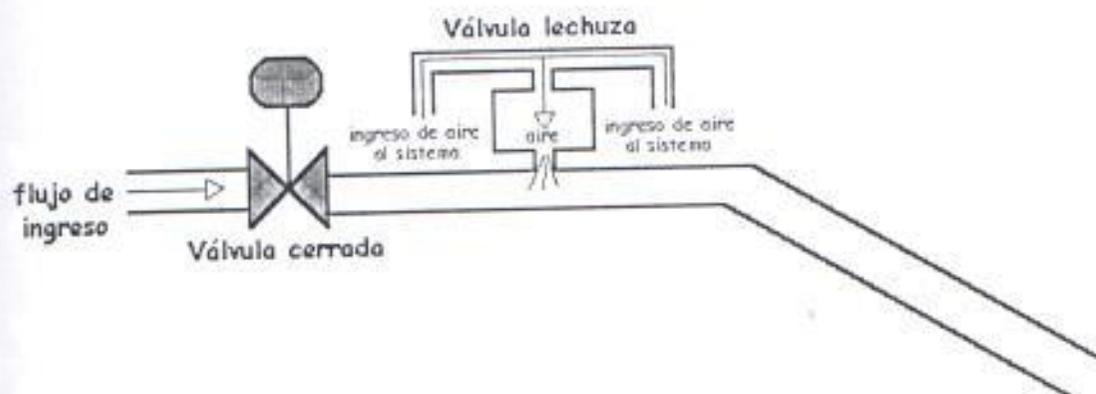
Instalación de la Válvula Lechuza en la tubería.

Cuando un fluido desciende por gravedad, y en determinado momento se corta el flujo desde la parte mas alta, se originan en la tubería elevadas presiones – conocidas como presiones negativas- es decir, se produce un gran vacío que trae como consecuencia el aplastamiento de tubería.



Efecto del golpe de ariete en el descenso de un fluido

En este caso la "válvula lechuza" permite el ingreso de aire al sistema, contrarrestando así el deterioro del sistema.

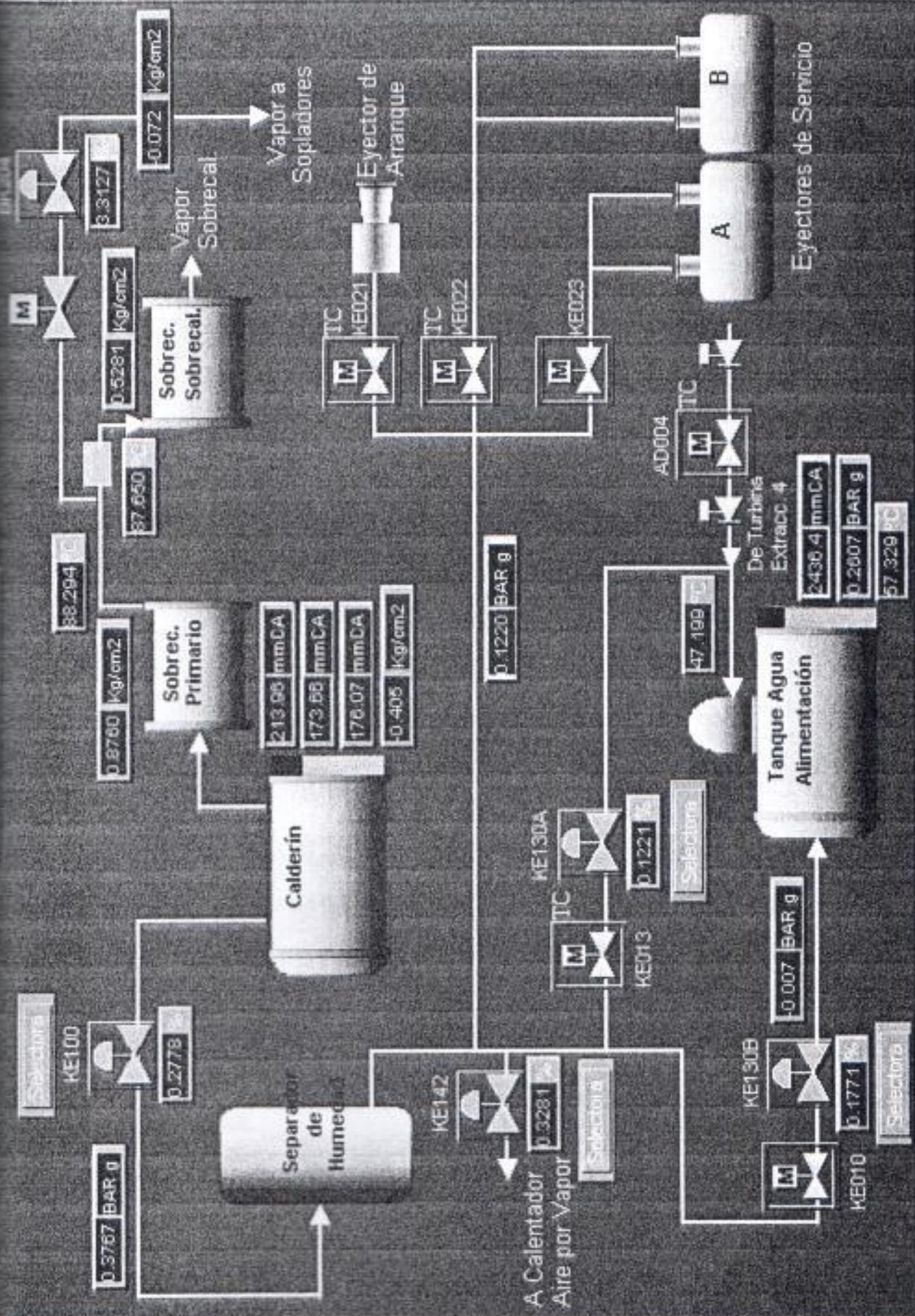


Instalación de la Válvula Lechuza para contrarrestar altos vacíos.

Menu Alm Sum Sys Stat Int Page AFE Annunciator Point Annunciator Last Print

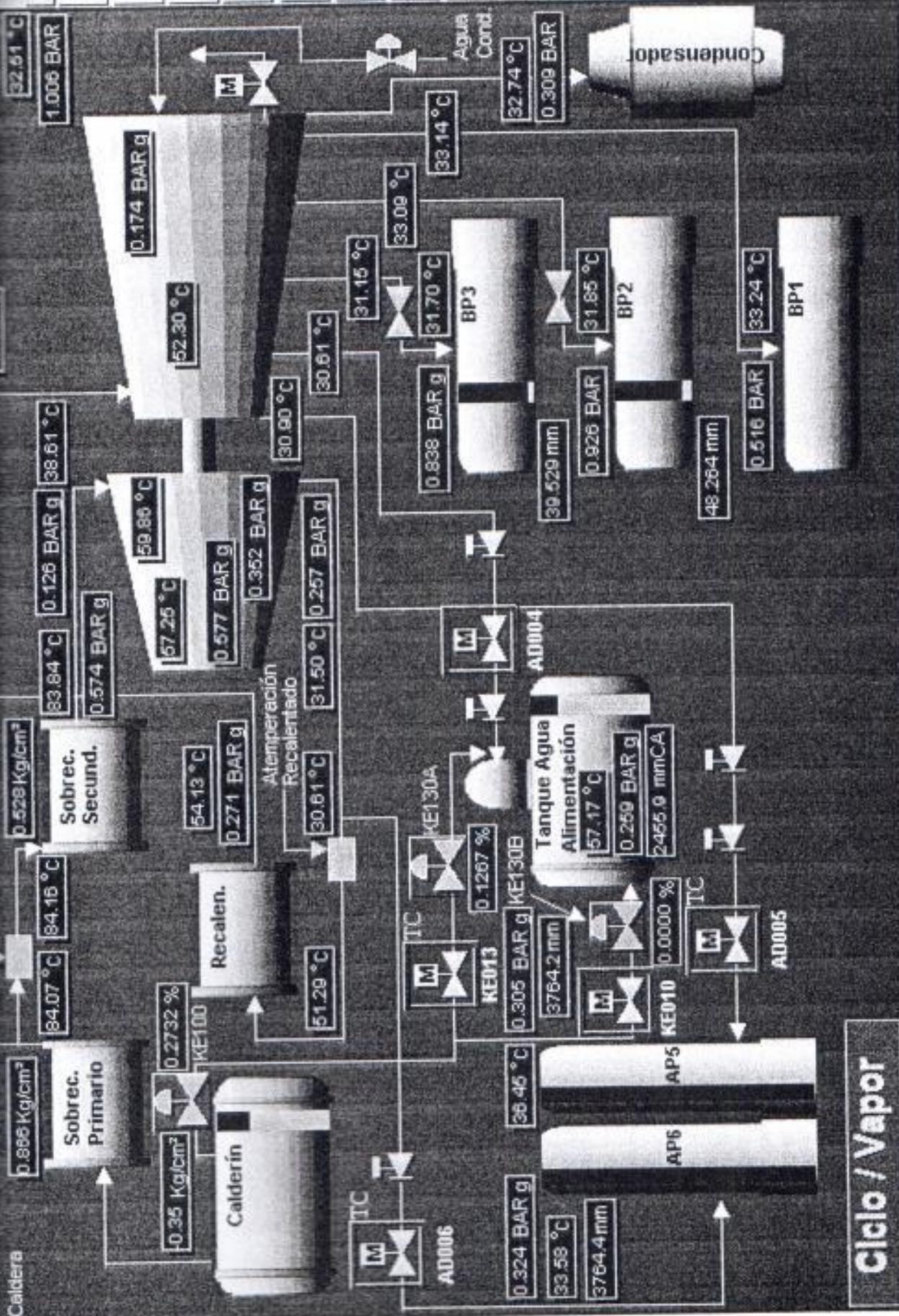
Ack Silence

CONTPC_B4
STCD110-D2
PDSHC8107
PTCB110_D3
PTCB110_D2



UNIT: EA, RV, WATER, AIR, FLOW

Disp. Grupo Desacelerador	Control Pres. Vapor sub.	Control Pres. & Sobrecalent.	Control Temp. Calderín, Aire	Registro PID KE100



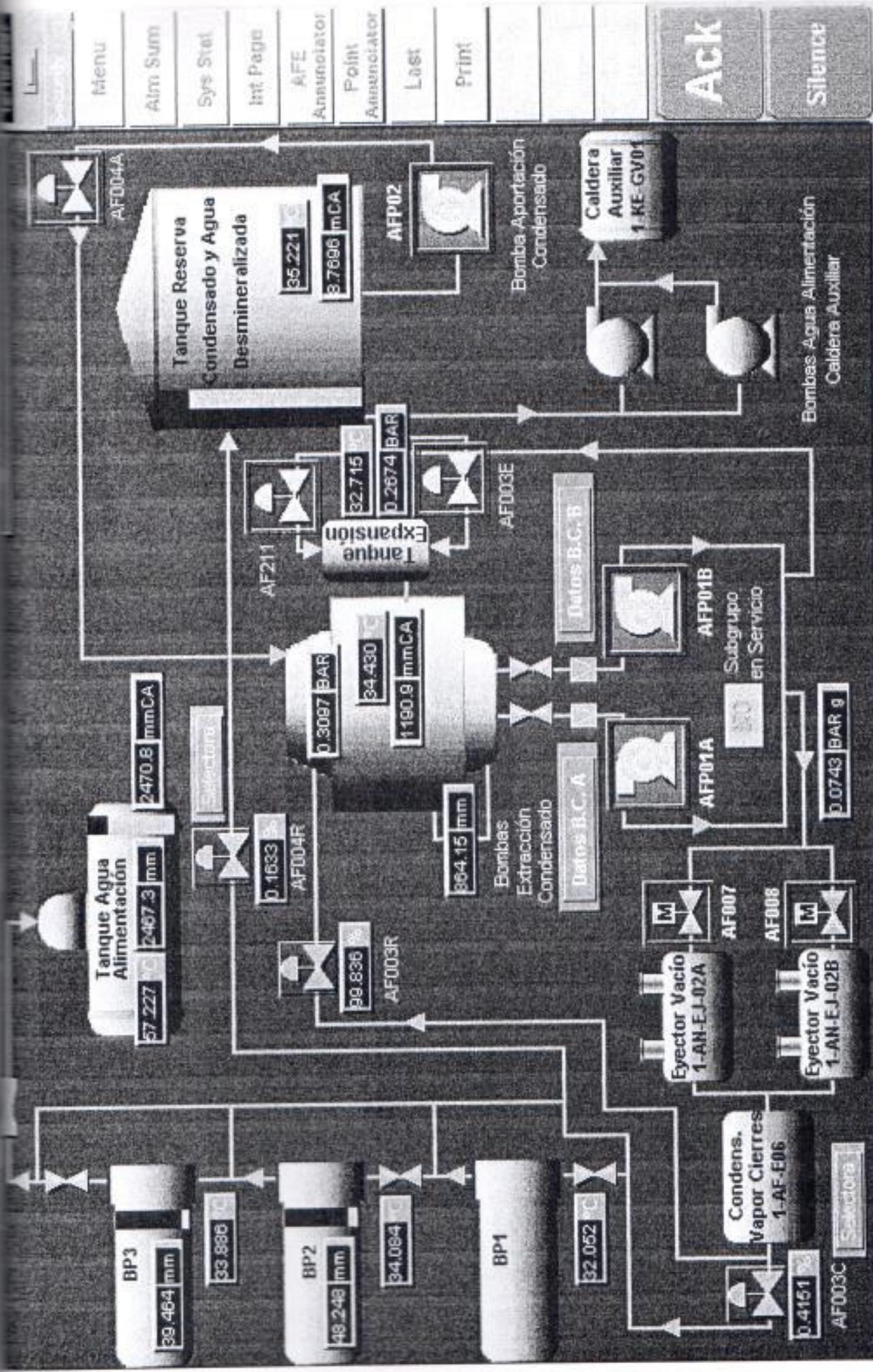
Ciclo / Vapor

Ciclo - Vapor	Ciclo - Vapor
Agua Aliment.	Agua Cond.

UNIT 1	SEA	TR	WATER	AIR	FLY

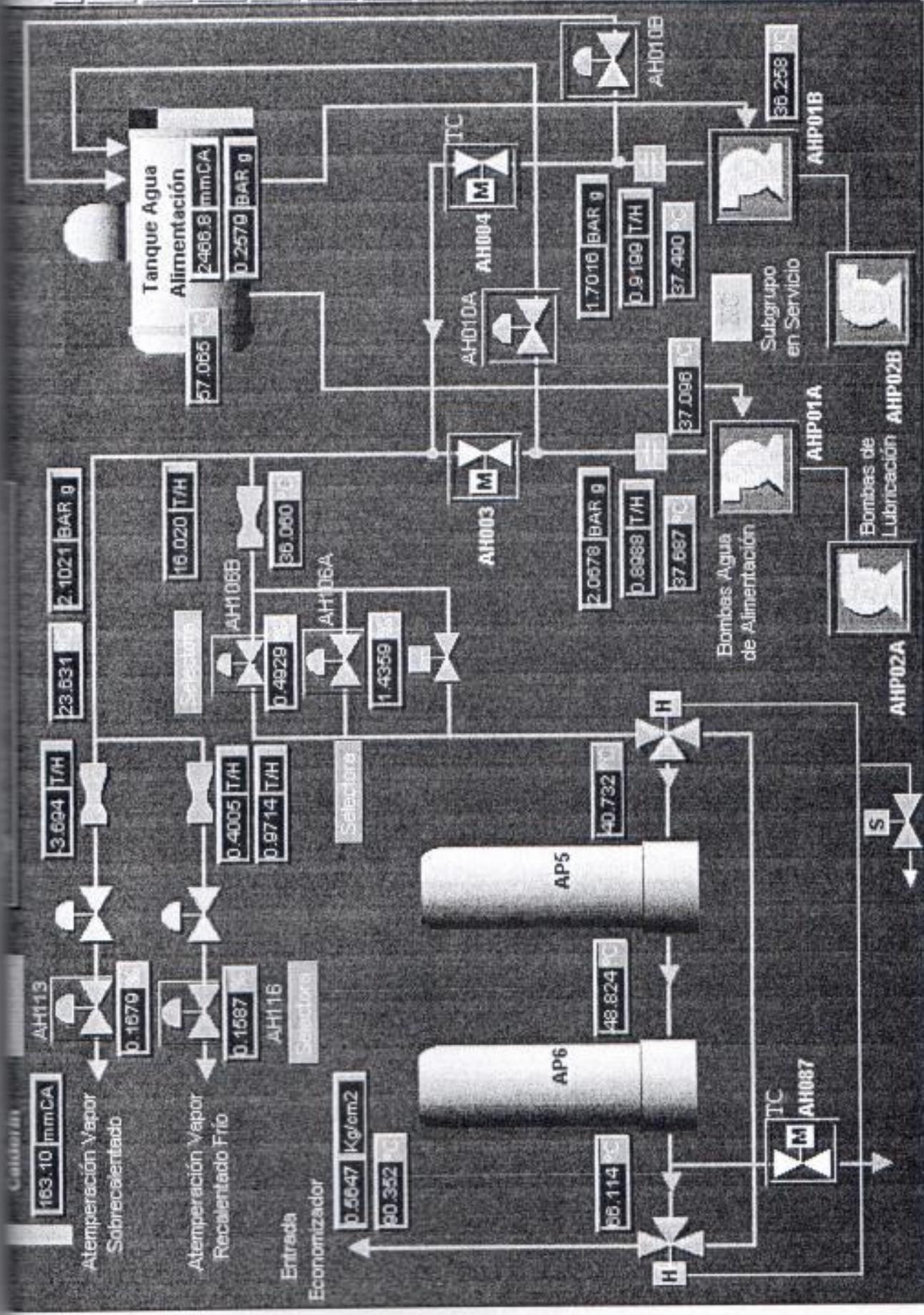
VT8D421_A
 POT8D-402
 POT8D-403
 VT8D312_2A
 VT8D312_1B

- Menu
- Alm Sum
- Sys Stat
- Int Page
- AFE Annunciator
- Point Annunciator
- Last
- Print
- Ack
- Silence



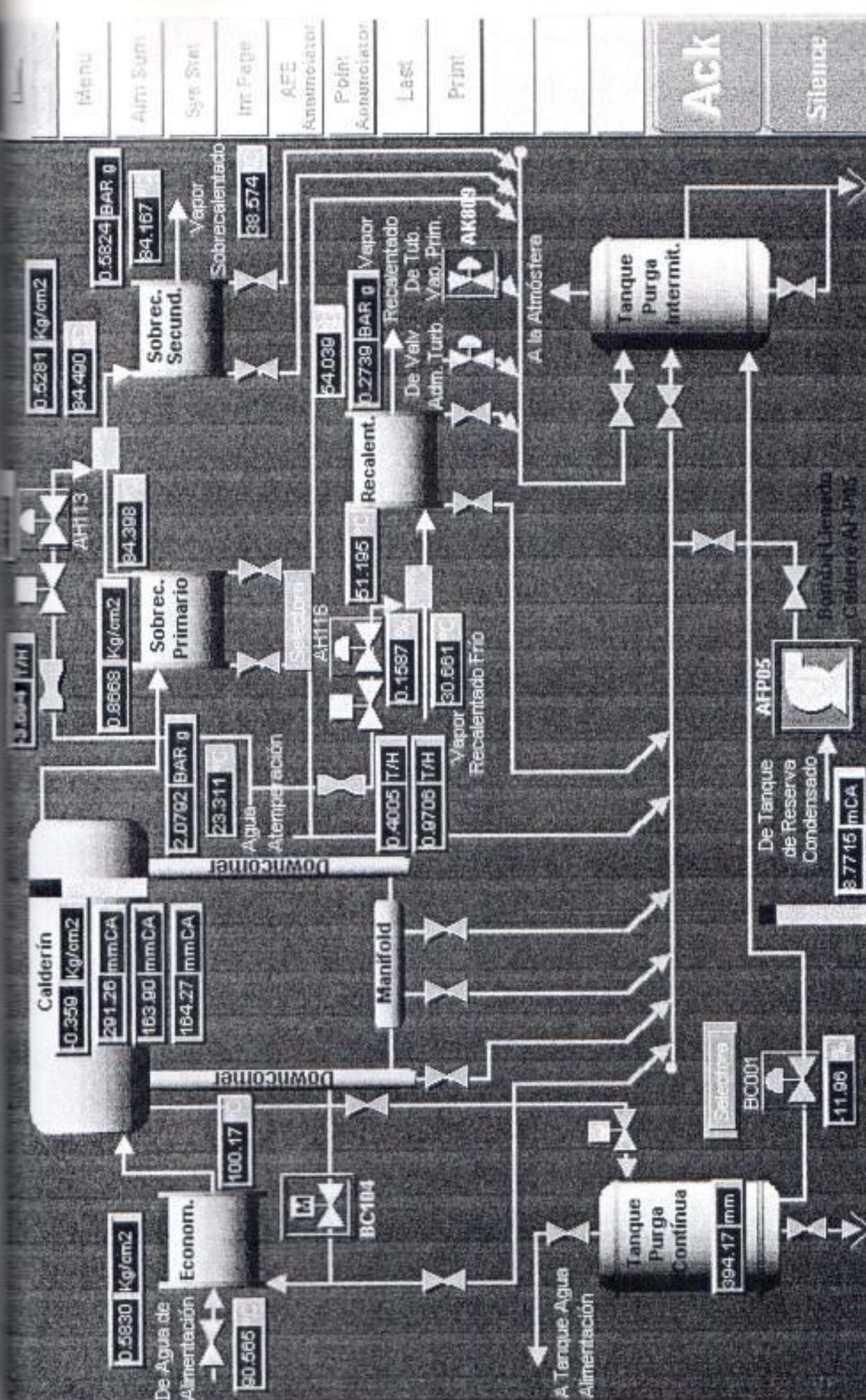
Menu	Alm Sum	Sys Stet	Int Page	AFE Annunciator	Point Annunciator	Last	Print	Ack	Silence
Water Administration	Control Nivel Condensador	Registro MID Nly Desabes	Registro MID Nly Condens	Registro B.E.C. A	Registro B.E.C. B				
MTBD421 A	POTBD402	POTBD403	MTBD312 2A	MTBD312 1B					

FUENTE: FUENTES PARA EL...

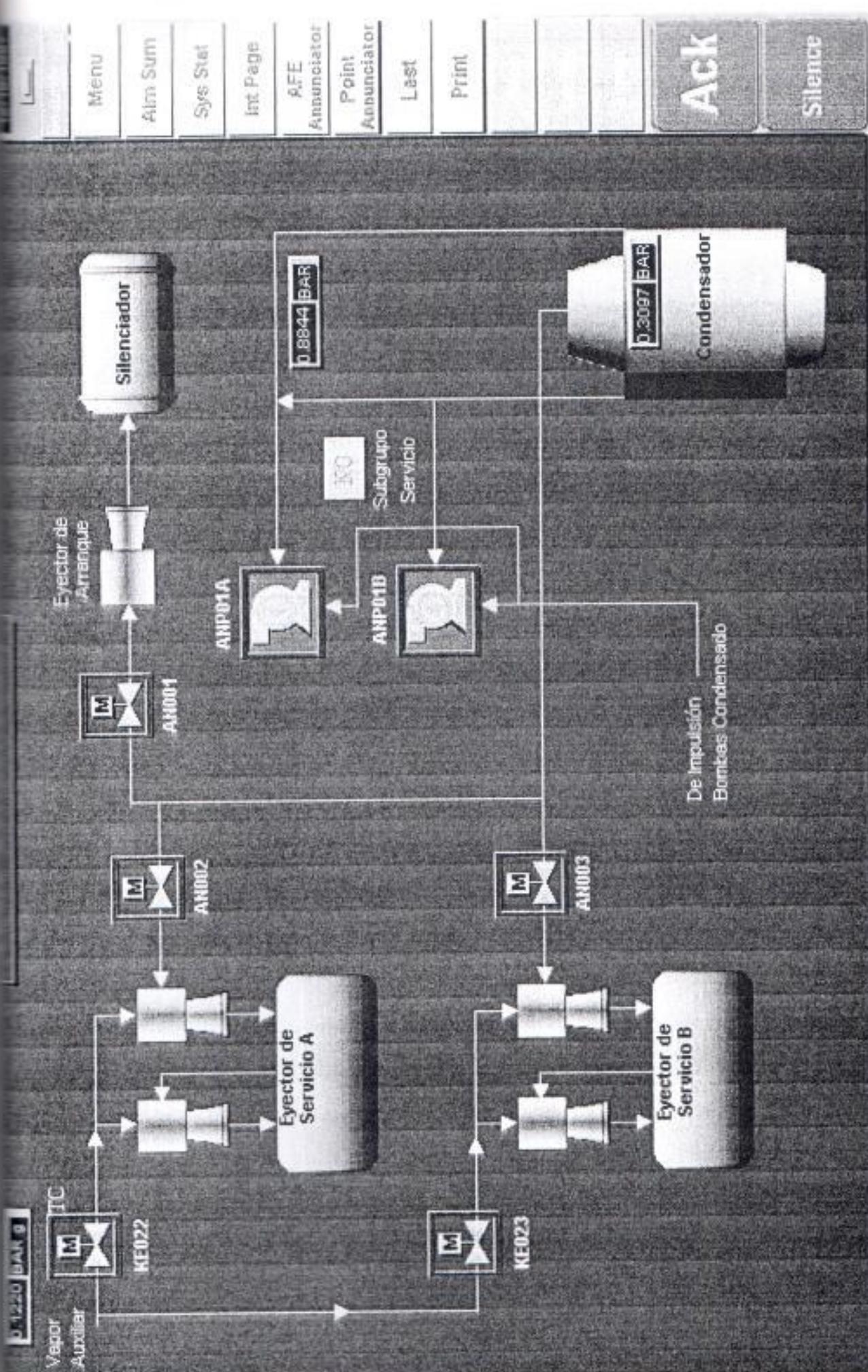


[Icons for various system functions: a computer monitor, a printer, a hand holding a tool, a gear, and a power button.]

Agua de Condensado	Disp. Grupo Agua Alimen	Disp. Grupo Calent. 5 y B	Parámetros Escritos
	Registro B.A.A.B	Registro B.A.A.B	



0.5281 Kg/cm ²	84.490	0.5824 BAR 0	84.167	Vapor Sobrecalentado	38.574
0.8668 Kg/cm ²	84.398	Sobrec. Primario	54.039	Recalent. De Vely. De Tub. Adm. Turb. Vao. Prim.	0.2739 BAR 0
2.0702 BAR 0	23.311	Agua Atenuación	0.1587	Vapor Recalentado Frio	30.651 C
0.4005 T/H	0.0706 T/H	Manifold	51.195	Recalent. De Vely. De Tub. Adm. Turb. Vao. Prim.	0.2739 BAR 0
0.359 Kg/cm ²	201.26 mmCA	163.80 mmCA	164.27 mmCA	Calderín	0.359 Kg/cm ²
0.5830 Kg/cm ²	100.17	De Agua de Alimentación	80.565	Econom.	100.17
394.17 mm	11.96	Tanque Purga Continua	394.17 mm	Tanque Purga Continua	394.17 mm
8.7715 mCA	AFP05	De Tanque de Reserva de Condensado	8.7715 mCA	Bomba Limpieza Caldera AF-Pro	8.7715 mCA
0.5281 Kg/cm ²	84.490	0.5824 BAR 0	84.167	Vapor Sobrecalentado	38.574
0.8668 Kg/cm ²	84.398	Sobrec. Primario	54.039	Recalent. De Vely. De Tub. Adm. Turb. Vao. Prim.	0.2739 BAR 0
2.0702 BAR 0	23.311	Agua Atenuación	0.1587	Vapor Recalentado Frio	30.651 C
0.4005 T/H	0.0706 T/H	Manifold	51.195	Recalent. De Vely. De Tub. Adm. Turb. Vao. Prim.	0.2739 BAR 0
0.359 Kg/cm ²	201.26 mmCA	163.80 mmCA	164.27 mmCA	Calderín	0.359 Kg/cm ²
0.5830 Kg/cm ²	100.17	De Agua de Alimentación	80.565	Econom.	100.17
394.17 mm	11.96	Tanque Purga Continua	394.17 mm	Tanque Purga Continua	394.17 mm
8.7715 mCA	AFP05	De Tanque de Reserva de Condensado	8.7715 mCA	Bomba Limpieza Caldera AF-Pro	8.7715 mCA



STCD110_D2
 PDSHC8107
 PTC8110_D3
 PTC8110_D2
 GRF_E51

EA-SRV-WATERS - 01/01/01

0.1250 BAR

0.3097 BAR

0.8844 BAR

De Impulsión Bombas Condensado

Ke022

Ke023

Ke024

An001

An002

An003

Anp01A

Anp01B

Silenciador

Eyector de Arranque

Eyector de Servicio A

Eyector de Servicio B

Condensador

Subgrupo Servicio

Menu

Alm Sum

Sys Stat

Int Page

AFE Annunciator

Point Annunciator

Last

Print

Ack

Silence

STCD110_D2

PDSHC8107

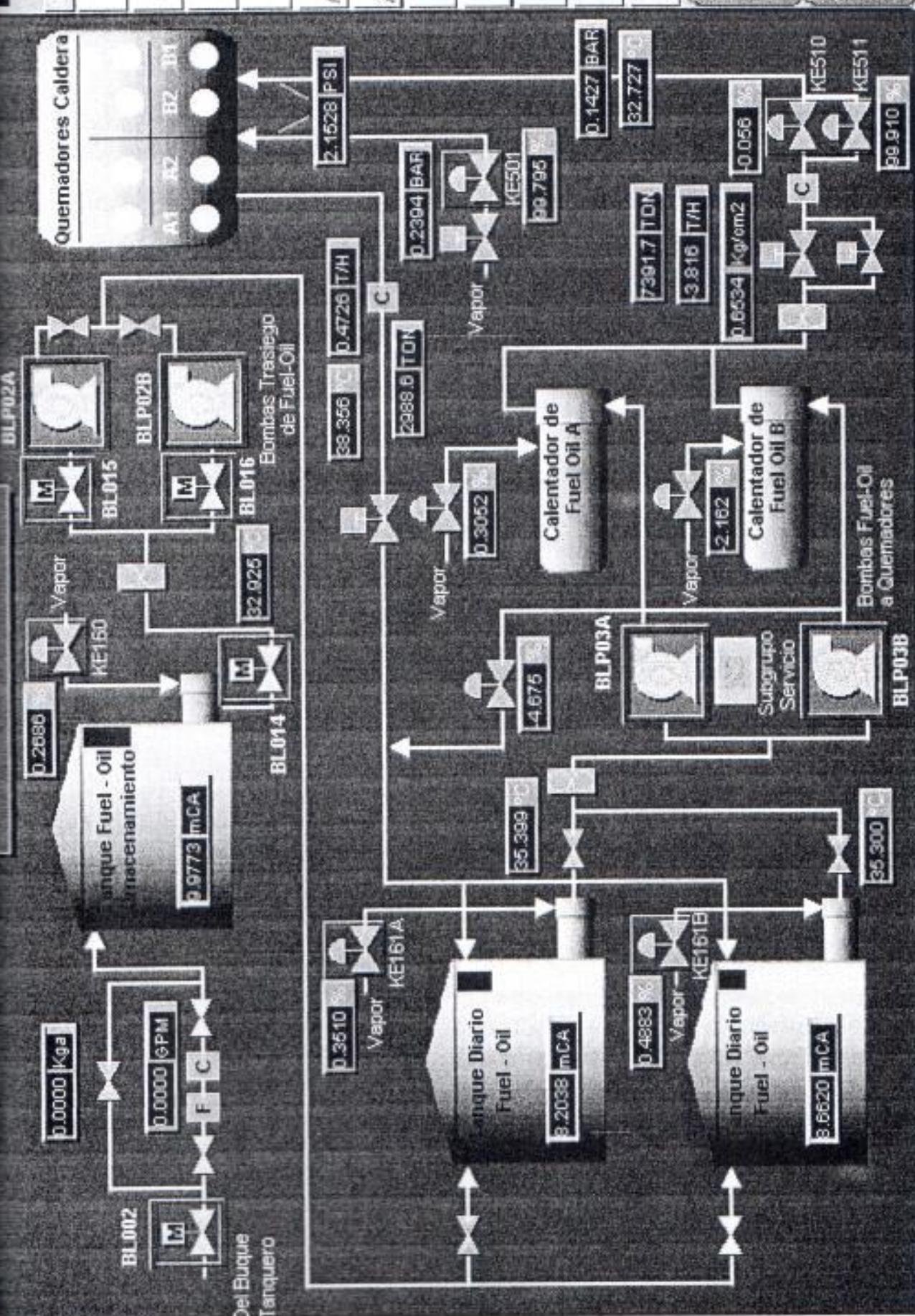
PTC8110_D3

PTC8110_D2

GRF_E51

EA-SRV-WATERS - 01/01/01

- Menu
- Alarm Sum
- Sys Stat
- Int Page
- AFE Annunciator
- Point Annunciator
- Last
- Print
- Ack
- Silence



VTBD421 A
 PDTBD402
 PDTBD403
 VTBD312 2A
 VTBD312 1B

Window 01F

Registro PID Fuel Oil A
 Registro PID Fuel Oil B
 Registro PID Vapor Caldera

Disp. Grupo Calent. Fuel

Veloc. control Calent. A/B

Veloc. control Vapor Caldera

Diesel - Oil

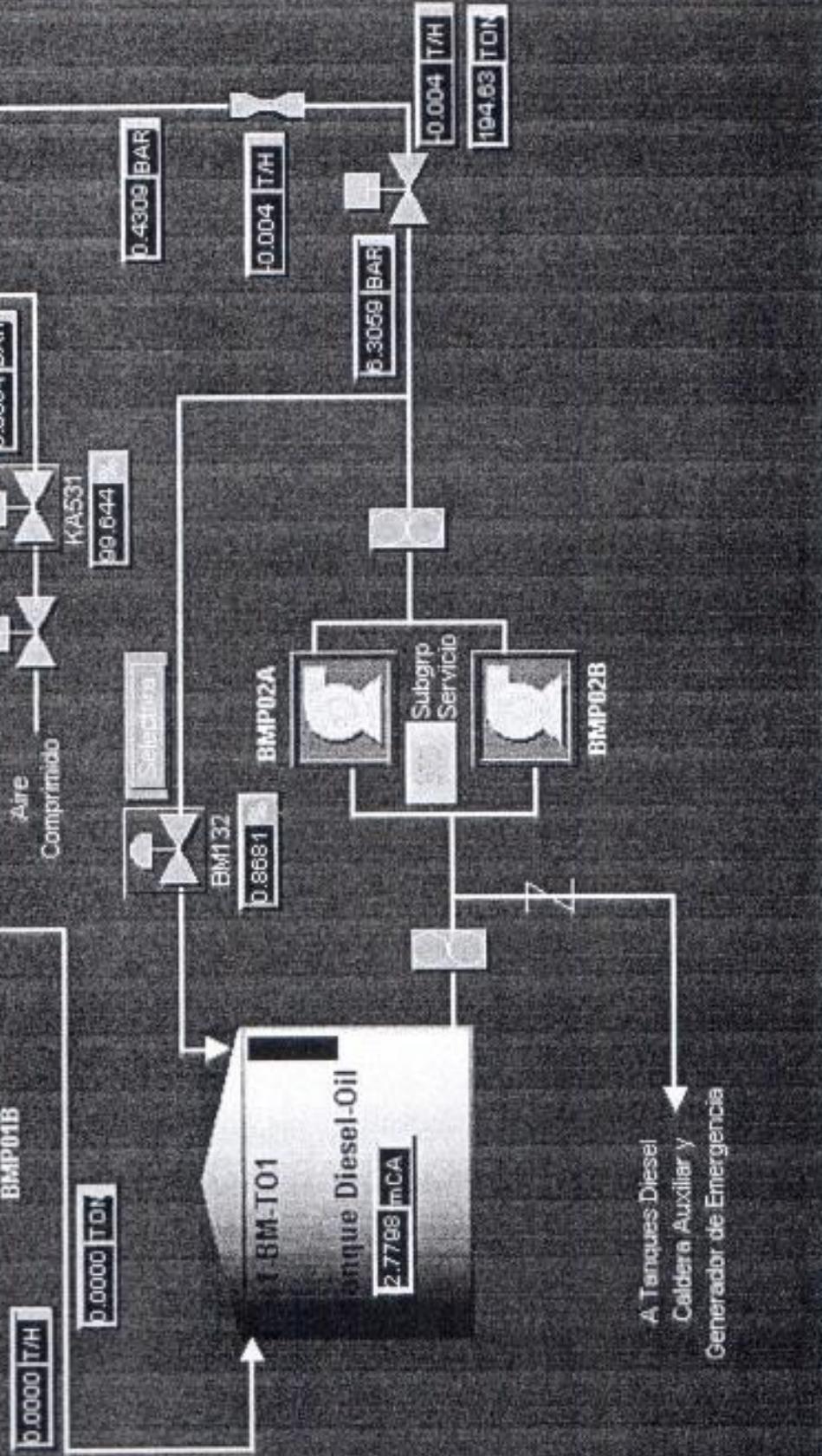
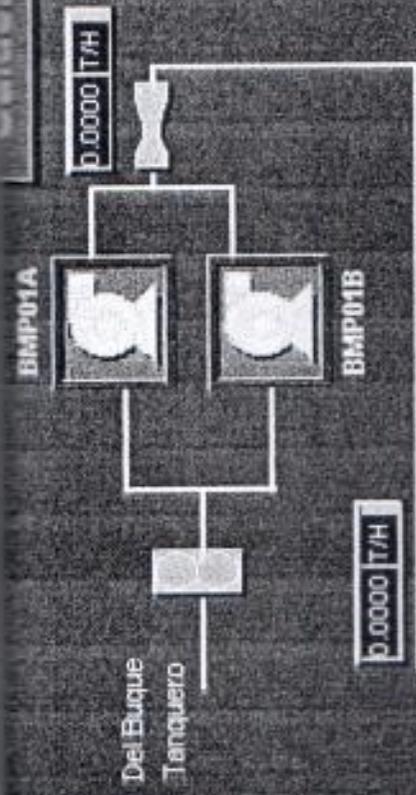
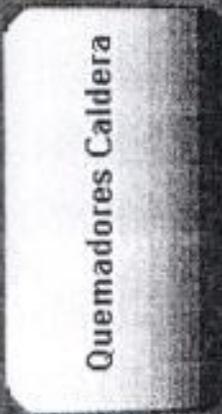
Quemadores Caldera

- Menu
- Alim Sum
- Sys Stat
- Inf Page
- AFE Annunciator
- Point Annunciator
- Last
- Print

Ack

Silence

VRBD01A
 P01B0102
 P01B0103
 VRBD012A
 VRBD012B



Fuel Oil

Diesel Grupo Light Oil

Registro PID Recor. Diesel

VRBD01A

VRBD012A

VRBD012B

VRBD0102

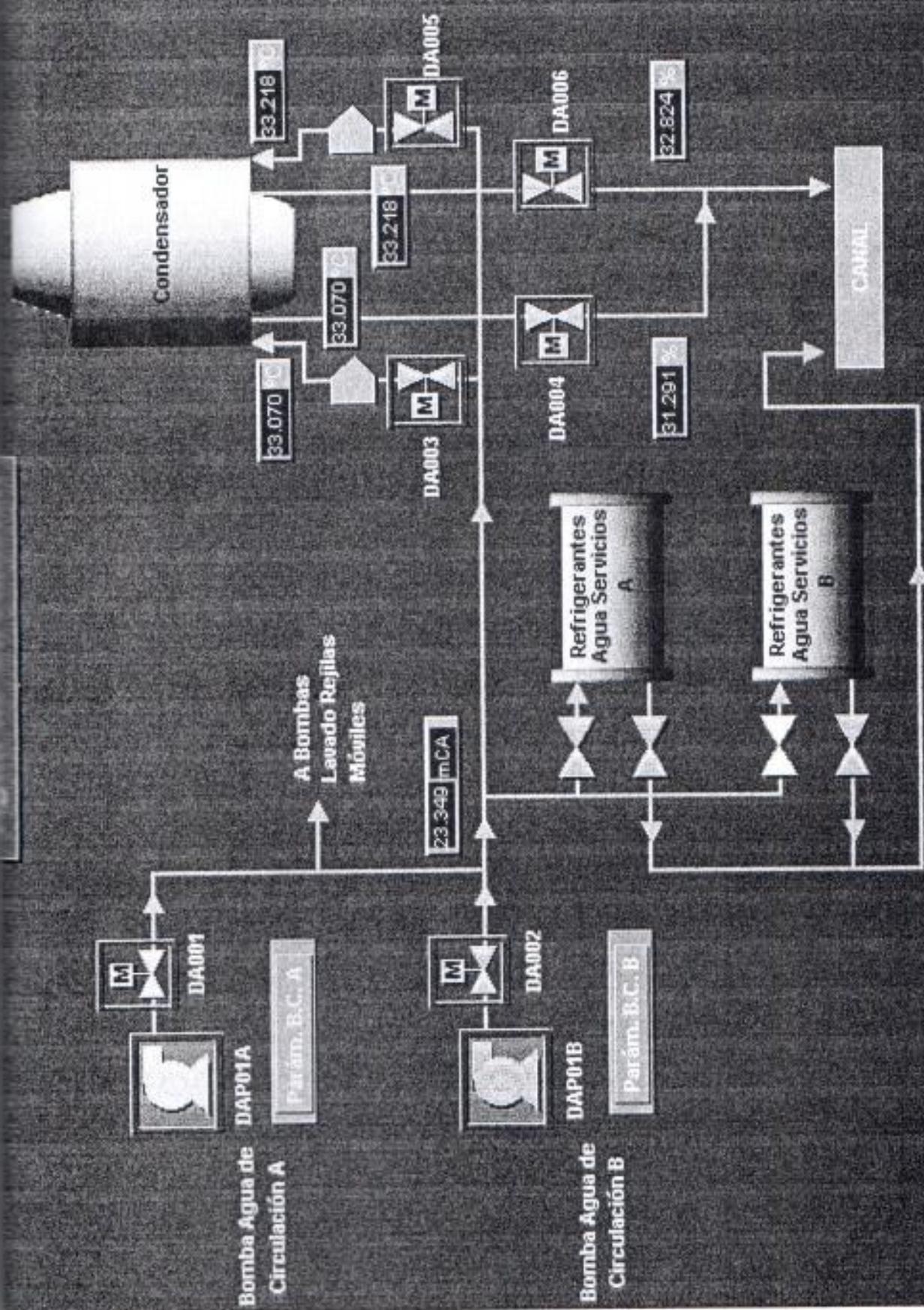
VRBD0103

- Menu
- Aim Sum
- Sye Strat
- Int Page
- AFE Annunziator
- Point Annunziator
- Last
- Print

Ack

Silence

VTB0421_A
 PDTB0402
 PDTB0403
 VTB0312_2A
 VTB0312_1B



Windows - RTE

Registro H.A.C.A.	Registro B.A.C.B.
-------------------	-------------------

Navigation icons: Home, Back, Forward, Stop, Refresh, Print, Help, etc.

ANTECEDENTES

La transformación del sector eléctrico, en la República del Ecuador, se circunscribe dentro de un esquema de profundo cambio en el ámbito económico, difundido en toda América Latina, donde se promueve una participación creciente de la actividad privada, delegando al Estado la definición de políticas de expansión eléctrica, y organismos autónomos la regulación del sector a fin de conseguir que las nuevas actividades se desarrollen en una forma equilibrada y armónica.

En el caso ecuatoriano, el proceso de reformas arranca a fines de 1996 con la promulgación de una Ley específica que determinó el establecimiento de un mercado competitivo y desregulado, descentralizando su estructura estatal, a través de esquemas de desintegración horizontal y vertical, escindiendo las actividades de generación, transporte y distribución, procurando promover una amplia participación del sector privado.

Sin embargo, no fue hasta abril de 1999, cuando el nuevo esquema inició sus operaciones, determinando así cambios profundos en las prácticas operativas y comerciales de la industria eléctrica. El estado actual del proceso es definido todavía como de transición, hasta que se completen los siguientes aspectos estratégicos:

- a. Reglamentos de manejo operativo y comercial, que definan y complementen a detalle lo promulgado en la Ley de Régimen del Sector Eléctrico.
- b. La venta y traspaso accionario de aquellas empresas de generación, transmisión y distribución que se conformaron.

- c. La implantación de sistemas tecnológicos relacionados con aspectos operativos, transaccionales y de intercambio de información.

El funcionamiento del modelo se sustenta en dos aspectos: la prestación y la recepción del servicio. En la prestación se reconocen tres actividades: producción, transporte y distribución, en cambio la recepción del servicio está representado por los clientes que, de acuerdo a su potencia contratada pueden comprar en forma directa en un Mercado Mayorista o a las compañías distribuidoras.

El nuevo modelo conforma un mercado de energía eléctrica (el denominado Mercado Eléctrico Mayorista – MEM), un sistema de costos de energía que define precios, un administrador de dicho mercado (CENACE) y un ente regulador (CONELEC).

UBICACIÓN

El Centro Nacional de Control de Energía está ubicado en la ciudad de Quito, República del Ecuador, en el kilómetro 171/2 de la Panamericana Sur, sector Cutuglahua.

MISIÓN DEL CENACE

Administrar las transacciones técnicas y comerciales del Mercado Eléctrico Mayorista, resguardando las condiciones de seguridad y calidad de la operación del Sistema Nacional Interconectado, de acuerdo al marco legal y regulatorio vigente.

Administrar el abastecimiento de energía al mercado al mínimo costo posible, preservando la eficiencia global del sector; creando condiciones de mercado para la comercialización de energía eléctrica por parte de las empresas generadoras y facilitando al CONELEC y a los Agentes el acceso a la información sobre el funcionamiento del MEM (Mercado Eléctrico Mayorista)

Para la consecución de esta misión la Corporación propenderá al desarrollo profesional y personal de su recurso humano.

FUNCIONES ESPECIFICAS

- a) Recabar de todos los actores del MEM, sus planes de producción y de mantenimiento así como sus pronósticos de demanda de potencia y energía de corto plazo.
- b) Informar del funcionamiento del MEM y suministrar todos los datos que le requieran o que sean necesarios al Consejo Nacional de Electricidad CONELEC.
- c) La coordinación de la operación en tiempo real del Sistema Eléctrico Nacional en condiciones de operación normal y de contingencia, ateniéndose a los criterios y normas de seguridad y calidad que determine el CONELEC.
- d) Ordenar el despacho de los equipos de generación para atender la demanda al mínimo costo marginal horario de corto plazo de todo el parque de generación.
- e) Controlar que la operación de las instalaciones de generación la efectúe cada titular de la explotación, sujetándose estrictamente a su programación.
- f) Aportar con los datos que requiera el Director Ejecutivo del CONELEC para penalizar a los generadores, de conformidad a lo señalado en el reglamento respectivo, por el incumplimiento no justificado de las disposiciones de despacho impartidas.
- g) Asegurar la transparencia y equidad en las decisiones que adopte.
- h) Coordinar los mantenimientos de las instalaciones de generación y transmisión, así como las situaciones de racionamiento en el abastecimiento que se puedan producir.
- i) Preparar los programas de operación para los siguientes doce

meses, con un detalle de la estrategia de operación de los embalses y la generación esperada mensualmente de cada central.

CADENA DE VALOR

La organización del CENACE puede ser vista como un conjunto de procesos, donde proceso se define como un conjunto de actividades, estructuradas y medidas, diseñada para producir una salida específica, para clientes internos y/o externos.

La CADENA DE VALOR agrupa los procesos del CENACE en categorías, distinguiéndolos entre aquellos directamente involucrados con la planeación, la operación, la administración comercial del MEM, y que se denominan procesos primarios y aquellos procesos de direccionamiento estratégico, gestión de recursos humanos, administración y finanzas, desarrollo de la tecnología y aprovisionamiento de infraestructura denominados secundarios.

Lo más notable de este modelo es su facultad para presentar las interrelaciones entre procesos, porque es importante resaltar que la manera de ejecutar un conjunto de procesos afectará el modo de llevar a cabo otros. El concepto de cadena de valor aplicado al CENACE puede ser ampliado por ejemplo a las empresas que conformarán el nuevo modelo del sector eléctrico.

DIRECTORIO DEL CENACE

El Centro Nacional de Control de Energía CENACE, está constituido como una Corporación Civil de Derecho Privado, de carácter eminentemente técnico, sin fines de lucro, cuyos miembros son las empresas de generación, transmisión, distribución y grandes consumidores.

El CENACE está dirigido por un Directorio formado por:

- *Un delegado permanente del Presidente de la república quién presidirá el directorio.*
- *Dos delegados de las empresas concesionarias de generación;*
- *Dos delegados de las empresas concesionarias de distribución;*
- *Un delegado de la empresa concesionaria de transmisión; y,*
- *Un delegado por los grandes consumidores que tengan contratos a plazo.*

La Ley de régimen eléctrico además indica que para ser delegado ante el directorio de la Corporación, se requiere poseer título profesional académico; tener una experiencia en el Sector Eléctrico de por lo menos 5 años.

Los miembros del directorio del Cenace durarán 4 años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos. No tendrán la calidad de empleados ni funcionarios del Cenace; pero tendrán el derecho a percibir el pago de dietas, viáticos y movilización, los que serán regulados por el directorio del Cenace.

En la siguiente página se ve un diagrama del **Sistema de Corporación Cenace**. Este sistema tiene como objetivo establecer una coordinación centralizada con todos los miembros del MEM a través de una red de comunicaciones. Diariamente el Cenace publica el denominado "Despacho económico programado" en donde se establecen las unidades de generación que entran a operar para satisfacer la demanda del sistema al costo más económico posible por KWh.

A través de este sistema el Cenace realiza la supervisión de la seguridad, continuidad, calidad y economía del servicio en forma constante y mediante ella se vigilará el cumplimiento de dichos objetivos. Es responsabilidad del Cenace planificar la operación del sistema a largo, mediano y corto plazo aplicando las Regulaciones y modelos matemáticos aprobados por el Conelec.

SISTEMA DE CORPORACIÓN CENACE

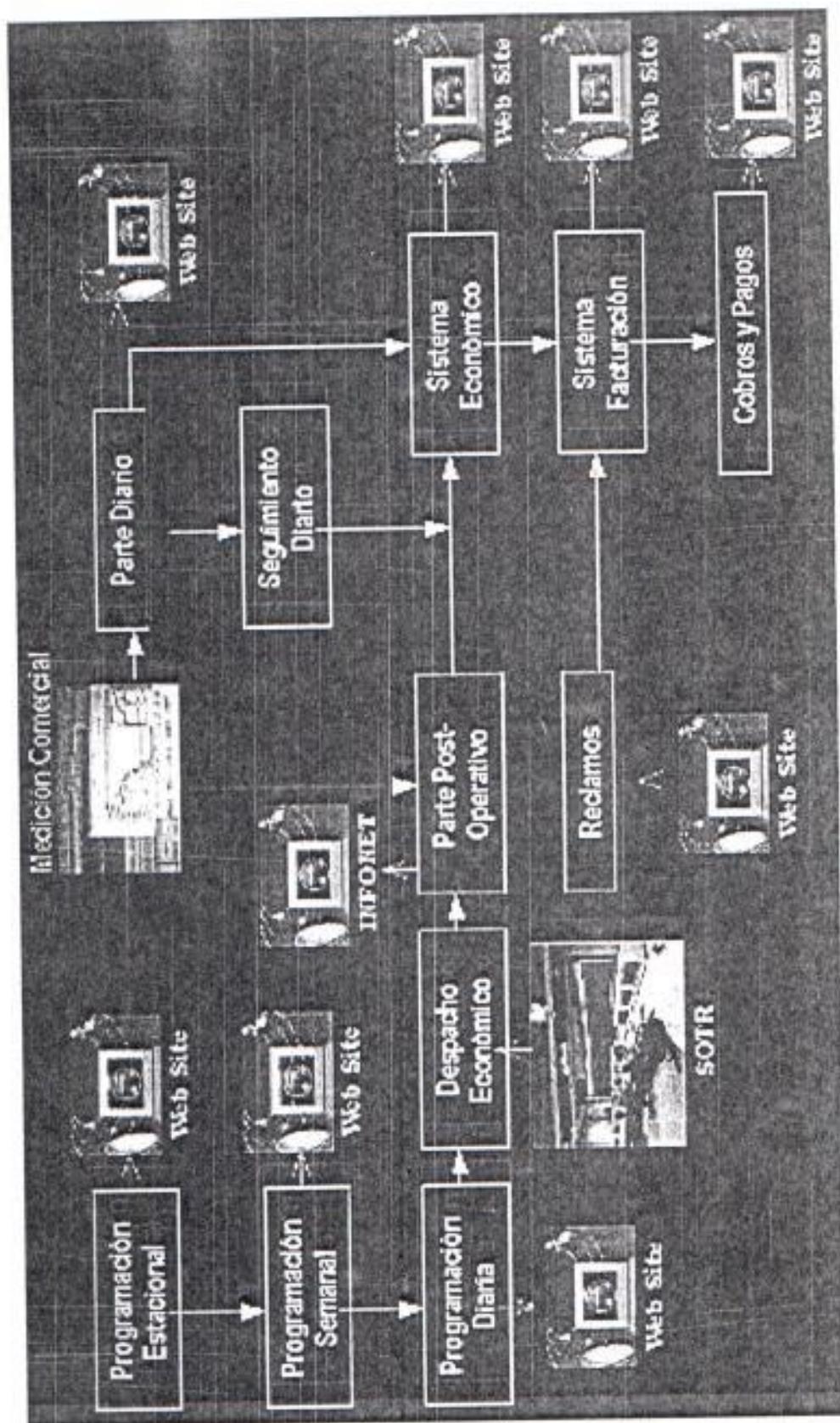
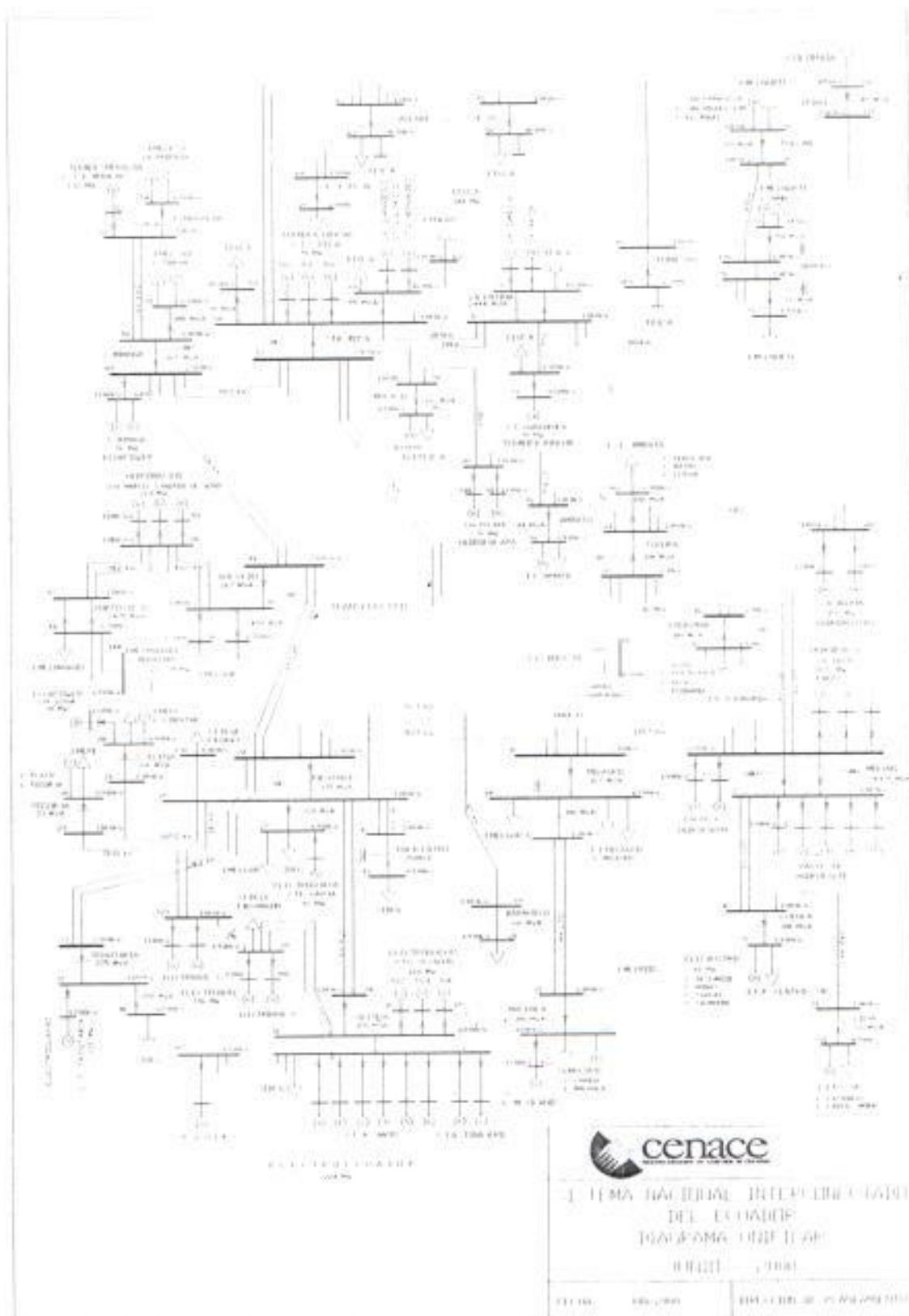


Diagrama Unifilar del Sistema Nacional Interconectado



CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGIA DIRECCION DE PLANEAMIENTO

Configuración Esquemática del Sistema de Potencia

