

Universidad Nacional de Ingenieria

Facultad de Ingenieria Mecánica



Optimización del Control de la Planta
Termica de Ilo Mediante el Uso de un
Sistema de Control por Computadora.

TESIS

Para Optar El Titulo Profesional De

Ingeniero Mecánico

JAIME CHI PENG TANG KOU

PROMOCION – 84-2

Lima – Peru

1991

TABLA DE CONTENIDOS

	Pag.
Prólogo.	6
Capítulo 1 : Introducción.	9
Capítulo 2 : Descripción de la planta y sus operaciones.	12
2.1. Generalidades.	12
2.2. Descripción del ciclo de generación.	13
2.2.1. Generadores de vapor.	13
2.2.2. Sistema de agua de alimentación de calderas	15
2.2.3. Sistema de agua de enfriamiento.	15
2.2.4. Sistema de turbo generadores.	16
2.3. Descripción de las plantas desalinizadoras.	17
2.4. Descripción del sistema eléctrico interconectado SPCC - E.Sur.	18
2.4.1. Sistema eléctrico de SPCC.	18
2.4.2. Sistema eléctrico interconectado SPCC-E.SUR	19
2.4.3. Operaciones del sistema eléctrico SPCC_E.SUR.	20
Capítulo 3 : Análisis de la filosofía de control actual y nueva filosofía de control de los equipos.	26
3.1. Análisis de los sistemas de control de las calderas.	26

3.1.1. Filosofía de control del agua de alimentación.	26
3.1.2. Filosofía de control de la temperatura del vapor.	32
3.1.3. Filosofía de control de la combustión.	36
3.2. Análisis de los sistemas de control de los turbo generadores.	55
3.2.1. Sistemas de control del gobernador de velocidad.	55
 Capítulo 4 : Análisis de la filosofía de control de la operación de la planta.	 70
4.1. Filosofía de control basado en la frecuencia de la red eléctrica.	71
4.2. Filosofía de control basado en la presión del vapor del sistema.	79
4.3. Filosofía de control combinado.	83
4.4. Conclusiones.	87
 Capítulo 5 : Control de procesos por computadora.	 93
5.1. Automatización en la industria de procesos.	93
5.1.1. Tecnología del control de procesos por computadora.	98
5.1.2. Evolución del control de procesos.	99
5.1.3. Necesidades y objetivos del control de procesos por computadora.	103

5.2.	Tipos de control.	105
5.2.1.	Control de vigilancia.	105
5.2.2.	Control de supervisión básica.	105
5.2.3.	Control digital directo.	106
5.2.4.	Control centralizado.	107
5.2.5.	Control distribuido.	108
5.2.6.	Control integral jerarquizado.	109
Capítulo 6 : Descripción del sistema de control distribuido.		112
6.1.	Arquitectura del sistema distribuido.	112
6.2.	Componentes del sistema distribuido.	114
6.3.	Red de comunicación del sistema distribuido.	122
6.4.	El software.	124
Capítulo 7 : Análisis de costos y ventajas comparativas.		135
7.1.	Análisis de costos.	135
7.2.	Ventajas comparativas.	137
Conclusiones.		139
Bibliografía.		141
Apéndices.		145

PROLOGO

La presente obra está compuesta por 7 capítulos, el primer capítulo describe los propósitos del presente estudio y señala los alcances y limitaciones de ella.

El capítulo 2, es una descripción de la planta térmica de Ilo, esta descripción comprende las características de los equipos térmicos que la conforma, así como la descripción del sistema eléctrico interconectado al cual pertenece.

En el capítulo 3, se analiza la filosofía de control existente para los equipos, principalmente, los lazos de control relacionados con las calderas y se plantean nuevas estrategias con la finalidad de optimizar el control.

El capítulo 4, es un análisis de la forma como reacciona el control de la planta, ante las variaciones de carga que se presentan en la operación normal, así como durante los casos de emergencias. También se presenta las 3 filosofías de control en las que se puede basar la operación de la

planta y se analiza las conveniencias, ventajas y desventajas de cada una de ellas.

El capítulo 5, sintetiza los conceptos relacionados con el uso de los sistemas de cómputos en la automatización de los procesos industriales. La evolución de los sistemas de control desde sus inicios hasta los sistemas actuales basados en microprocesadores. Describe también las tecnologías que han hecho posible alcanzar los niveles actuales de desarrollo en este campo, así como los tipos de control que existen.

En el capítulo 6, se hace una descripción del sistema de control distribuido, comprendiendo en esto, tanto el hardware, que son los elementos físicos que compone el sistema así como el software que representa los programas y lenguajes de programación utilizados en estos sistemas de control.

En el capítulo 7, se detallan los costos que involucra el cambio del sistema neumático actual por un sistema electrónico, y se compara con algunas de las ventajas que representa el uso de esta nueva tecnología.

En el apéndice se exponen algunos conceptos y definiciones que sin ser objeto de estudio del presente tema, considero que ayudará a su mejor comprensión.

Quisiera expresar mi agradecimiento a José Chu por su permanente apoyo y estímulo para la conclusión de esta obra.

INTRODUCCION

Una de las bases fundamentales para el desarrollo de cualquier industria, en especial la gran minería, es la continuidad de sus operaciones. Cualquier paralización no planificada significa graves pérdidas financieras.

Por otro lado, es evidente que este desarrollo no sería posible sin la energía eléctrica, por lo tanto, la disponibilidad de esta energía y la confianza en los medios de generación son los pilares básicos sobre los que descansan toda la estructura de cualquier complejo industrial.

Los sistemas de control juegan un rol muy importante para lograr esta confiabilidad. En la actualidad los sistemas de control de la planta térmica de Ilo en su mayor parte son sistemas neumáticos, y muchos de ellos tienen más de 30 años de operación, por lo que deviene en obsoletos, que aunado a la dificultad de conseguir repuestos, por lo que su fabricación está descontinuada, hace necesario el cambio de estos por un sistema más moderno.

Por otra parte, el crecimiento dado en el sistema eléctrico de SPCC, debido a la expansión de sus operaciones, hace cada vez más difícil asegurar un suministro continuo y seguro de energía, por la mayor complejidad de las operaciones del sistema, lo que conlleva a que sea necesario lograr niveles de automatismo y control más confiables y seguros.

La finalidad del presente trabajo es la de analizar la filosofía de control de la planta térmica de Ilo y formular las mejoras que son posibles, gracias a los avances tecnológicos que se han sucedido en el campo del control de procesos industriales, avances que han sido posible principalmente por el desarrollo y los descubrimientos logrados en el campo de la electrónica.

El estudio expone también las ventajas que representa la aplicación de estas nuevas tecnologías, lo que redundará en un aumento de la disponibilidad en el suministro de energía eléctrica a los centros de producción. Disponibilidad que significa menos paralizaciones no programadas, lo que reduce las pérdidas de producción, con las consiguientes ventajas económicas.

La cuantificación económica de los beneficios de contar con un suministro más confiable de energía requerirá de un análisis más amplio y minucioso de las distintas operaciones que se llevan a cabo en todo el complejo minero metalúrgico y no forma parte del presente estudio.

CAPITULO 2.

DESCRIPCION DE LA PLANTA Y SUS OPERACIONES.

2.1. Generalidades.

La planta térmica de ILO forma parte del complejo minero metalúrgico de SPCC, y está ubicado en la fundición de cobre a 17 Km al norte del puerto de ILO, en Punta Tablones.

La finalidad de esta planta es la de proveer la energía eléctrica necesaria para el normal desarrollo de las operaciones del complejo minero metalúrgico en sus distintos asientos minero, tanto en Toquepala, Cuajone, así como en la fundición de Ilo.

Adicionalmente al sistema de generación eléctrica, la planta térmica de Ilo cuenta con 2 plantas de desalinización de agua de mar por el método de evaporación instantánea, cuya producción de agua es utilizada en las operaciones de la fundición de cobre, y como agua de reposición al sistema de generación, además de cubrir el consumo doméstico de la población en el campamento del área de Ilo.

2.2. Descripción del ciclo de generación.

El sistema de generación de la planta térmica de Ilo esta basada en el ciclo Rankine regenerativo, conformada por calderas de generación de vapor, turbo-generadores, condensadores e intercambiadores de calor.

2.2.1. Generadores de vapor.

El sistema primario de transformación de energía esta conformada por los generadores de vapor.

Estos generadores de vapor esta constituido por 3 calderos de fuego directo, que utiliza petróleo residual #6 exclusivamente para generar vapor, y 6 calderas de recuperación de calor, los cuales producen vapor como sub-producto de la fundición de los concentrados de cobre en los hornos reverberos, aprovechando como fuente de energía los gases calientes procedentes de dichos hornos.

Todo el vapor producido, tanto en los calderos de fuego directo así como en las calderas de recuperación de calor, convergen hacia una línea principal de vapor, desde el cual se distribuyen el vapor para todos los turbo-generadores. El vapor

generado por estas calderas es un vapor sobrecalentado a 850 Psig, y 910 F de temperatura.

Condensador de sobrecarga.

El condensador de sobrecarga es un sistema de emergencia que se usa para condensar el exceso de vapor que pueda haber en la línea principal que suministra vapor a las turbinas.

Normalmente las turbinas utilizan todo el vapor producido por las calderas; pero a veces las calderas producen más vapor del que necesitan las turbinas, lo cual origina un aumento en la presión de la línea principal. Esto ocurre cuando el consumo de energía eléctrica es muy bajo, por ejemplo en los días Domingos o feriados. Entonces el exceso de vapor se envía al condensador de sobrecarga pasando primero por un atemperador y una válvula de estrangulamiento donde la temperatura y presión son reducidas.

El vapor es condensado por medio de agua de mar que circula por dentro de los tubos del condensador, este condensado es bombeado hacia los calderos retornándose al ciclo de generación.

En la fig #1 muestra la descripción de los generadores de vapor y el condensador de sobrecarga que forma parte del sistema principal de vapor.

2.2.2. Sistema de agua de alimentación de calderos.

El sistema de agua de alimentación, consiste de un conjunto de líneas por las cuales es conducido el condensado desde los condensadores de las turbinas hasta las calderas para producir nuevamente vapor para el ciclo.

Este sistema a semejanza del sistema de vapor, tiene una línea central donde converge el agua proveniente de todos los condensadores, y a partir del cual se alimenta de agua a las calderas.

El agua de alimentación a esta línea principal llega con 1,150 Psig de presión y 360 F de temperatura. Esta presión es mantenida constante por las válvulas de distribución de cada uno de los turbo-generadores.

2.2.3. Sistema de agua de enfriamiento.

Unos de los sistemas esenciales para la operación de la planta es el agua de enfriamiento,

utilizada para condensar el vapor de la turbina en los condensadores.

El enfriamiento es del tipo de ciclo abierto, el agua de mar es bombeada desde una toma de agua de mar ubicada en la playa, por medio de 5 bombas que trabajan en paralelo, alimentando a 3 tuberías interconectadas que distribuyen el agua a los condensadores y plantas desalinizadoras.

2.2.4. Sistema de turbo-generadores.

Los turbo-generadores, constituyen la última etapa de la transformación de energía, la energía térmica del vapor es convertida a energía mecánica en la turbina, que es transmitida al generador, en el cual es convertida en energía eléctrica para luego ser distribuida a los centros de consumo.

La planta cuenta con 4 turbo-generadores, 2* 22 MW, y 2 * 66 MW. Todas las turbinas son del tipo de condensación, enfriadas por agua de mar. Existe también un turbo-generador para casos de emergencia de 3.23 MW de arranque rápido, con descarga a la atmósfera. Todas las unidades de turbo-generadores reciben vapor de la línea principal de vapor.

2.3. Descripción de las plantas desalinizadoras.

El proceso de desalinización empleado en estas plantas es el llamado "evaporación instantánea", el cual básicamente consiste en calentar el agua de mar bajo presión y luego introducirla en una cámara donde se ha hecho previamente el vacío, al perder bruscamente la presión, una parte del agua se convierte en vapor, el cual pasa a través de filtros y finalmente se condensa al entrar en contacto con la superficie fría de los tubos de un condensador por los cuales hacemos circular agua de mar fría.

El resto de agua que no ha vaporizado, se hace pasar a otras cámaras en las cuales la presión es sucesivamente más baja, de modo que se repita el mismo proceso obteniéndose en cada cámara una nueva cantidad de vapor que será condensado como en la etapa anterior para obtener el destilado final.

La planta desalinizadora #1 cuenta con 24 etapas de evaporación y una capacidad de 720,000 galones/día de agua destilada, y la planta #2 tiene 34 etapas de evaporación y una capacidad de 960,000 galones/día. Como fuente de calor para calentar el agua de mar se utiliza vapor que se extrae de las turbinas de generación de energía.

2.4. Descripción del sistema eléctrico inter-conectado

SPCC - E.SUR.

2.4.1. Sistema eléctrico de SPCC.

El sistema eléctrico de SPCC esta conformada por 3 centros de generación, de las cuales la central térmica de Ilo con una capacidad de generación de 108 MW es el centro de generación más importante.

Las otras 2 fuentes de generación lo constituye una central de emergencia a base de motores Diesel, con una capacidad de 5 MW ubicada en la mina de Toquepala, y 2 pequeñas centrales hidroelectricas de 4.5 MW cada una, pertenecientes al sistema de suministro de aguas de la mina de cuajone.

Los centros de consumo de este sistema lo conforma los centros mineros de Toquepala, Cuajone y la fundición de Ilo.

Conectadas al sistema eléctrico de SPCC, se encuentra también las ciudades de Ilo y Moquegua, así como la refinería de Minero Perú en Ilo. Aunque siendo estas últimas cargas correspondientes al sistema de Electro Sur. Están conectadas al sistema de SPCC por un acuerdo bilateral de intercambio de

energía entre ambos.

El suministro de energía se realiza a través de un anillo de alta tensión de 138 KV, entre las subestaciones de Ilo, Toquepala y Cuajone con una longitud total de 222.5 Km.

2.4.2. Sistema eléctrico interconectado SPCC - E.SUR.

El sistema eléctrico de SPCC esta interconectado con la central hidroeléctrica de Aricota y el sistema eléctrico de Arequipa. A través de la sub estación eléctrica de Electro Perú en Toquepala.

Esta interconexión opera bajo un contrato de intercambio de energía, mediante el cual SPCC suministra energía eléctrica a los usuarios de E.Perú conectados a su sistema eléctrico y por otro lado E.Perú suministra una cantidad de energía equivalente a SPCC en la mina de Toquepala a través de la interconexión. La fig #2 muestra el sistema eléctrico interconectado.

2.4.3. Operación del sistema eléctrico SPCC – Electroperú.

El régimen de operación de las centrales generadoras conectadas a este sistema es variable y esta en función a las características de sus unidades.

Las centrales hidro eléctricas suministra bloques de energía en régimen de base y punta, mientras que la central termoeléctrica de Ilo compensan todas las variaciones de la demanda de energía eléctrica de las cargas de SPCC así como las de ELECTROPERU conectadas al sistema.

Central hidro eléctrica de Aricota.

Esta central trabaja en régimen de base, el suministro de energía desde esta central es variable y esta supeditada al nivel de la laguna de Aricota, a la altura de los tuneles de aducción que alimentan los reservorios de las hidro eléctrica y finalmente a la capacidad de bombeo de las aguas de la laguna hacia los reservorios de agua.

Bajo estas consideraciones, el suministro desde Aricota puede variar desde cero hasta 15 MW.

Hidro eléctrica Charcani V.

La hidro eléctrica de Charcani V tiene una capacidad instalada de 135 MW, aunque su régimen de generación no supere los 90 MW. Con esta interconexión con el sistema eléctrico de Arequipa se refuerza el sistema eléctrico del sur del país. Pudiendo la central de Charcani V suministrar bloques de energía del orden de los 6 MW para la ciudad de Tacna en casos de que Aricota no este en posibilidad de cumplir con el suministro y a su vez suministrar un bloque hasta de 20 MW al sistema de SPCC, con los excedentes de energía y que no es utilizada por la ciudad de Arequipa.

Hidro eléctricas de Cuacone.

La hidro eléctrica de Cuacone funciona en paralelo con las demás unidades de generación del sistema, entregando un bloque de energía de 4.5 MW en régimen de base y 6.5 MW en régimen de punta.

Ambas centrales estan integradas al sistema de suministro de aguas de Cuacone. En cuanto a su operación están supeditada al régimen de consumo de agua de Cuacone, y la capacidad de generación de estas centrales depende tanto del consumo de agua

así como por la capacidad de almacenamiento de los reservorios de agua, aguas abajo de dichas centrales.

La energía eléctrica generada por estas centrales es mayormente utilizada en las bombas de captación de agua de la laguna de Suches, y los excedentes son enviadas a la sub estación de Cuajone mediante una línea de transmisión de 6.9 Kv.

Planta Diesel de Toquepala.

La planta térmica de Toquepala consta de 5 unidades Diesel, con una capacidad global de 5 MW, por ser unidades de arranque rápidas, son utilizadas solo en casos de emergencia para cubrir los picos de la demanda, o cuando el déficit de generación por mantenimiento de las otras unidades de generación así lo requiera.

Planta térmica de Ilo

Con una potencia efectiva de generación de 110 MW. La planta térmica de Ilo, constituye la principal fuente de energía eléctrica de SPCC. Cubre el 97 % de la demanda de energía de los complejos mineros metalúrgico de la empresa y el 90 % de la

demanda de energía del sistema incluidas las cargas de Electroperu.

Los turbo-generadores sincronizados en paralelo con la S.E. de la fundición de Ilo, compensan todas las variaciones de frecuencia (demanda) y voltaje del sistema eléctrico.

Estas variaciones de carga se refleja en un aumento o disminución en la generación de vapor que son absorbidos por las 3 calderas de fuego directo, estas 3 calderas además compensan las variaciones en la generación de vapor de las 6 calderas de recuperación de calor, cuya producción están ligadas al régimen de operación del proceso metalúrgico en sus 3 hornos reverberos.

Sistema principal de vapor

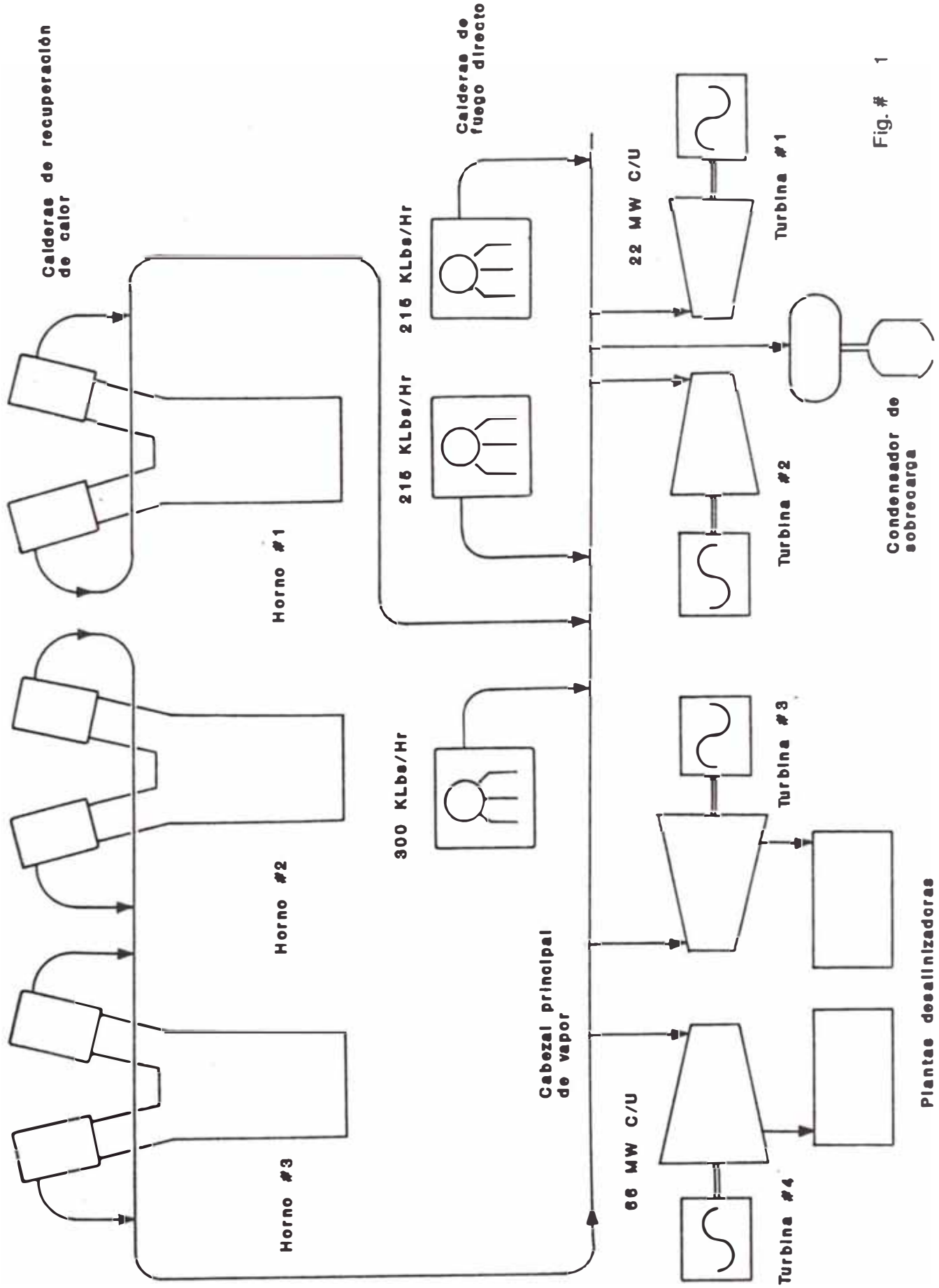


Fig. # 1

CAPITULO 3.

Análisis de la filosofía actual de control y nueva filosofía de control de los equipos.

3.1. Análisis de los sistemas de control de las calderas.

3.1.1. Filosofía de control del agua de alimentación de la caldera.

El incremento en la presión de las calderas, y la reducción del tamaño del domo, unido al incremento del régimen de evaporación y el uso más difundido de los equipos de combustión a base de petróleo, que permite un cambio mucho más rápido en el régimen de generación, han contribuido a aumentar la complejidad en el control del agua de alimentación en las calderas.

El agua de alimentación es uno de los parámetros más importantes de control en la operación de una caldera, permitiendo mantener un nivel adecuado de agua en el domo. Los problemas que ocasiona un desbalance de este nivel puede ser muy serios.

Un exceso en el nivel de agua puede traer consigo problemas tales como arrastre de sólido y humedad en el vapor que esta saliendo de la caldera, pudiendo ocasionar danos e inclusive la rotura de las paletas de las turbinas debido a la velocidad y energía que llevan estas

Por otro lado, un nivel de agua por debajo del nivel normal de operación puede causar serios danos a la misma caldera. El agua a parte de ganar energía cambiando de fase líquida a gaseosa al pasar por la caldera, también cumple la función de "refrigerar" las superficies de la caldera que están expuestas al calor de la llama de la combustión, estas superficies y elementos si dejaran de ser refrigeradas por el agua puede llegar a colapsar por efecto de las altas temperaturas y presiones a las cuales estan expuestas.

Con el incremento del régimen de evaporación de las calderas modernas, un mayor porcentaje del volumen debajo de la superficie del agua está ocupada por el vapor. Se ha determinado que este porcentaje es mayor del 24 % en casos de calderas con capacidades de 500,000 Lb/Hr. construidas con paredes refrigeradas por agua como se indica en las

curvas de la figura #3⁽¹⁾. Debido a que en las calderas modernas el agua contenida en el domo representa solo el 15 al 20 % del volumen total de agua contenida en la caldera. Esto conlleva a que el nivel de agua en el domo pueda ser seriamente afectada por los cambios que se puedan dar en el régimen de carga de la unidad.

Las variaciones extremas del nivel pueden ser causadas por fluctuaciones bruscas de la carga. Un incremento en el consumo de vapor resulta en una caída de la presión seguida inmediatamente de un incremento de la generación debido al calor almacenado en el agua de la caldera. Esto puede causar que el nivel de agua en el domo de la caldera se eleve momentáneamente debido a la expansión de las burbujas de vapor que se encuentran debajo del nivel de agua.

En forma similar una caída brusca de la carga ocasiona una caída del nivel de agua debido a una contracción de las burbujas de vapor.

Un sistema de control eficiente debe ser capaz de distinguir estas fluctuaciones de nivel ocasionadas por la variación de la presión.

(1)Reproducido de "Feed water control" Bailey Control Co.

El control del agua de alimentación para este tipo de calderas no puede lograrse en forma exitosa con solo la indicación de nivel de agua en el domo. Debido a que el nivel de agua no es una indicación correcta de la cantidad de agua existente en la caldera, por el efecto de la expansión o contracción de las burbujas de vapor que hay debajo del nivel de agua que mencionamos anteriormente.

Un control de agua de alimentación para calderas de este tipo debe ser extremadamente rápida en la operación para mantener el nivel dentro de los límites normales durante los cambios grandes y bruscos de carga.

En algunos casos es deseable mantener un nivel alto en el domo a alta carga de la caldera, para tener una mayor cantidad de agua almacenada en el caso de una reducción en el régimen de evaporación, y el nivel de agua no descienda por debajo del límite seguro de operación.

Filosofía actual de control.

La filosofía actual de control del agua de alimentación a la caldera está basado en un sistema de control en cascada de 3 elementos. El sistema de

control de 3 elementos usa tres parámetros, el flujo de vapor que sale de la caldera, la cantidad de agua que ingresa y el nivel del domo.

Este control establece una relación entre la entrada de agua, la salida de vapor y el nivel del domo. Cualquier desbalance entre la entrada de agua y la salida de vapor produce una señal que es ajustada a la vez con la señal de nivel del domo para controlar el flujo de agua de alimentación. La figura #4 muestra el sistema de control de 3 elementos.

Nueva filosofía de control del agua de alimentación.

La nueva filosofía propuesta, considera además de los tres elementos antes citados, una compensación en la señal de nivel, por efecto de las variaciones de presión, cuyos efectos sobre el nivel de agua ya han sido discutidos en los puntos precedentes.

Esta compensación debido a la presión evitará fluctuaciones caóticas en el nivel debido a las variaciones bruscas en la carga de la caldera, que por lo general dura lapsos de tiempo muy breves, después de los cuales se recuperará la presión y las

burbujas de vapor que están debajo del nivel de agua recuperará su volumen normal y por lo tanto el nivel de agua se restablecerá.

Para lograr un control más óptimo del agua de alimentación es necesario lograr una mayor precisión en la medición tanto del flujo de vapor como del agua de alimentación. La compensación por presión y temperatura del vapor son teniendo en cuenta que los medidores de flujos son esencialmente medidores volumétricos, y por lo tanto sus mediciones están sujetos a variaciones debido a los cambios en la presión y temperatura.

Los efectos combinados de un incremento en la temperatura y disminución de la presión del vapor del orden del 10% pueden ocasionar un aumento del volumen específico del vapor del 22% y por el contrario un aumento de la presión y una disminución de la temperatura del orden del 10% ocasionaría una disminución en el volumen específico del vapor del orden del 20% como se muestra en la tabla #1. La figura #5 muestra la nueva filosofía de control del agua de alimentación para las calderas.

3.1.2 Filosofía de control de la temperatura del vapor.

El vapor saturado que sale del domo de las calderas es enviado a un proceso de sobrecalentamiento en dos etapas, primero pasa por un sobrecalentador primario y luego por el secundario para así lograr la temperatura adecuada para ser usado en el proceso de generación de energía en las turbinas.

El mecanismo usado para el ajuste de la temperatura del vapor sobrecalentado es llamado el atemperador, este dispositivo está ubicado entre el sobrecalentador primario y el secundario e inyecta agua al vapor que fluye por el sobrecalentador regulando así la temperatura del vapor que entra al sobrecalentador secundario, para controlar la temperatura final del vapor.

Si el atemperador se ubica a la salida del sobrecalentador secundario, se podría ejercer control directo sobre la temperatura final del vapor después del proceso de sobrecalentamiento. Pero esta concepción del control de la temperatura del vapor no es aceptada por los fabricantes de las turbinas por el daño potencial que pueden causar una inducción de agua en la turbina.

Es por ello que el atemperador se ubica en medio del proceso de calentamiento, incrementando el tiempo de transporte del agua de atemperación desde el sobrecalentador hasta la entrada a la turbina, reduciendo el riesgo de una inducción de agua en la turbina.

Filosofía actual de control.

La filosofía actual de control de la temperatura, ilustrada en la figura #6 utiliza un sistema de retroalimentación en cascada, en donde el valor de ajuste de la temperatura del vapor se compara con la señal de temperatura del vapor a la salida final del sobrecalentador. La señal de error resultante sirve de valor de ajuste para la temperatura de entrada al sobrecalentador secundario regulando así la temperatura final del vapor.

Esta filosofía de control tiene la desventaja de que la señal de corrección actúa después que se presenta una desviación del parámetro a controlar.

Nueva filosofía de control.

La nueva filosofía de control de la temperatura del vapor se muestra en la figura #7. Esta filosofía

de control adiciona al control tradicional un control anticipativo indexado a la variación de carga en la caldera, traducido este en una variación del flujo de aire. Y a la desviación de la señal de presión de vapor del sistema.

La temperatura final del vapor puede variar al cambiar el régimen de carga de la caldera, a un incremento en la combustión, la masa de aire y gases de combustión aumenta, esto no incrementa en forma inmediata el flujo de vapor , sino hasta que la energía dentro de la caldera sea suficiente para aumentar la generación y se produzca un mayor flujo de vapor. Mientras tanto la energía absorbida al pasar por el sobrecalentador es demasiada para la cantidad de vapor que hay en ese instante, resultando en un rápido aumento de la temperatura de esta.

Tan pronto como aumente la presión y se incremente el flujo de vapor, el régimen de enfriamiento producido por el mayor flujo de vapor en el sobrecalentador hace que baje la temperatura final del vapor. Esta temperatura y las variaciones que hubiera durante este proceso mucho dependerá de las características de diseño de la caldera.

Por lo tanto el flujo de aire, como un índice del cambio de carga se usa para desarrollar una señal anticipatoria para regular el valor de ajuste de la temperatura de entrada del vapor al sobrecalentador secundario. La regulación se hace mediante la relación entre el aumento de flujo de aire y el aumento esperado en la temperatura del vapor al pasar a través del sobrecalentador. Determinando con ello la temperatura requerida a la entrada del sobrecalentador secundario para producir la temperatura final deseada.

Como señal anticipatoria de un cambio de temperatura del vapor, el error en la señal de presión del domo es usado como señal de corrección dinámica. Así, a un incremento en la presión del vapor indicará una reducción en el consumo ó un menor flujo de vapor que pasa por los sobrecalentadores, este error de presión indicará que hay más calor que elemento refrigerante en este caso vapor, que pasa a través del sobrecalentador y reduce la temperatura de entrada al sobrecalentador secundario.

3.1.3 Filosofía de control de la combustión.

Análisis de la filosofía actual de control.

El control del proceso de combustión en la caldera esta constituido básicamente por cuatro lazos de control se aplican para este proceso, el control maestro, el control de combustible, el control del aire de combustión y el control de la relación aire-combustible.

El control maestro.

Como se mencionó en la descripción de los sistemas de la planta en el capítulo anterior, el sistema de generación de vapor está integrado mediante un cabezal principal donde converge todo el vapor producido y cuyos parámetros de operación estaba establecido en 850 Psig y 910 grados Fahrenheit.

Para lograr mantener esta presión de trabajo es necesario que la cantidad de vapor consumida sea igual a la cantidad de vapor producida en las calderas.

El control maestro es el que se encarga de regular

la cantidad de combustible y aire para alcanzar el resultado deseado al final del proceso.

En sistema de control de calderas, el control maestro es generalmente un control de presión. Este control está sensando y comparando el valor de la presión en el sistema con un valor predeterminado para este parámetro, la diferencia entre estos dos valores es utilizada como señal para regular el aire y petróleo a ser admitido en el hogar para la combustión.

La figura #8 representa esta filosofía de control y en el cual se considera 2 tomas de señal de presión que se realiza en puntos distintos del sistema de vapor. El sistema de control selecciona la mayor señal de las dos, disminuyendo así la probabilidad de que falle el control debido a una mala toma en la señal de presión.

El control del aire de combustión.

La señal que envía el control maestro, viene a ser el requerimiento para el incremento ó disminución del combustible que ingresa al hogar y por lo tanto también para el aire de combustión.

De una manera sencilla podríamos relacionar en forma proporcional el flujo de aire a la señal del control maestro. Esto es, que la señal de demanda del control maestro pueda simplemente posicionar el registro ó las paletas del ventilador, para admitir una mayor ó menor cantidad de aire para la combustión. El posicionador ó actuador es generalmente accionado por un cilindro neumático ó un motor eléctrico, el cual moviliza el registro del ventilador aumentando ó disminuyendo la cantidad de aire.

El sistema de posicionador asume que la apertura es directamente proporcional al flujo de aire. Esto no es generalmente cierto, como se muestra en la curva de la figura #9(2) siguiente. Los registros y las paletas de los ventiladores tienen una característica no lineal con respecto a la posición de éstas versus el flujo de aire a través de ellas.

Por lo tanto la adición de un medidor de flujo de aire y un controlador que gobierne el posicionador regulando el flujo de aire hace que el control del proceso de combustión sea más efectiva.

(2)Reproducido de "Combustion control for energy savings in the process industries". Westinghouse electric corporation.

La señal utilizada para posicionar las paletas ó el registro de aire del ventilador proviene de seleccionar la mayor señal entre la demanda del control maestro y la señal de flujo de combustible. Este cruce de las señales es utilizada para asegurar que el aire no esté en defecto respecto a la cantidad de combustible que está ingresando a la caldera.

Esta señal así seleccionada, es comparada luego con la cantidad de aire registrada por el medidor de flujo, y la diferencia de estas dos señales pasa a gobernar la apertura ó cierre de las paletas ó registro de aire del ventilador. La figura #10 muestra esta filosofía de control.

El control de combustible

El otro parámetro para regular el proceso de combustión es el control de flujo de combustible. La filosofía de control a semejanza del control de aire, es gobernada por el requerimiento del control maestro. Esta señal es comparada con la señal de flujo de aire de la cual se selecciona la menor de las dos, para efecto de que al aumentar la demanda sea el aire el que se anticipe a la señal de combustible, y al disminuir la carga sea el

combustible el primero en reaccionar. Esta señal viene a ser el requerimiento de combustible para una carga establecida, esta señal es comparada con la señal del medidor de flujo de combustible que está sensando la cantidad de combustible que está ingresando al hogar para la combustión. La diferencia entre estas dos señales pasa a modular la válvula de control de combustible. La figura #11 muestra esta filosofía actual de control.

Control de la relación aire/combustible

El control de la relación aire/combustible cumple una función muy importante en el control de la combustión ya que establece la proporción entre el combustible y el comburente en este proceso.

El control actual utiliza un sensor de oxígeno en los gases de escape y un controlador manual para regular esta relación aire/combustible. Siendo necesario que el operador ajuste esta relación cuando hay una variación en la carga de la caldera.

De la relación aire/combustible y de una correcta mezcla depende los productos de la combustión y por consiguiente la eficiencia de está.

La figura #12(3) ilustra estas tendencias. La figura #13 muestra la filosofía global de control de combustión actual.

Nueva filosofía de control de la combustión.

A diferencia del control maestro actual, este es un control de 3 elementos que proveerá al sistema de una respuesta más rápida en caso de una fluctuación grande de la carga, que el simple control de presión.

La toma de la señal de presión es mediante 3 transmisores de los cuales se selecciona la señal intermedia de las tres, dando así mayor confiabilidad al control en caso de que falle alguno de los transmisores.

El control totaliza por una parte, todo el vapor producido por las calderas, y por otro lado el vapor que es consumido en las turbinas. La comparación de estas señales genera una señal de control para las calderas, ya sea para disminuir ó aumentar la producción de vapor. Esta señal así obtenida es corregida con la señal de error de la presión de

(3)Reproducido de "New developments in closed loop combustion control using flue gas analysis". Westinghouse electric corporation.

vapor, generando así una señal de demanda final para el sistema. Logrando con ello que el control reaccione a una variación de carga más rápido, aun antes que afecte severamente al valor de la presión del sistema. La figura #14 muestra esta filosofía de control.

Control del exceso de aire.

En los sistemas de control de calderas es deseable utilizar todas los BTU disponibles del combustible en el proceso de combustión.

El calor y el combustible no quemado que acarreañ los gases de escape a través de la chimenea es generalmente la principal fuente de pérdidas de energía en un proceso de combustión.

Por lo que es muy importante examinar el método por el cual el flujo de combustible y aire es controlado y mezclado en un proceso de combustión.

El control paralelo y el control de límites cruzados son dos de los sistemas más comunes para controlar el flujo de combustible y aire hacia los quemadores en las calderas industriales. Estos controles son normalmente ajustados para una óptima

relación de aire/combustible asignándole un exceso de aire suficiente para que pueda hacer frente a las variaciones que puedan afectar la relación aire/combustible.

Un sistema de control paralelo debe tener un exceso de aire para proveer un amortiguamiento de estas variables, ya que este tipo de sistema de control no puede detectar y compensar las variables que afectan a la relación aire/combustible

Algunas de estas variables típicas son cambiantes con la presión del combustible, temperatura y humedad del aire, cambios en el poder calorífico del combustible selección del tipo de quemador, condiciones externas del viento, cambio de performance del ventilador y otras variables similares.

El sistema de control de límites cruzados mide el flujo de combustible y aire, utilizando estas medidas para proveer una mayor precisión en la relación aire/combustible. Las variables que afectan a la relación aire/combustible en el sistema de control paralelo también afectan a la relación aire/combustible en el sistema de control de límites cruzados pero en menor grado.

No es práctico construir lazos de compensación dentro de los sistemas de combustión para compensar estas variables y proveer una mayor precisión de la relación aire/combustible.

La manera ideal es la de medir directamente esta relación aire/combustible y ajustarla automáticamente en el sistema de combustión y conseguir la proporción deseada de aire/combustible óptima sobre el rango completo de la carga del proceso de combustión.

Este parámetro es el "ajuste del exceso de aire" del sistema de control de combustión.

Para el análisis de este parámetro vamos a revisar los varios productos de una combustión los cuales se utilizan directamente para medir la relación aire/combustible y ajustar el exceso de aire. Estos son el dióxido de carbono (CO_2), oxígeno (O_2) y el monóxido de carbono (CO). De las mediciones sobre estos parámetros vamos a revisar su relación con el proceso de combustión y en particular la relación aire/combustible en términos del exceso de aire.

El dióxido de carbono (CO_2) como una medida del exceso de aire.

Una de las primeras variables usadas para medir el exceso de aire en el proceso de combustión fué el CO_2 . La tecnología para la medición del CO_2 era conocida al comienzo de la década de los años 40, y fué bastante fácil desarrollar un analizador que *podiese* monitorear el CO_2 con la caldera en línea en forma *contínua*, como una guía de la combustión. Para cualquier relación de carbono/hidrógeno en el combustible podemos determinar el exceso de aire para la combustión mediante ecuaciones matemáticas.

Para diferentes relaciones de carbono/hidrógeno el exceso de aire puede ser diferente para un mismo análisis de CO_2 .

Para Las plantas que usan un solo tipo de combustible con variaciones de la relación carbono/hidrógeno pequeñas, la medida del CO_2 como una aproximación del exceso de aire es bastante satisfactoria.

Pueden trazarse curvas que muestran la relación del exceso de aire respecto al análisis de CO_2 para diferentes tipos de combustible con distintas relaciones carbono/hidrógeno resultarán en una serie

de curvas para cada combustible.

En realidad la combustión perfecta (combustión estequiométrica) no se llega a conseguir debido a la imposibilidad de conseguir un dispositivo que pueda mezclar perfectamente el aire con el combustible. Aún cuando esté presente el oxígeno, el CO puede no encontrar al O₂ y combinarse para formar el CO₂. Para cada porcentaje de CO en el flujo de gases, habrá una reducción de 1 % de CO₂ de la curva normal de CO₂ ilustrada en la figura #15⁽⁴⁾

Por lo que la medida del CO₂ como una medición del exceso de **aire** no es satisfactoria para bajos niveles del exceso de oxígeno en donde es deseable operar hoy en día.

El oxígeno como medida del exceso de aire.

Entre los años 1940-1950, se desarrolló el analizador de oxígeno para medir el porcentaje de oxígeno contenido en el flujo de gases de combustión. Como mencionamos anteriormente, los 3 principales productos de la combustión asociado con el exceso de aire eran el dióxido de carbono (CO₂),

(4) Reproducido de "Oxygen control carbon monoxide control, or both - which is best for your boiler?". Bailey control.

el oxígeno (O_2) y el monóxido de carbono (CO).

Dependiendo de la relación carbono/hidrógeno el exceso de aire se puede graficar en términos del CO_2 y el O_2 . Sin embargo, ambos el CO_2 y el O_2 están errados cuando está presente el CO.

Para la medición del exceso de aire hay una banda estrecha del exceso de oxígeno para distintos combustibles y relaciones de carbono/hidrógeno. La figura #16⁽⁵⁾ muestra esta familias de curvas.

Para todos los proposito la banda estrecha de familias de curvas viene a ser equivalente a una curva simple en el rango de 0 á 15 % del exceso de aire, representando del 0 al 3 % de exceso de oxígeno.

Dentro de este rango de exceso de aire es que generalmente se consiguen las eficiencias máximas en las calderas. Como consecuencia, la medida del exceso de oxígeno es un buen índice para la medición directa del exceso de aire prescindiendo de la relación carbono/hidrógeno del combustible quemado o de los inquemados del combustible. La figura #16

(5)Reproducido de "Oxygen control carbon monoxide control, or both - wich is best for your boiler ?".
Bailey control.

muestra esta relación entre el aire y el oxígeno.

Las 3 T de la combustión (tiempo, temperatura y turbulencia) determinan la cantidad de aire necesaria en el proceso de combustión. El tiempo y la temperatura pueden estar bien ajustados mediante el diseño adecuado del hogar. Es la turbulencia impartida al combustible y al aire de combustión la que determina que tan completo podrá ser el proceso de combustión por cada BTU que ingresa al proceso. La turbulencia está influenciada por el diseño del quemador y puede ser ajustada dentro de ciertos límites.

Pero una vez ajustado, muchas cosas pueden ocurrir que puedan arruinar este ajuste del quemador. Cosas tales como el cambio de valor del poder calorífico del combustible, cambio de la finura del carbón pulverizado, cambio en la viscosidad del petróleo, cambio de carga, limpieza del quemador, etc. Todos estos elementos tienen un efecto en los productos de la combustión.

Una pobre turbulencia en el hogar puede causar una combustión incompleta por una mala mezcla del combustible con el aire de combustión, como consecuencia puede haber presencia de ambos

elementos, oxígeno y combustible en el flujo de gases de combustión. El exceso de O_2 podría seguir siendo un índice del exceso de aire, pero este no podrá detectar una combustión incompleta como puede evidenciarlo el CO en el flujo de gases.

EL MONOXIDO DE CARBONO (CO) COMO MEDIDA DEL EXCESO DE AIRE.

Cuando se desarrollaron por primera vez los analizadores de O_2 fué fácil adicionalmente un sensor para medir la presencia de combustible en el flujo de gases de combustión. El inconveniente estaba en que el rango mínimo de CO que podía sensarse estaba próximo al 3.5 % ó 35,000 partes por millón.

Este dispositivo no era muy útil para el sistema de control de combustión ya que el rango dentro del cual debe actuar el sistema de control está comprendido entre cero a cien partes por millón. Este dispositivo sin embargo serviría para alertar la presencia de cantidades excesivas de combustible en los gases de combustión.

En los años 70, el desarrollo tecnológico permitió desarrollar analizadores más precisos que podían trabajar dentro de rangos de cero a dos mil

partes por millón. Sin embargo fué necesario conducir las investigaciones y pruebas para determinar el uso práctico que podían darse a tales analizadores dentro del proceso de combustión.

El CO no es representativo de la cantidad de exceso de aire como se ilustra en la figura #17⁽⁶⁾. Las curvas de CO representadas por A, B, D, muestran como cambia el CO con el ingreso del combustible.

Cuando el flujo de combustible aumenta, la curva de CO se mueve desde D hasta A. las curvas C1 y C2 muestran lo que sucede al fijar el flujo de combustible y variar los parámetros del quemador o la turbulencia.

Parámetros tales como cambio en el poder calorífico del combustible, las características del quemador, el cambio en la viscosidad del petróleo, etc. El movimiento de la curva de CO a la derecha ó izquierda variándose el valor del contenido de CO en los gases de escape manteniéndose constante el exceso de aire, hace que el CO no pueda ser una referencia valedera del exceso de aire en un proceso de combustión. En cambio el CO es un buen índice del

(6) Reproducido de "Oxygen control carbon monoxide control, or both - wich is best for your boiler ?". Bailey control.

cambio en la mezcla y turbulencia entre el aire y el combustible.

RESUMEN.

El dióxido de carbono (CO_2) , es solamente válido como una medida del exceso de aire cuando en la combustión intervienen un solo tipo de combustible, teniendo constante la relación carbono-hidrógeno y cuando no hay presencia de combustible en el flujo de gases. Dicho de otra manera, el CO_2 no será representativo del exceso de aire cuando se cambia la composición del combustible ni tampoco es representativo del exceso de aire en el área cercana a la combustión estequiométrica cuando puede existir combustible en los productos de la combustión.

El exceso de O_2 es una medida directa del exceso de aire al existir una relación exacta entre el O_2 y el exceso de aire para todos los combustibles y relaciones de carbono-hidrógeno en el área de la combustión estequiométrica. Sin embargo la medición del oxígeno por sí misma no puede detectar condiciones tales como una mala mezcla entre el combustible y el aire de combustión, condiciones anormales en el hogar, o una combustión incompleta.

El CO no es un buen índice del exceso de aire, pero es un buen índice de la turbulencia de la mezcla entre el aire y el combustible, del mal funcionamiento del quemador, de la presencia del humo etc. Esto puede describirse simplemente como un índice de la calidad de la combustión o si la combustión es completa.

Por lo expuesto puede verse que cada una de las mediciones puede proveer una información que ayude al operador, y proveer un dato de entrada para el sistema de control del exceso de aire, el cual podría mejorar el control de la relación aire combustible, la calidad de la combustión y consecuentemente la eficiencia de la caldera.

EL DIOXIDO DE CARBONO COMO INDICE PARA EL AJUSTE DEL EXCESO DE AIRE.

El dióxido de carbono es raramente usado hoy en día para el control del proceso de combustión. En el rango de 5 á 10 % donde necesitamos precisión en la medición y control del exceso de aire, la relación del CO₂ versus el exceso de aire tiene un error muy grande debido a cambios en la relación carbono-hidrógeno en el combustible. Por lo que el CO₂ no

podría ser un buen índice para el ajuste del exceso de aire.

EL OXIGENO COMO INDICE PARA EL AJUSTE DEL EXCESO DE AIRE.

El oxígeno es un índice del exceso de aire mas no de la calidad de la combustión, ni si la combustión es completa.

Sin embargo en la práctica el ajuste del exceso de aire trabaja conjuntamente con un buen mantenimiento y un sistema de control de combustión que responda a sus necesidades, un lazo de control de ajuste de O_2 que mantenga continuamente las condiciones de combustión con el exceso de aire deseado resultaría en un ahorro del orden del 2 al 4 % del consumo de combustible.

EL MONOXIDO DE CARBONO COMO INDICE PARA EL AJUSTE DEL EXCESO DE AIRE.

El monóxido de carbono es un índice de la calidad de la combustión y si ésta es una combustión completa, pero no provee medida alguna del exceso de aire. Cualquier sistema de control de combustión que use solo el CO para el control no está proveendo al

sistema de toda la capacidad de ahorro de combustible que podría obtenerse midiendo el oxígeno y usándolo en un sistema de control de ajuste del exceso de aire.

EL OXIGENO Y EL MONOXIDO DE CARBONO COMO UN INDICE PARA EL AJUSTE DEL EXCESO DE AIRE.

Una combinación de ambos parámetros, el O_2 y el CO provee la mejor técnica para aproximarse a un óptimo control de la combustión. Permitiendo que el ajuste de O_2 haga la corrección en la relación aire/combustible por exceso o por defecto de aire, y el ajuste de CO realice las correcciones en la relación aire/combustible por efecto de la calidad de la combustión.

El punto de ajuste para el CO generalmente se regula al momento del arranque y cuando se calibra el sistema de control. La figura #18 muestra esta filosofía de control.

3.2. Análisis de los sistemas de control de los turbo generadores.

3.2.1. Sistema de control del gobernador de velocidad.

El control de las turbinas a vapor está basado en un sistema de control mecánico-hidráulico que controla el flujo de vapor hacia la turbina en respuesta a los cambios de carga, manteniendo una frecuencia constante.

La función primaria del sistema de control asociado con la turbina es la del control de velocidad de esta.

El control de velocidad es considerado como una función de extrema importancia, ya que esta protege a la unidad de una destrucción por sobre velocidad.

El sistema de control de velocidad consiste principalmente de un gobernador de velocidad, válvulas pilotos y relays hidráulicos figura #19. El ciclo del control de velocidad comienza cuando el aceite usado como fluido hidráulico, entra a la válvula piloto limitador de carga, esta válvula es posicionada manualmente al momento del arranque de la unidad, controlando el incremento de la velocidad

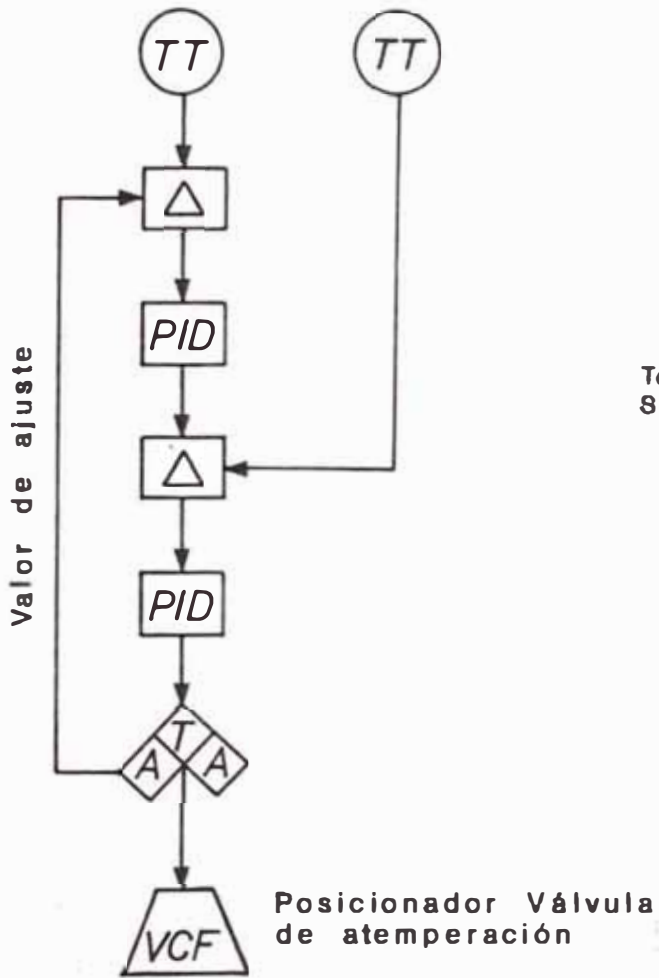
hasta que esta alcance su valor de trabajo. Si la velocidad de la turbina decae, por efecto de un incremento de la carga, el gobernador de velocidad abre la válvula piloto primaria, el aceite entra al cilindro del relay primario, el cual simultáneamente abre la válvula piloto principal, admitiendo aceite dentro del cilindro del relay principal. La presión del aceite incrementa la apertura de las válvulas de control figura #20 y permite que mayor cantidad de vapor entre a la turbina, balanceando el incremento de carga.

VARIACIONES DEL VOLUMEN ESPECIFICO DEL VAPOR
RESPECTO A LA PRESION Y TEMPERATURA.

Psig	°F	700	750	800	850	900	910	950	1000
650	Pie ³ /Lb	0.9605	1.0150	1.0679	1.1194	1.1698	1.1797	1.2194	1.2685
-23.53	Dif. (%)	+7.27	+13.35	+19.26	+25.01	+30.64	+31.74	+36.17	+41.66
700	Pie ³ /Lb	0.8873	0.9388	0.9887	1.0370	1.0367	1.0507	1.1068	1.1769
-17.65	Dif. (%)	-0.91	+4.84	+10.41	+15.81	+15.78	+17.34	+23.60	+31.43
750	Pie ³ /Lb	0.8238	0.8728	0.9200	0.9657	1.0105	1.0192	1.0540	1.0976
-11.76	Dif. (%)	-8.00	-2.53	+2.75	+7.84	+12.84	+13.82	+17.71	+22.57
800	Pie ³ /Lb	0.7678	0.8146	0.8595	0.9029	0.9452	0.9535	0.9865	1.0277
-5.90	Dif. (%)	-14.26	-9.03	-4.01	-0.83	+5.56	+6.48	+10.16	+14.76
850	Pie ³ /LB	0.7182	0.7631	0.8060	0.8473	0.8876	0.8955	0.9267	0.9658
0	Dif. (%)	-19.80	-14.79	-9.99	-5.37	-0.87	0	+3.49	+7.86
900	Pie ³ /Lb	0.6740	0.7172	0.7583	0.7978	0.8363	0.8437	0.8735	0.9108
+5.88	Dif. (%)	-24.74	-19.91	-15.31	-10.91	-6.61	-5.78	-2.45	+1.71
950	Pie ³ /Lb	0.6342	0.6759	0.7155	0.7534	0.7902	0.7973	0.8259	0.8615
+11.76	Dif. (%)	-29.18	-24.51	-20.10	-15.86	-11.75	-10.96	-7.77	-3.80

TABLA N° 1

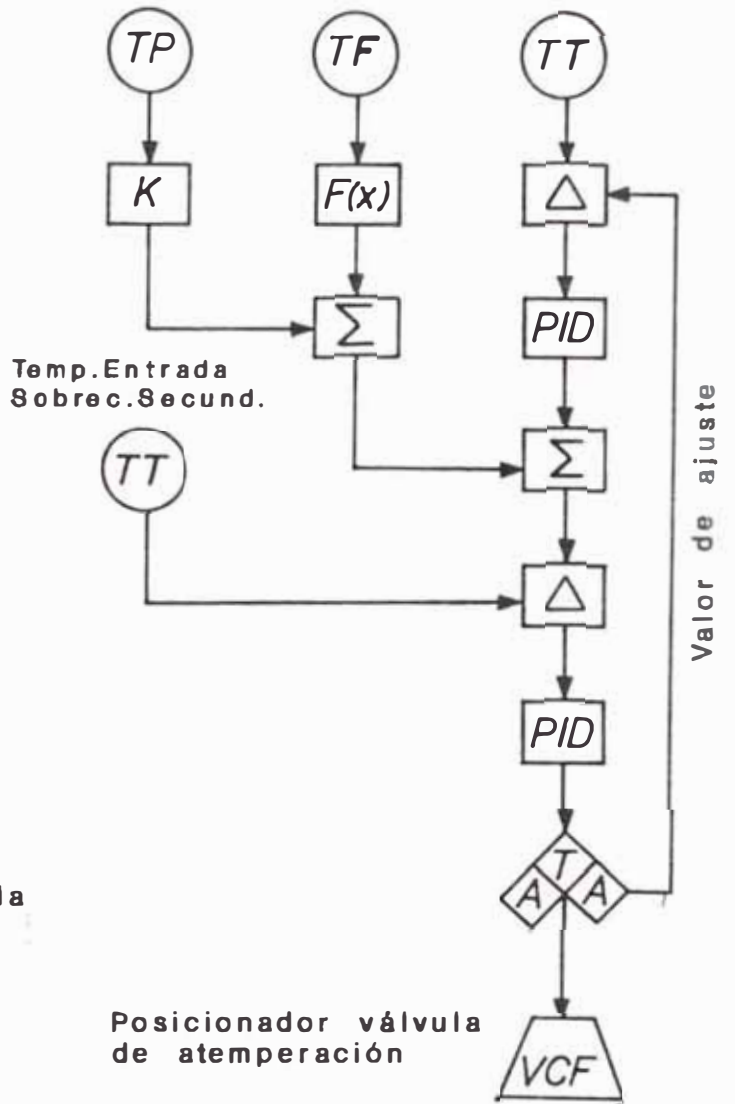
Temp. salida Sobrec. Secund. Temp. entrada Sobrec. Secund.



Actual sistema de control de temperatura del vapor.

Fig. # 6

Presión Vapor Flujo aire comb. Temp. Salida Sobrec. Secund.



Nuevo sistema de control de temperatura del vapor.

Fig. # 7

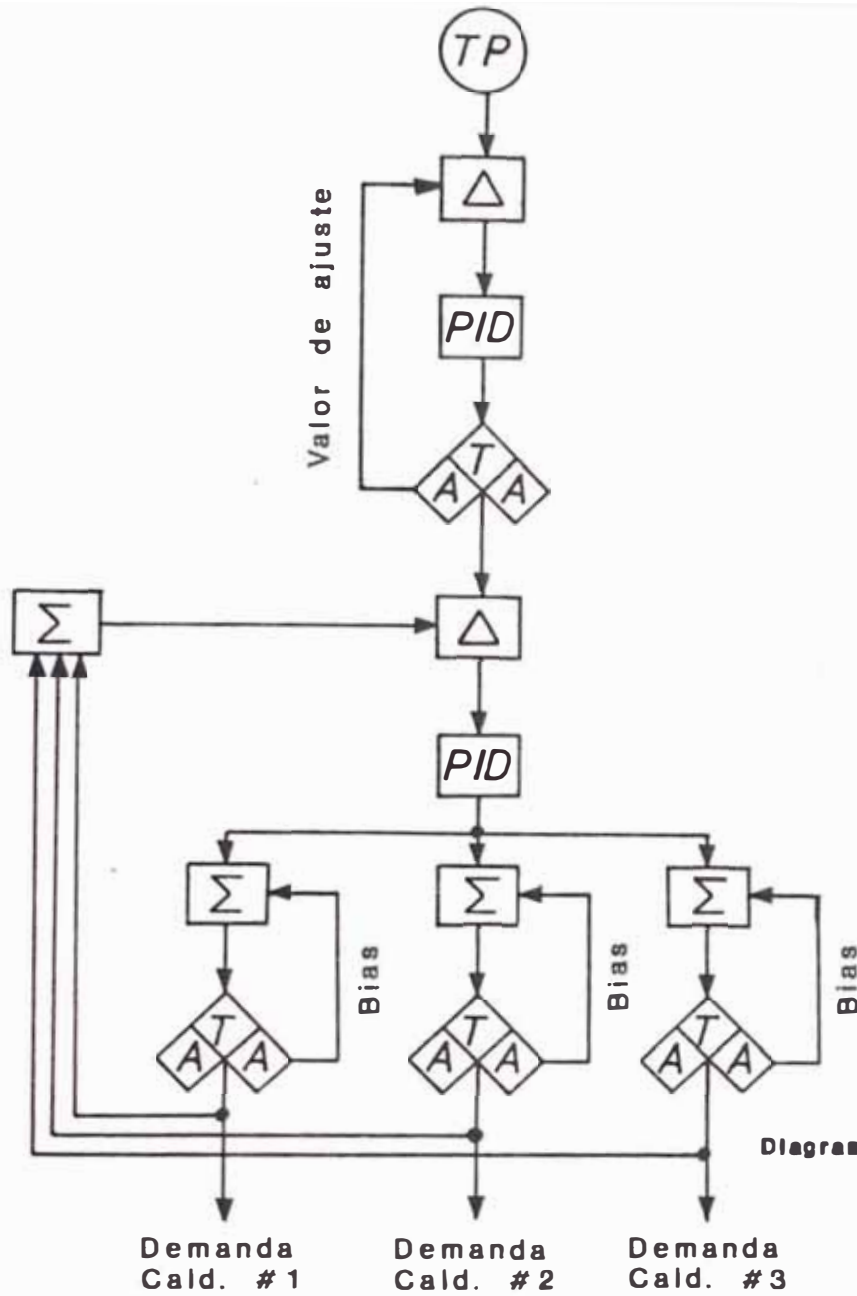


Fig. # 8

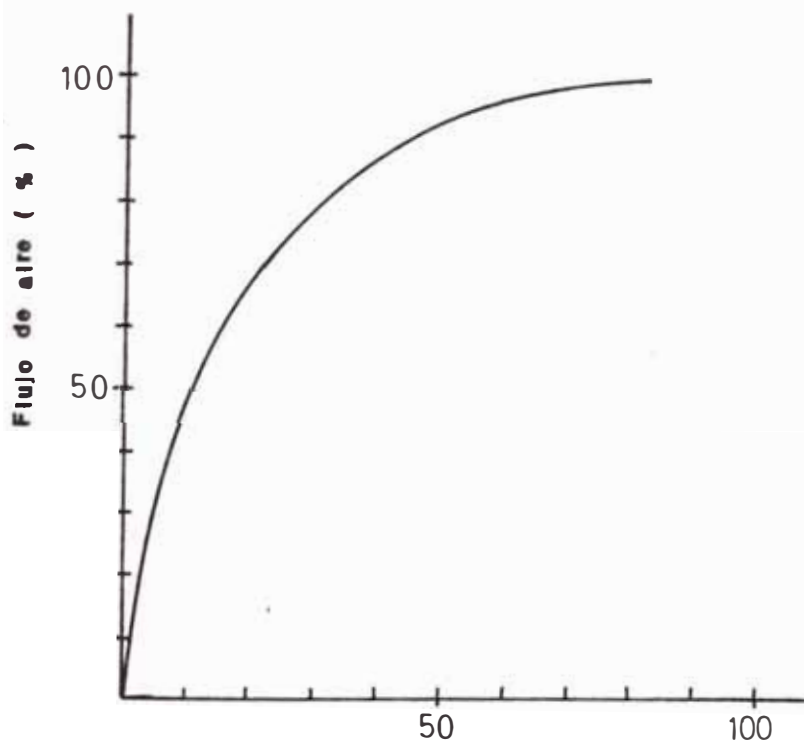


Fig. #

Posición de paletas.

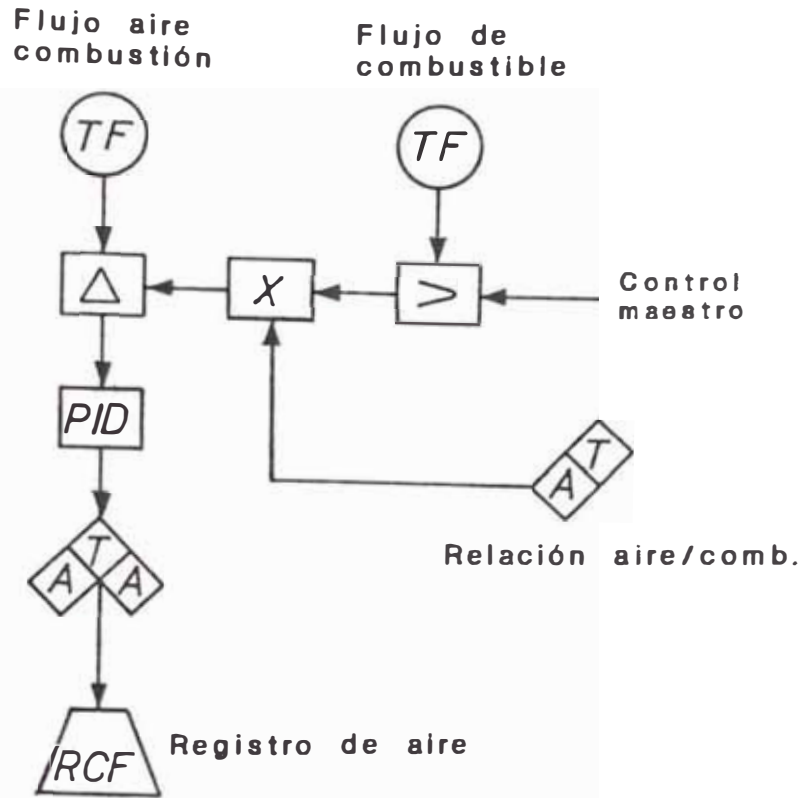


Diagrama de control del aire de combustión.

Fig. # 10

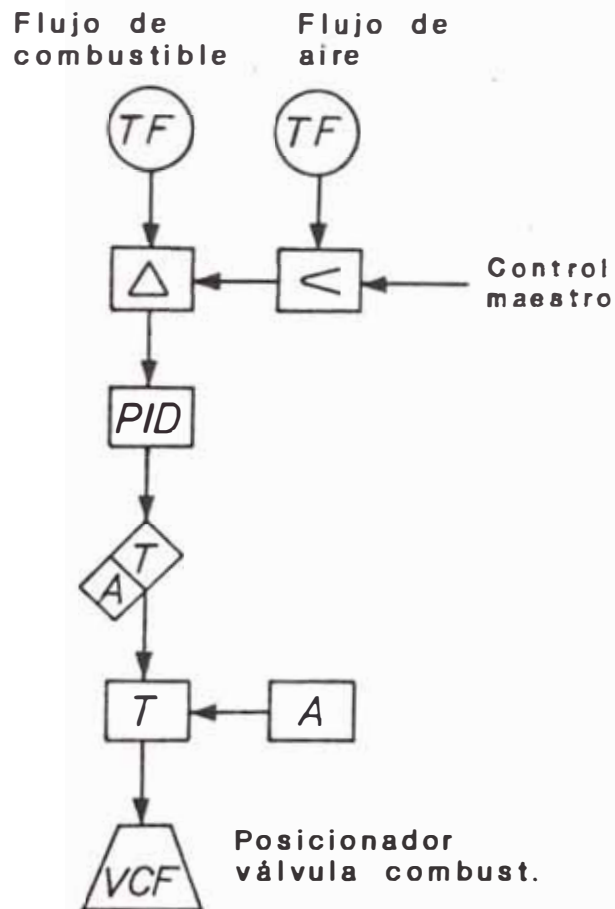


Diagrama del control de admisión de combustible.

Fig. # 11

Flujo
combustible

Flujo aire
combustión

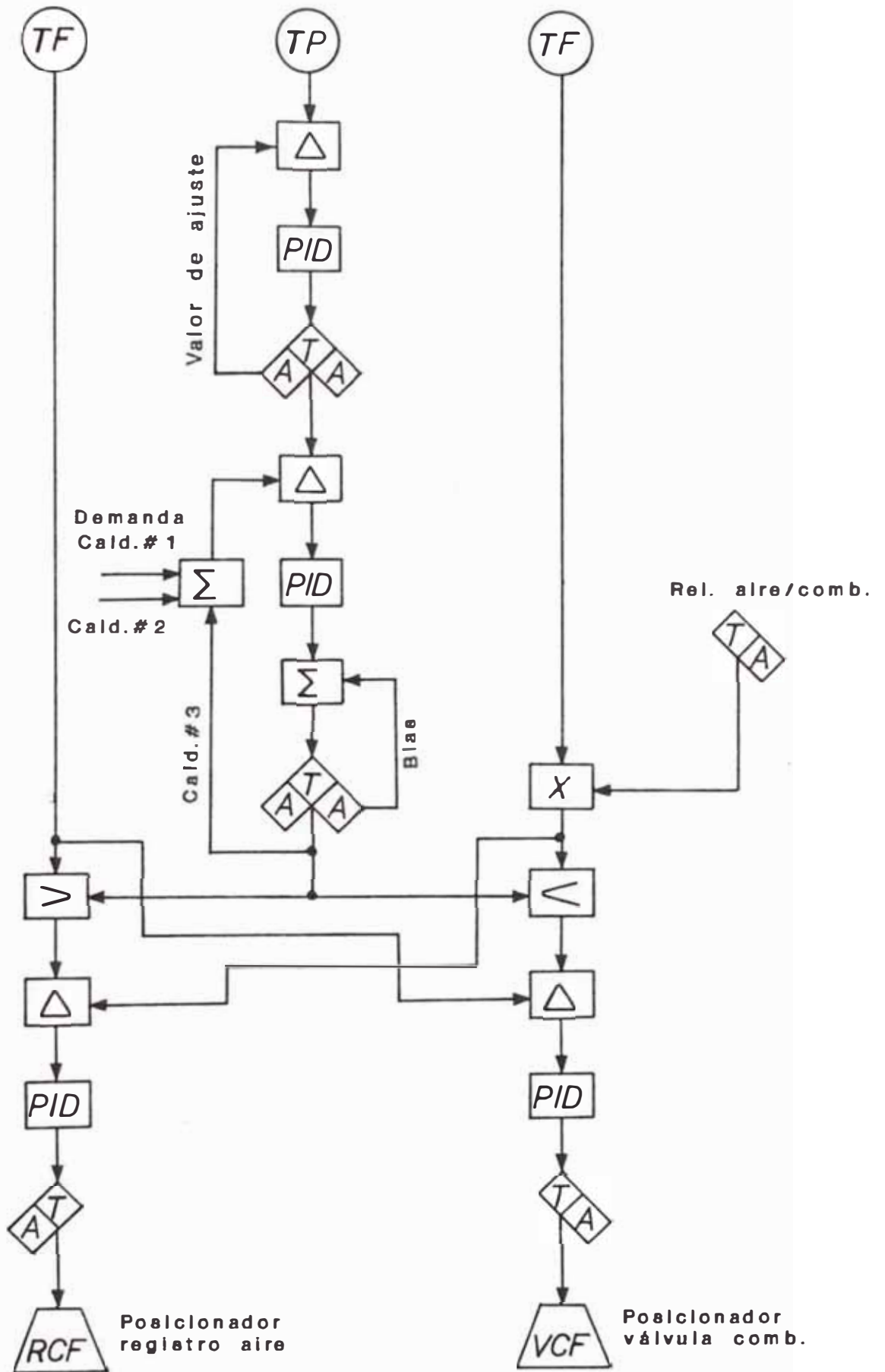


Diagrama del actual control de combustión.

Fig. # 13

CAPITULO 4
ANALISIS DE LA FILOSOFIA DE CONTROL DE LA
OPERACION DE LA PLANTA.

En la operación de una planta térmica, los sistemas de control tienen la responsabilidad de regular las variables del proceso de tal forma que pueda mantener una estabilidad en todo el sistema.

Una visión global del proceso nos proporcionará una mejor idea de lo que tiene que realizar el sistema de control.

El proceso se inicia en el hogar de la caldera, donde la energía química del combustible es liberada en forma de calor. Esta energía calorífica es transferida al agua en la caldera, el cual acarrea esta energía en forma de vapor a determinadas condiciones de presión y temperatura. La siguiente fase se realiza en la turbina, que transforma esta energía térmica en energía mecánica como rotación en el eje de la turbina, que a su vez es transmitida al rotor del generador eléctrico. En esta se realiza la última etapa de transformación a energía eléctrica.

Es decir, todo el proceso tiene la finalidad de transformar la energía química del petróleo en energía eléctrica, de tal forma que esta pueda ser fácilmente transportada en líneas de alta tensión y pueda ser usada en los centros de consumo. La figura #21 representa este proceso de conversión, que es un proceso continuo y en donde debe existir un equilibrio entre la generación y la demanda, la alteración de este equilibrio puede significar, la interrupción en la continuidad del proceso y situaciones potenciales de daños para los equipos que conforman el proceso. Es por eso que sea necesario esbozar una filosofía de control que sea segura y eficiente para el control del proceso de generación.

4.1. Filosofía de control basado en la frecuencia de la red eléctrica.

Esta filosofía de control está basada fundamentalmente en sostener la frecuencia de la red eléctrica. Un aumento ó disminución en la demanda de la carga eléctrica, ocasiona un desbalance en el voltaje y la frecuencia de la red. Para reestablecer estos parámetros, el control del sistema eléctrico inyectará una mayor ó menor corriente de excitación en el generador eléctrico, lo que ocasionará un

cambio en la velocidad de rotación del eje de la turbina, este cambio es detectado por el gobernador de velocidad de la turbina figura #19, el cual tratará de controlar, regulando la apertura de las válvulas de admisión de vapor. Esto quiere decir que la demanda de la carga eléctrica se aplica directamente sobre las válvulas de la turbina. La figura #22 muestra un diagrama de bloque de esta filosofía de control.

La variación del consumo de vapor ocasionará un disturbio en el valor de la presión de vapor del sistema, lo cual es detectado por el control de combustión de las calderas. Por lo tanto son las calderas las encargadas de reestablecer el equilibrio en el sistema de generación.

Esta filosofía de control proporciona una respuesta rápida para el control de la frecuencia, a un cambio brusco de la carga del sistema eléctrico, pero no tiene en cuenta el valor de la presión del sistema.

Analizaremos como reacciona esta filosofía de control frente a casos de emergencia que puede ocurrir durante la operación de la planta.

Caso A : Aumento súbito de la demanda en el sistema eléctrico.

Esto puede ser ocasionado por la salida intempestiva de una de las fuentes de generación conectada al sistema eléctrico interconectado.

Al producirse el déficit de generación respecto al consumo de energía eléctrica, esto ocasionará un desbalance en la frecuencia de la red, activando el mecanismo de control de la turbina, el cual aperturará más las válvulas permitiendo un mayor flujo de vapor para compensar la mayor demanda. Esta apertura continuará en tanto la frecuencia no se restablezca.

Por otro lado, el mayor consumo de vapor ocasionará un descenso en la presión de ésta, la cual es detectada por el control de combustión de las calderas que aumentará su régimen para tratar de restablecer la presión del sistema.

A través de este proceso se logrará equilibrar el sistema, siempre y cuando las calderas tengan la capacidad suficiente para sostener la nueva carga. Caso contrario, la presión empezará a descender. Este descenso puede llegar a límites extremos de

condiciones de vapor húmedo con arrastre de partículas de agua, que pueden dañar la turbina.

Una alternativa viable de estabilizar el sistema es el de restringir la demanda eléctrica mediante el corte de suministro a ciertas áreas para balancear la generación y el consumo. Para ésto existe un sistema de rechazo de carga, el cual actúa con la frecuencia de la red. A medida que baja la frecuencia, este sistema empieza a desconectar ciertas cargas pre-establecidas, con el propósito de aliviar la presión de la demanda. Pero, bajo esta filosofía de control, las válvulas de la turbina tratarán de evitar que esta frecuencia pueda bajar, por lo que el sistema de rechazo de carga no podrá actuar, ó lo hará cuando ya la presión del vapor llegó a límites extremadamente bajos y que a pesar de la mayor apertura de las válvula de la turbina, la frecuencia no pueda mantenerse. Estos valores extremos de la presión de vapor pueden llegar a hacer colapsar todo el sistema de generación.

Caso B : Pérdida súbita de un bloque grande de carga.

La pérdida de un bloque grande de carga implica un aumento de la frecuencia de la red. Esto puede producirse por la parada de uno o más equipos de gran consumo ó por la actuación del sistema de protección eléctrica, que ha detectado una anomalía en alguna parte de la red eléctrica y ha procedido a aislar esta falla desconectando la parte afectada del sistema.

Este incremento de la frecuencia obligará a las válvulas de la turbina a cerrar tratando de controlar la carga. Al producirse esta emergencia, el balance es de una mayor cantidad de vapor de la que se requiere para la nueva carga, por lo que las calderas deben empezar a bajar su régimen de producción. Como se quiera que esta reducción no puede ser instantánea, el exceso de vapor producirá un incremento de la presión en todo el sistema. Esto se resuelve derivando el exceso de vapor al condensador de sobrecarga que tiene el sistema de vapor, ó desfogando este exceso a través de las válvulas de alivio, a la atmósfera, con lo cual se evitará que la presión alcance valores peligrosos.

Caso C : Pérdida de uno de los generadores de vapor.

La pérdida de una de las calderas puede ser ocasionado por el accionamiento del sistema de protección de la caldera ante alguna situación de riesgo que pueda dañar el equipo. Esta protección actúa principalmente cortando el suministro de petróleo a la caldera, con lo cual , la caldera deja de suministrar vapor al sistema de generación.

Esta situación es semejante al caso A, con la diferencia que el problema se ha generado por una pérdida en la capacidad de generación de vapor y no por un incremento de la demanda eléctrica.

Esta pérdida en la capacidad de generación de vapor, ocasionará que la presión del sistema empiece a decaer. Por otro lado, a medida que la presión descienda, las válvulas de la turbina tenderá a abrir con el objeto de sostener la frecuencia eléctrica, con lo que la presión de vapor caerá aún más, pudiendo la presión y temperatura del vapor llegar a límites crítico.

La alternativa para solucionar este desbalance es que el sistema de rechazo de carga desconecte un bloque de carga equivalente ó mayor a la capacidad

de generación de vapor pérdida. Pero al igual que en el caso A el sistema de rechazo de carga no podrá actuar en tanto la apertura de las válvulas de vapor de la turbina no permita que esta descienda lo suficiente como para activar el disparo de la protección.

Caso D : Pérdida de uno de los grupos turbo-generadores.

La pérdida de una unidad de turbo generación puede ser debido a que el sistema de protección de ésta unidad haya detectado alguna condición de riesgo para el equipo, y una manera de protegerla es sacando a la unidad fuera de servicio. Si las restantes unidades que queda en servicio tienen la capacidad suficiente de cubrir la demanda, entonces no se producirán mayores alteraciones en el sistema de generación, restableciéndose rápidamente la presión y la frecuencia.

En el caso de que las unidades restantes en servicio no puedan cubrir el bloque de generación perdido, entonces se producirá un descenso en la frecuencia, lo que activará el sistema de rechazo de carga, desconectando bloques de carga y compensando la generación con la demanda. Por otro lado la

presión del vapor se incrementará, con lo que el sistema de control de combustión bajará su régimen de generación de vapor. En caso de una sobrepresión, el exceso de vapor puede descargarse al condensador de sobrecarga o en último caso a la atmósfera.

4.2. Filosofía de control basado en la presión del vapor.

La filosofía de control de presión de vapor está basada principalmente en mantener una presión mínima adecuada para impulsar a las turbinas de vapor.

En esta filosofía de control, las variaciones de la demanda eléctrica va a actuar directamente sobre el control de combustión de las calderas, elevando o bajando la presión del vapor del sistema, de acuerdo a los requerimientos de la carga eléctrica. A su vez la actuación de las válvulas de la turbina seguirá a la variaciones de la presión con lo que se regulará la carga, pero también estará limitada por el gobernador de presión de la turbina. El diagrama de bloque se muestra en la figura #23.

El gobernador de presión figura #25, controla la presión de vapor a la entrada de la turbina, sensa el cambio de presión y acciona las válvulas de control según se requiera para mantener la presión de vapor dentro de los límites fijados.

En caso extremo de una caída muy grande de la presión, el control puede llegar a cerrar completamente las válvulas de admisión para prevenir daños al equipo.

A continuación analizaremos la reacción de esta filosofía de control ante eventuales emergencias

Caso A : Aumento súbito de la demanda en el sistema eléctrico.

Esta diferencia producida entre la generación y la demanda eléctrica, será aplicada directamente sobre el sistema de combustión, demandando un aumento de la generación, para compensar el mayor consumo en el sistema. Ante un aumento de la presión, las válvulas de las turbinas accionarán, aperturándose y permitiendo un mayor flujo y el consiguiente aumento de la generación eléctrica.

El sistema de control es seguro, puesto que no permite que la presión del vapor caiga ya que la apertura de las válvulas de la turbina es posterior al aumento de la generación de vapor, con lo cual puede lograrse un sistema muy estable. Pero ante una variación brusca de la carga la respuesta del sistema no es lo suficientemente rápido lo que puede ocasionar oscilaciones en la frecuencia y el voltaje.

Caso B : Pérdida súbita de un bloque grande de carga

Ante la súbita pérdida de un bloque grande de carga la generación excede al consumo, con lo cual la frecuencia del sistema se elevará. El sistema de control de combustión al captar este aumento de frecuencia bajará su régimen de generación de vapor, con lo cual la presión del vapor disminuirá, y las válvulas de la turbina cerrarán disminuyendo la generación eléctrica.

Caso C : Pérdida de uno de los generadores de vapor.

La pérdida de un generador de vapor y en el supuesto de que los restantes no tengan capacidad de cubrir la carga perdida, esto significa una limitación en la generación de energía del sistema.

Esta pérdida implica una caída de la presión del vapor, con el consiguiente cierre de las válvulas de vapor de la turbina, por parte del gobernador de presión. Esta caída de la generación eléctrica, ocasiona una caída de la frecuencia de la red. Si el bloque de generación perdida es muy grande, esto puede ocasionar que la frecuencia baje hasta los límites en que el sistema de rechazo de carga actúe, desconectando bloques de carga eléctrica del

sistema, con lo que se podría reestablecer el equilibrio entre la generación y el consumo. En este caso, la reacción del sistema de control es lo más adecuado, puesto que no permitirá que la presión de vapor caiga a límites peligrosos para los equipos de generación y permite que el sistema de rechazo de carga pueda actuar para balancear la generación con la demanda.

Caso D: Pérdida de uno de los grupos turbo generadores.

La pérdida de un turbo generador representa una disminución en la capacidad de generación del sistema. El desbalance producido en el sistema eléctrico se traducirá en una disminución del voltaje y la frecuencia de la red, que puede llegar en caso extremo a activar el sistema de rechazo de carga.

Por otra parte, el vapor que deja de consumir la turbina al salir fuera de operación, produce un aumento de la presión en todo el sistema, el cual es detectado por los gobernadores de presión de las otras turbinas las cuales empezarán a abrir sus válvula para compensar el bloque de generación perdida.

4.3. Filosofía de control combinado.

Esta filosofía está basada en una combinación de las dos filosofías anteriores, y reúne las ventajas de ambas, proporcionando un control rápido y estable.

La figura #24 muestra el diagrama de bloque de este control, en donde se observa que en esta filosofía de control, la válvula de admisión de vapor de la turbina responde directamente a la demanda de la carga eléctrica, asemejándose a un control por frecuencia. Pero en el momento en que la presión de vapor cae por debajo del límite fijado, las válvulas de vapor pasan a ser controladas por el gobernador de presión de vapor, lo cual responde a la filosofía de un control por presión.

Por otro lado, la caldera recibe la señal de presión de vapor del sistema y también la señal de demanda, como una señal anticipatoria de la variación de carga, lo que permite que la caldera responda en forma más rápida y eficiente.

A continuación analizaremos la respuesta de esta filosofía de control ante eventuales contingencias del sistema de generación.

Caso A: Aumento súbito de la demanda en el sistema eléctrico.

Ante un aumento de la demanda eléctrica, el sistema de control de la turbina aumentará la apertura de las válvulas para compensar la caída de la frecuencia, consumiendo más vapor y bajando el valor de la presión. Esta apertura de las válvulas continuará hasta que la frecuencia se reestablezca o el valor de la presión caiga a límites en que entra a actuar el gobernador de presión de vapor de la turbina, limitando el incremento de la carga y evitando el colapso de la presión de vapor.

A su vez, la señal de mayor demanda y el valor de la presión de vapor también llega al sistema de control de combustión de las calderas, las que incrementarán su generación para compensar el mayor consumo.

Es de notar que esta filosofía de control, en el caso de un aumento brusco y grande de la carga y si las calderas no están en condiciones de suministrar la carga, el gobernador de presión de la turbina al no permitir incrementar la generación eléctrica a costa de la caída de la presión, permite que la frecuencia de la red caiga a los valores necesarios

para poder accionar el sistema de rechazo de carga y balancear así la generación y el consumo.

Caso B: Pérdida súbita de un bloque grande de carga.

La pérdida de un bloque grande de carga, se traduce en un incremento de la frecuencia de la red, **las válvulas de las turbinas se cerrarán paulatinamente hasta reestablecer su valor.** Por otro lado, al disminuir la apertura de las válvulas de las turbinas y por tanto, el consumo de vapor, esto ocasionará un aumento de la presión del vapor del sistema y las calderas detectarán este incremento, bajando su régimen de generación para reestablecer nuevamente el valor de la presión del vapor.

Caso C: Pérdida de uno de los generadores de vapor.

La pérdida de un generador de vapor, ocasionará una merma en la capacidad de producción de vapor y una caída de la presión, esta caída forzará a que las calderas restantes aumenten su producción para compensar la pérdida. Pero si la capacidad remanente de las calderas no es suficiente, se producirá una caída paulatina de la presión y si esta llega al

límite mínimo fijado para accionar el gobernador de presión de la turbina, esta empezará a actuar limitando la carga de los generadores eléctricos, con lo que se producirá también un descenso en la frecuencia eléctrica que llegado a los límites activará el sistema de rechazo de carga, lo que llevará nuevamente a un balance entre la generación y el consumo.

Caso D: Pérdida de uno de los grupos turbo generadores.

Al producirse la pérdida de una de las turbinas, el vapor dejado de consumir ocasionará un incremento de la presión, esto indicará a las calderas para que bajen su régimen de generación para compensar el menor consumo por la pérdida de la turbina.

En el sistema eléctrico, la frecuencia de la red caerá por la pérdida de generación, esta caída puede ser considerable si en el momento de la pérdida la turbina estaba con una carga grande, en cuyo caso la frecuencia puede caer a niveles de hacer accionar el sistema de rechazo de carga con lo que se puede balancear el sistema. Por otro lado, la caída de la frecuencia también forzará a las restantes turbinas a incrementar la apertura de sus válvulas para

compensar y recuperar la caída de la frecuencia.

Conclusiones.

De las 3 filosofías analizadas, el sistema de control basado en la frecuencia de la red eléctrica corresponde a la filosofía actual en uso. Esta filosofía como se ha visto en los casos analizados, proporciona una respuesta rápida a una variación en la demanda eléctrica, logrando restituir rápidamente la frecuencia de la red. Pero en los casos en que exista un déficit en la capacidad de generación de vapor, esta restitución de la frecuencia se hace a costa del valor de la presión.

La segunda filosofía de control analizada consiste en un control basado en la presión del vapor del sistema, esta ofrece una gran estabilidad para el sistema térmico de generación, no permitiendo fluctuaciones grandes en la presión, pero la respuesta para el sistema eléctrico es lenta.

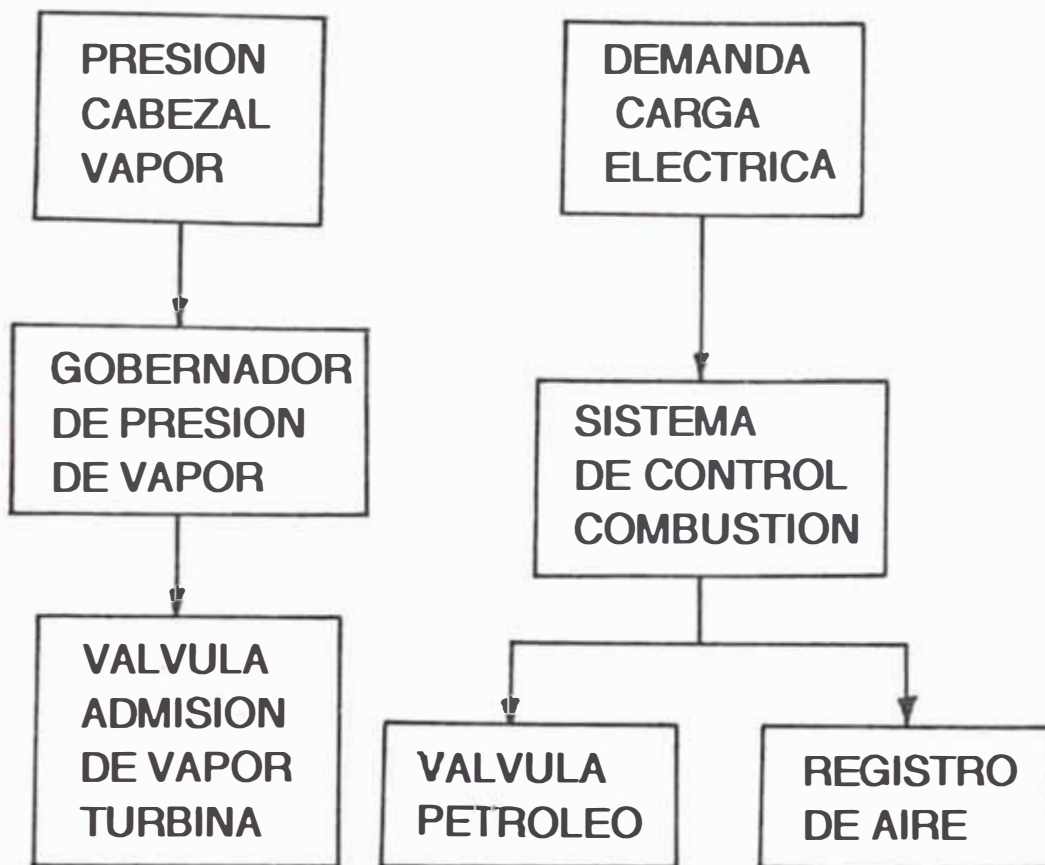
En cambio, la filosofía de control combinado, permite que la variación de carga sea rápida en tanto la capacidad de generación de vapor lo permita, pasando de un control de frecuencia a un

control de presión si el valor de la presión de vapor así lo requiere.

La figura #26 muestra como reacciona estos controles ante una variación de la carga del sistema eléctrico, aumentando desde una carga A hasta una carga B. El control de frecuencia reacciona rápidamente aumentando la generación eléctrica a cambio de una caída brusca y grande de la presión y una oscilación posterior de la frecuencia.

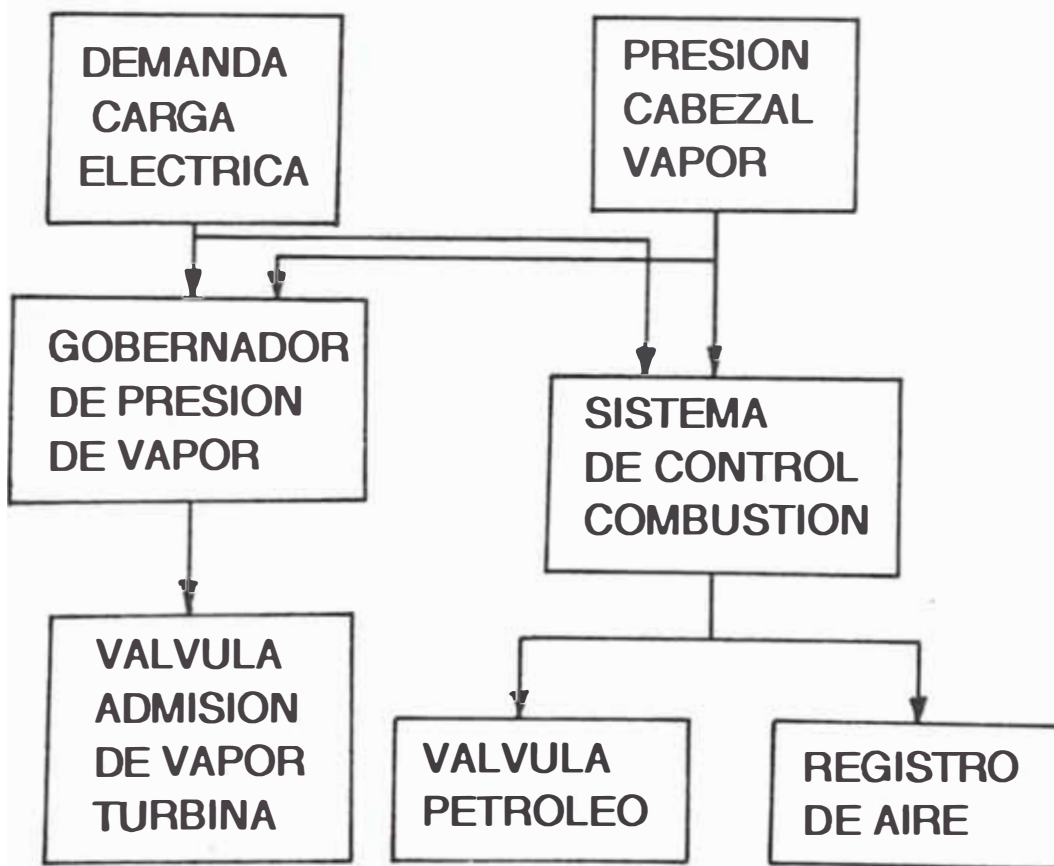
En cambio el control de presión incrementa primeramente la generación de vapor, elevando la presión para después aumentar la generación eléctrica.

En el control combinado, la caída de presión es menos pronunciada y la recuperación más estable, y la generación eléctrica se incrementa conforme la capacidad de generación de vapor lo permite.



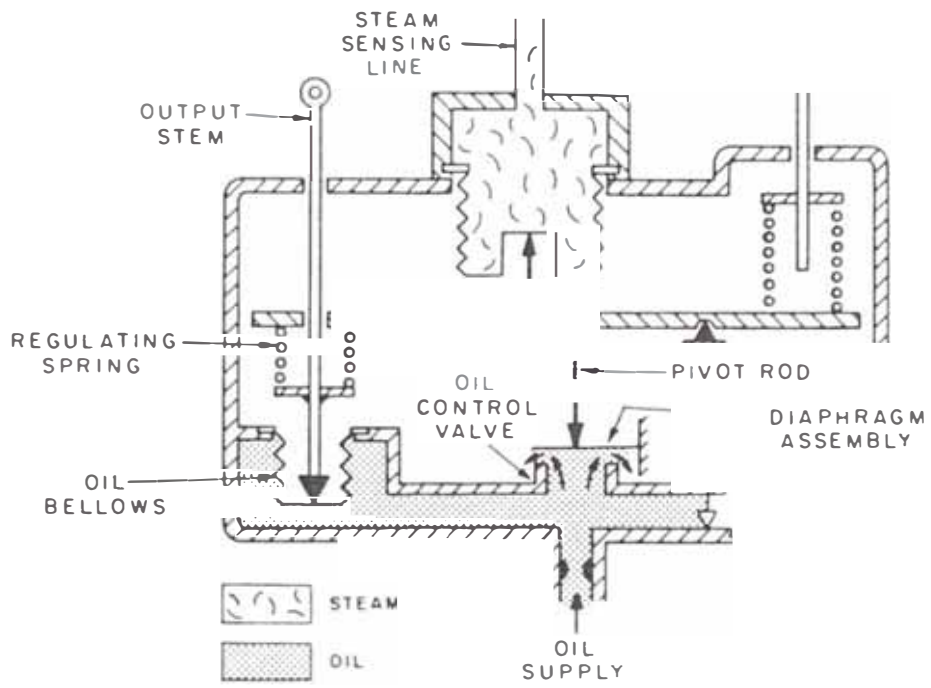
Filosofia de control basado en la presion del vapor.

Fig. # 23



Filosofia de control combinado.

Fig. # 24



Gobernador de presion.

Fig. # 25

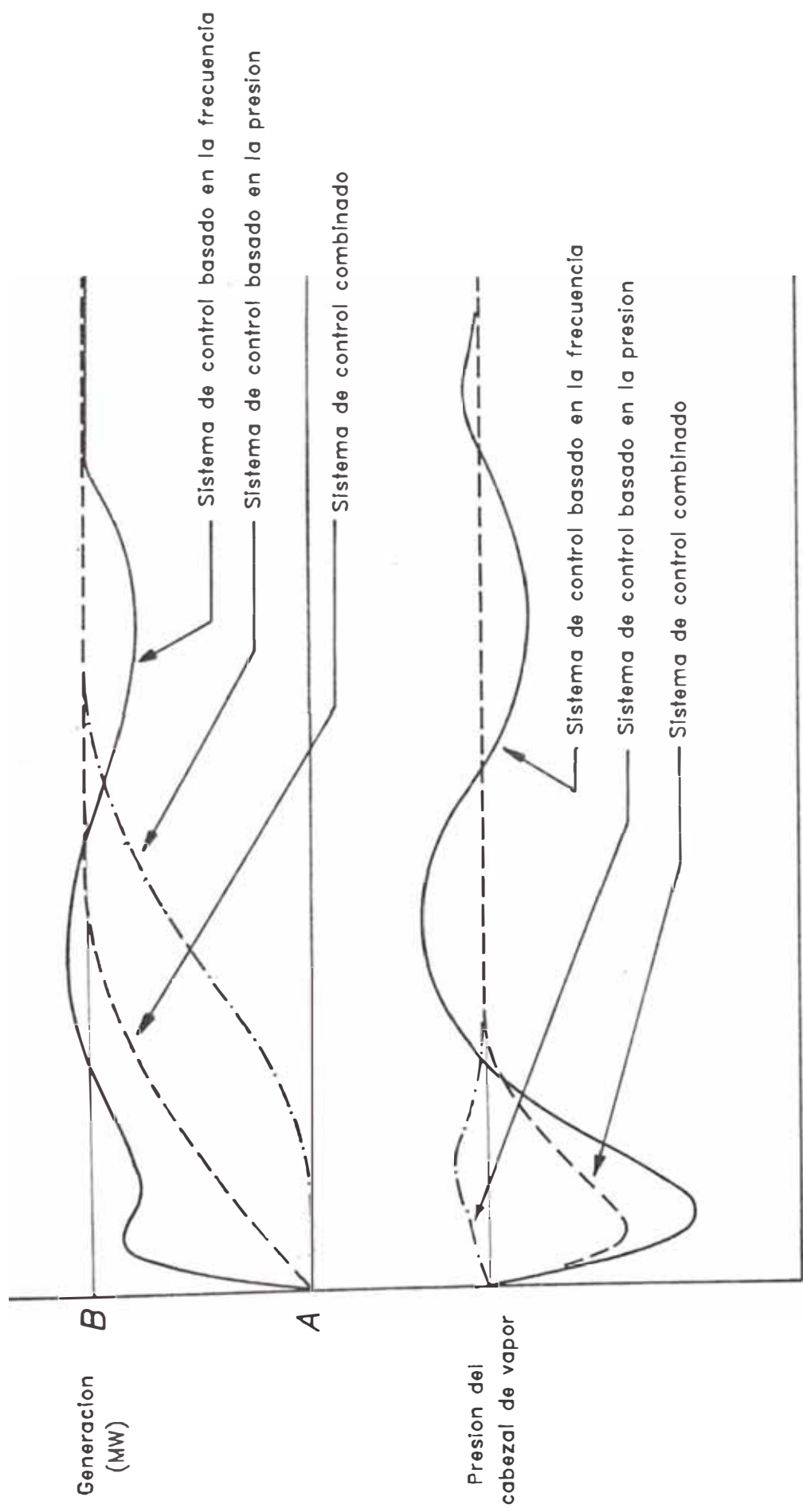


Fig. # 26 Curvas de respuesta de las distintas filosofias de control

CAPITULO 5

CONTROL DE PROCESOS POR COMPUTADORA.

5.1. Automatización en la industria de procesos.

La larga evolución de un conjunto muy variado de tecnologías con entidad propia, ha conducido hasta el estado actual del denominado control de procesos por computadora. Todas esas tecnologías cuentan con un alto grado de madurez y desarrollo, cuyo aprovechamiento está enfocada hacia la automatización de los procesos.

La importancia de la automatización proviene del hecho de asumir las máquinas la parte más dura del trabajo, la menos inteligente y, por lo tanto, la menos humana. Además, en la actividad industrial esta importancia tiene también un fundamento económico por su conexión con la productividad. La situación de la economía a todos los niveles exige disponer de una industria competitiva y para conseguirlo, hay que disminuir los costos de los productos y mejorar su calidad. Ambas cosas requieren la sustitución del hombre por la máquina.

La automatización industrial no es un fenómeno reciente. Desde que la actividad industrial sustituyó a la artesanal, el hombre ha procurado de obtener el máximo rendimiento del trabajo mediante la acción combinada de: Herramientas, maquinas y organización. Sin embargo aunque con distinta incidencia sobre los distintos sectores industriales, este proceso de automatización ha estado sometido a una creciente aceleración basada en nuevas teorías, inventos y tecnologías reduciendose cada vez más el intervalo transcurrido entre el hallazgo y su aplicación industrial.

En las últimas décadas esta aceleración ha crecido con tal rapidez que en estos últimos años, puede hablarse de una auténtica explosión. En la década de los 40, la teoría de control automático y la electrónica vienen a revolucionar la industria, cuya automatización hasta entonces se apoyaba en la mecánica, la hidráulica, la neumática y la electromecánica. Con los primeros computadores se consigue un salto cualitativo en la industria al que sigue, posteriormente, el desarrollo de la electrónica digital. Al comienzo de los 70, la expansión de la informática y la aparición de los microprocesadores supone un nuevo impulso que permite la aplicación de la automatización a nuevas

tareas y la potenciación de máquinas extraordinariamente necesarias, como los controladores lógicos programables, los reguladores multibucle y los robots, entre otros.

Dentro de la industria hay dos tipos de procesos muy distintos con problemas diferentes y en los que su automatización ha evolucionado a ritmos también dispares. Por un lado tenemos la industria con procesos de tipo continuo. Estos procesos son básicamente de tipo químico y se conocen como procesos de producción o simplemente procesos. Por otro, están los de tipo discontinuo, en los que se trabaja sobre piezas discretas, independientes entre sí, que luego se unen para obtener equipos o sistemas. Es la industria de los procesos de fabricación o la industria de fabricación.

En los procesos, las materias que se manipulan son casi siempre gases o líquidos y, cuando no es así, no se opera sobre unidades individuales, sino sobre un flujo de producto. Esta diferencia es esencial con los procesos de fabricación que trabajan sobre cada pieza o unidad, con tratamiento individual y a ella se debe que la automatización de ambos tipos, haya tomado hasta hoy rumbos y ritmos distintos. Solamente con la llegada de los robots y

de lo que se conoce como automatización flexible, ha sido posible dar el salto en la automatización de una tarea concreta con una máquina particular para una pieza determinada, dentro del conjunto de las operaciones de una instalación para una gama de piezas relativamente amplia. Todo ello se ha basado en el servocontrol de posición para controlar los movimientos

El cuadro siguiente presenta las diferencias más importantes en una serie de características, entre la automatización de los procesos de producción y la de los de fabricación.

Características	Procesos de producción	Proceso de fabricación
Entrada por sensores	Fuente principal de información valores de variables	Fuente secundaria de información de tipo acontecimiento o tiempo
Entrada de origen humano	Fuente secundaria de información consignas	Fuente principal de información Diseños, ordenes estado de trabajo.
Base de datos	Escasa	Muy grande, siempre creciente y clave para el sistema.
Técnica de control	Realimentación y prealimentación bucles, ganancias, dinámica muy importante.	Manipulación, actualización y suministro de grandes volúmenes de información.
Equipo de control	Reguladores	Controladores lógicos programables.
Interfaces de salida	Estaciones de consigna, válvulas	Plotters, máquinas-herramienta, robots, equipo de ensayo automático.
Impacto socio-económico-labo.	Modesto	Muy grande
Epoca de desarrollo	1960-1975	1975-1990

5.1.1. Tecnología de control de procesos por computadora.

Los logros alcanzados en los sistemas de control de procesos por computadora, son el fruto de la integración de los logros de diversas disciplinas y tecnologías, dentro de las más importantes podemos mencionar:

Electrónica : Incluyendo microelectrónica, técnicas de medida y tratamiento de señales, interfaces y redes de comunicación, instrumentación y analizadores.

Ingeniería de procesos y conocimiento de su dinámica.

Teoría de control automático : En la que se incluyen los métodos matemáticos correspondiente.

Informática: Software y hardware a la vez; unidades centrales, memoria y todo tipo de periféricos, impresoras, pantallas gráficas y lenguajes, sistemas operativos, ingeniería del software y técnicas de programación.

- Dispositivos de actuación: Válvulas, motores, etc.

5.1.2. Evolución del control de proceso.

Antes del siglo XX ya se había planteado el problema del mando de los procesos de forma automática, llegandose en algunos casos a soluciones asombrosas para la época. El ejemplo más conocido es el llamado controlador de Watt, para el control de una máquina de vapor. Sin embargo, durante mucho tiempo, el control se llevó a cabo de una forma totalmente manual o humana. Aún hoy se encuentra este tipo de control en algunas actividades artesanales (alfareros, forjadores, etc.). Los sentidos del operario miden la evolución del proceso para corregir las desviaciones existentes, comprobando que las acciones llevadas a cabo tienen el efecto previsto, hasta conseguir alcanzar el comportamiento deseado. Este control manual depende totalmente de la apreciación subjetiva del operario con las consiguientes variaciones en la calidad del producto resultante.

La siguiente etapa de la evolución aparece con la introducción de los dispositivos de medida de grabación. Los primeros proporcionan al operador información exacta, rápida, consistente y siempre igual en las mismas condiciones. Los segundos le informa de la evolución, evitándole la anotación

continua. Sin embargo, el modelo de comportamiento deseado todavía no está formalizado y la comparación entre éste y los resultados dados por las medidas, sigue haciéndola el operario, al igual que la ejecución de las correcciones necesarias.

Para que el mando se realice de forma automática es preciso sustituir al hombre por un dispositivo físico, que automáticamente realice las tareas de comparación y producción de la acción correctora. El operador se ocupa entonces de establecer el patrón de comportamiento con el que ha de compararse (en la fase de puesta en marcha principalmente), para fijar la forma en que el dispositivo debe determinar la acción correctora.

Toda esta evolución en el control de procesos tuvo lugar en un largo período de tiempo. Los dispositivos empleados eran básicamente neumáticos o mecánicos. Aunque el control era todavía un arte basado en la intuición, las consideraciones eran principalmente cualitativa más que cuantitativas y las diferentes partes del proceso se medían y controlaban independientemente. El conocimiento del proceso era aún muy escaso y el control se consideraba teniendo en cuenta, únicamente, los equipos y la instrumentación.

El cambio se produce durante la segunda guerra mundial, al ser necesarios los sistemas de control. Los trabajos de Nyquist, Black, Rynorslay y otros, basados en el estudio del comportamiento en el dominio de la frecuencia por haberse desarrollado en la teoría de circuitos, empieza a constituir un cuerpo teórico en sí mismo, conocido como teoría de servomecanismos o de control por realimentación, que se intenta aplicar al estudio del control de otros sistemas, tales como los procesos de producción. Simultáneamente prosiguen los estudios (como los de Campbell), sobre la dinámica de los procesos, y todo é ello permite plantear el control de proceso por primera vez sin considerar únicamente la instrumentación, sino teniendo en cuenta, además, el conjunto de proceso-instrumentación y proceder al diseño de los sistemas de control de procesos con técnicas cuantitativas.

A partir de este momento, la evolución continúa con ritmo creciente, incorporando, no sólo los estudios teóricos de la teoría de control, la optimización y la dinámica de los procesos, sino también los avances en equipos: sensores, controladores, electrónica, computadores y microprocesadores, según van apareciendo.

Al principio, los controladores fueron neumáticos para verse, poco a poco, desplazados por los equipos electrónicos, aunque cada proceso seguía disponiendo de su propio controlador. A la vez que se desarrolla la electrónica, aparecen los primeros computadores empleados para el control de procesos. Ello favorece la tendencia, aparecida a mediados de la década de los 50, de concentrar todos los controladores o reguladores en un solo lugar, con lo que se tiene el control centralizado, de forma que un operario puede vigilar el funcionamiento de diferentes magnitudes de un proceso o de varios procesos interdependientes de una fábrica. Cuando se emplea un computador, éste puede desempeñar el papel de varios controladores, para vigilar simplemente el funcionamiento de éstos, o incluso a fijarles las referencias. La llegada del computador hace que los controladores incluyan la posibilidad de ser gobernados por aquél como una opción.

Finalmente, con la entrada del microprocesador y su generalización, la potencia, flexibilidad y capacidad de decisión del computador se reparten por toda la fábrica, con las consiguientes ventajas de fiabilidad y aumento de potencia. Estamos, pues, ante el control de procesos distribuido.

5.1.3. Necesidades y objetivos del control de procesos por computadora.

Incluso los sistemas de control de procesos centralizados, pero que no poseen un computador, tienen una serie de inconvenientes muy importantes:

- 1.- Hay una falta de integración, ya que no se controla el proceso como un todo.
- 2.- los resultados dependen en gran medida del operador.
- 3.- El almacenamiento y tratamiento de los datos es molesto, costoso y lento.
- 4.- No se puede optimizar el funcionamiento de la fábrica buscando alcanzar unos objetivos económicos.
- 5.- Debido a la lentitud de la respuesta de un operador humano, hay un gran riesgo de trabajar en condiciones de servicio no tolerables o incluso peligrosas.

Estos inconvenientes se solventan, casi en su totalidad, con el empleo de computadores que automatizan el control de los procesos. El computador proporciona:

- 1.- Una gran velocidad de procesamiento de la información.
- 2.- Una gran capacidad de almacenamiento de información.
- 3.- Posibilidad de toma automática de decisiones.
Para esto, el computador se hace cargo de
 - El tratamiento y vigilancia de los datos.
En algunos casos, el control digital directo.
El control supervisor y el control del programa.
 - El control de optimización de la instalación.

La introducción del computador tiene por objetivos aumentar la productividad y homogeneidad del producto, lo que, en el fondo, también se traduce en un beneficio económico notable, por menor precio del producto, y mejor utilización de la materia prima. En cuanto a la productividad, puede medirse por varios índices siendo los más utilizados, el valor del producto por unidad de inversión, por trabajo realizado o por materias primas empleadas. Se puede considerar al conjunto de los tres como el índice más representativo.

5.2. Tipos de control.

Los niveles en que se descompone un control con computador, los tipos de control que se pueden realizar y las funciones encomendadas a un computador, son tres aspectos profundamente interrelacionadas, y que describe cada uno de los tipos de control.

5.2.1. Control de vigilancia.

Es la forma más elemental de uso del computador. No es la mera adquisición y almacenamiento de datos, sino que incluye su manipulación, elaboración de informes de su evolución después de tratarlos y su comparación con los umbrales fijados, generando las correspondientes señales de alarma en caso de que se sobrepasen éstos. No interviene en el bucle del que es independiente.

5.2.2. Control de supervisión básico.

Este tipo de supervisión supone ya una intervención en el bucle de control. A partir de las medidas que se realiza de las variables y de las órdenes superiores, elabora las consignas de los controladores, que pueden seguir siendo de tipo analógico.

5.2.3. Control digital directo.

En este tipo de control el computador se hace cargo directamente de la adquisición de datos, elaboración de las órdenes de control y de su envío a los actuadores. En este caso, el computador es el corazón del bucle de control, ejecutando los algoritmos y estrategias establecidos. Las estrategias ya no están restringidas al PID, que lleva a cabo el controlador analógico, sino que se puede disponer de otros muchos algoritmos e incluir toma de decisiones lógicas y correcciones complejas. Hay que destacar dos tipos de componentes que aparecen en el bucle de control por exigencia de la incorporación del computador dentro del lazo: Los convertidores y los multiplexores. Los primeros transforman las señales analógicas de los sensores en digitales para su manejo por el computador y las digitales de éste, en analógicas para el mando de motores y válvulas. Los multiplexores, de entrada y salida, permiten al computador repartir su potencia y su tiempo entre varios bucles de control, conectando secuencialmente el computador a los diferentes bucles a su cargo.

5.2.4. Control centralizado.

Es cuando el computador, con todos los componentes auxiliares (convertidores, multiplexores, consolas, e indicadores), se encuentra situados no junto al proceso, sino en la sala central de control. En ella se conecta toda la instrumentación de control: controladores analógicos y/o digitales y computador supervisor, estando este núcleo de control comunicado individualmente con cada sensor y actuador situados en el campo.

En algunos caso, el sistema de control digital dispone junto a él de un controlador analógico de reserva por razones de seguridad. Este tipo de configuración aparece por dos razones:

1.- Porque se quiere realizar un control conjunto de toda la fábrica, puesto que cada lazo del proceso depende de los demás y es preciso que el operador tenga una visión global y la posibilidad de actuar sobre cada uno de ellos teniendo presente los otros.

2.- Porque la tecnología de computadores disponible en los años 60 obligó a utilizar un gran computador para todas las funciones del proceso y a

situarlo en un local acondicionado en temperatura y humedad.

Este tipo de instalaciones, aunque satisfactorias porque resuelven el control de forma correcta, presentan serios inconvenientes, siendo el más importante el complejo y gigantesco sistema de comunicaciones, que lleva todas las señales de la fábrica a la sala de control y devuelve a aquélla todas las señales de control. Es un sistema muy caro y que exige mucha atención y experiencia para su diseño e instalación, tanto para disminuir su costo, como para evitar los problemas de ruidos eléctricos o errores en la transmisión que pueden provocar el fallo total de la fábrica.

5.2.5. Control distribuido.

Consiste en repartir los recursos de cálculo y control por toda la fábrica, aproximándolos todo lo posible a los lugares en que se necesitan. Sin embargo, estos recursos no deben ser independientes y deben pasar información al lugar de mando general del proceso que estará encargado, además, del almacenamiento general de la información, de la supervisión y coordinación general y de la comunicación con los otros centros de control de

otros procesos u otras secciones de la fábrica. La red de comunicación entre los distintos recursos locales y la sala central de control es un elemento fundamental en este tipo de configuración. Las ventajas de una instalación de este tipo son innumerables: desde la ya indicada proximidad del control a los procesos, con lo que supone de aumento de flexibilidad, como el mismo aumento de la potencia del control, el incremento de la modularidad, la reducción de la complejidad del conjunto facilitando el diseño, la instalación, la puesta en marcha y el funcionamiento normal, la protección de las comunicaciones y la posibilidad de adoptar medidas de redundancia y actuaciones en caso de fallo y su reparación.

5.2.6. Control integral jerarquizado.

El control directo o supervisor de un proceso no constituye el final más que de una parte del control por computador que puede implantarse en una planta. El resultado es un sistema de control global de todas las actividades de una empresa, mediante una estructura de diversos tipos de computadores, controladores de regulación, controladores lógicos programables, minicomputadores y grandes computadores, e incluso, computadores personales y

estaciones de trabajo inteligentes, conectados todos ellos por distintos tipos de comunicaciones y organizados por niveles con una estructura jerarquizada.

El nivel más bajo, de control local, tiene como objetivo el control por realimentación. El computador que lo realiza tiene a su cargo la adquisición de datos de los sensores y su corrección y acondicionamiento, la comparación con los límites y generación de alarmas que se envían al nivel superior, y sobre todo, la determinación de la señal a enviar a los actuadores de acuerdo con los resultados del algoritmo de control seleccionado por el nivel superior y de acuerdo con la consigna fijada por éste. Este computador puede controlar, a la vez, varios bucles, realizar controles en cascada o de otros tipos y suele tener encomendada la actuación en arranques y paradas.

El nivel de supervisión comprueba también los valores de las variables y sus tendencias, generando las alarmas oportunas si sobrepasan los valores fijados, y tomando las acciones correctoras necesarias para eliminar las tendencias anómalas. Hace el papel, además, de coordinador de varios controles directos de nivel inferior.

El tercer nivel, de coordinación de área, tiene como finalidad el control de la producción de toda el área mediante un balance de materiales y energía que se encarga de optimizar. Según esto, se establecen las condiciones de operación de cada uno de los procesos del área, que envía al correspondiente control supervisor.

El cuarto nivel, de gestión de la planta, integra todas las áreas y planifica la producción del conjunto, con la secuencia apropiada para las distintas secciones, organizando así la colaboración necesaria entre ellas.

El nivel superior, finalmente, parte de una información económica: pedidos, recursos, costos, y mercado, estableciendo los planes de producción y la política a seguir.

CAPITULO 6

DESCRIPCION DEL SISTEMA DE CONTROL DISTRIBUIDO.

6.1. Arquitectura del sistema distribuido.

Los sistemas distribuidos han venido utilizándose en diferentes clases de sistemas informáticos y de control de procesos, en donde la potencia de tratamiento de la información se encuentra repartida en el espacio y que por diversos motivos han aparecido como una alternativa a aquellos sistemas ya clásicos, en los que la potencia de tratamiento de la información se encuentra concentrada en un único elemento, en un único computador. La figura #27 muestra la arquitectura del sistema de control distribuido "Network 90" de Bailey Control Co.

Los sistemas distribuidos están constituidos por un conjunto de elementos, (Hardware y software). Que en conjunto llevan a cabo la tarea de control de los procesos industriales.

La tecnología actual ha hecho que estos sistemas hayan evolucionado hacia un conjunto de productos

del tipo normalizado, que se conocen como módulos y que tienen la ventaja de poder interconectarse de muy diversas maneras para ajustarse a las necesidades de los procesos, sean estos simples ó complejos. Figura #28 Este tipo de arquitectura de los sistemas permite ampliar ó modificar las instalaciones anadiendo nuevos módulos sin tener que cambiar todo el sistema de control. Cada módulo se presenta en una tarjeta de circuitos impresos cuyas características determinan la función que va a cumplir en el sistema.

6.2.- Componentes del sistema distribuido.

El sistema que detallaremos, es el "Network 90" de la firma Bailey Control Co. Ya que éste es el equipo que se usará para implementar el cambio de instrumentación en la planta térmica de Ilo.

Si bien, es la descripción de un sistema en particular, el principio y los conceptos son válidos para cualquier sistema distribuido.

Como se muestra en la figura #28 los elementos con los cuales está compuesto el sistema se denominan nodos. Estos elementos están conectados entre sí por el sistema de comunicación de planta. Los nodos que conforma el sistema son:

- a) Unidades de interface del operador (MCS, OIU).
- b) Unidades de interface con el computador (EWS, CIU).
- c) Unidades de control de proceso (PCU).

a) Unidades de interface del operador.

Estas estaciones estan representadas por los MCS (Management comand system) y los OIU (Operator interface unit). Son las interfaces que comunican al operador con el sistema de control, y estan compuestas por una ó varias pantallas a color, teclados especializados, disco duro "Winchester" para almacenamiento de datos, disquetera para discos flexibles de 5 1/4" y tarjetas de circuitos impresos con microprocesadores para el tratamiento de la información.

Todos los elementos en conjunto, suministran en forma concentrada la información procedente del resto de los componentes del sistema distribuído, despues de haberla procesado en forma conveniente.

Estas estaciones, presentan toda la información que contienen las distintas bases de datos y parámetros de los lazos de control que gobiernan el proceso, muestran el funcionamiento del proceso en tiempo real, las condiciones de alarmas, y las tendencias de evolución de las variables con diferentes niveles de detalles.

Además, permite a través del teclado, realizar la sintonización de los lazos de control, modificar los valores de ganancia de los algoritmos y programar o configurar la filosofía de control del proceso.

Las figuras #29 y #30 muestran estas interfaces del operador y las pantallas donde se muestran algunas características de estos equipos.

b) Unidades de interfase con el computador.

Las unidades de interfase con computadoras, están representadas por, EWS (Engineering Work Station) y CIU (Computer Interface Unit), las cuales se usan para recopilar información de los datos del sistema de control, con la finalidad de procesarla estadísticamente ó usarla para confeccionar y emitir reportes.

La estación de ingeniería (EWS), tiene una serie de soportes de software, los cuales sirve al operador ó al ingeniero de planta para programar el sistema de control, confeccionar los gráficos simbolizando el proceso, y también a través de esta estación puede visualizar el proceso en tiempo real. La figura #31 muestra esta unidad.

c) Unidades de control de proceso.

Los PCU (Process Control Unit), ó unidades de control de procesos, figura #32 es uno de los componentes más importante dentro del sistema de control distribuido, la arquitectura de esta unidad se puede apreciar en la figura #28 Las señales del campo son recibidas en las unidades terminales, que a su vez las envía a las tarjetas esclavas, estas acondiciona la señal para luego ser enviadas a los módulos de control a través de un sistema de comunicación horizontal ó en Bus. Permitiendo esta arquitectura del sistema de control que los módulos pueda recibir ó enviar al campo una cantidad de señales muy grande.

Una vez recibida la señal en los módulos de control, esta es procesada ó enviada a otros módulos dentro del sistema, sean estas localizadas dentro del mismo gabinete (PCU), a través del Module Bus, que es el sistema de comunicación entre los módulos dentro de un nodo, ó que sea enviada a otro módulo a través de las tarjetas de comunicación LIM-BIM (Loop Interface Module- Bus Interface Module).

La señal procesada da como respuesta una ó más señales de control, las que son enviadas a los

módulos esclavos para ser nuevamente acondicionada y ser enviada al campo a través de las unidades terminales.

En la figura #33 se muestra cómo fluye estas señales en el sistema de control.

Este concepto de conformar el sistema de control mediante módulos permite que el control no esté centralizado en un solo procesado, sino en distintos módulos de control y que cada lazo de control pueda ser independiente y que a su vez puedan relacionarse a través de los sistemas de comunicaciones existente dentro del equipo. Esta modularidad también permite que el sistema de control sea ampliado de acuerdo a las necesidades del proceso, añadiéndose más módulos.

Las funciones que cumple cada uno de los distintos módulos son:

- **Unidades terminales** : Las unidades terminales TU (Terminal Unit), son las puertas de entrada y salida de las señales que viene ó salen al campo. Estas señales provenientes del campo puede provenir de cualquier transmisor, sean estas termocuplas, transmisores de presión, nivel, flujo, etc. pudiendo

ser estas señales del tipo analógicas y/o digitales. Las señales de control del sistema son enviadas al campo a través de esta misma tarjeta, y puede estar dirigida a los posicionadores de las válvulas automáticas, registro de aire, ó al accionamiento de los motores eléctricos etc. La figura #34 muestra esta unidad terminal.

- **Módulos esclavos** Las señales analógicas que proviene del campo y que entran a través de las unidades terminales, son convertidas a señales digitales en los módulos esclavos para poder procesarse en los módulos de control. e inversamente, las señales de control digital que arroja los módulos de control son convertidas previamente a señales analógicas antes de salir al campo. La figura #35 muestra este módulo.

- **Módulos de control** : Existe diversos módulos de control como los AMM (Analog master module) que son exclusivamente para el tratamiento de señales analógicas, los LMM (Logic master module) que son para procesar señales lógicas y los MFC (Multi-function controlles) figura #36 que pueden procesar ambos tipos de señales. Las características de su hardware son : capacidad de memoria RAM de 512 Kbytes, 256 Kbytes de memoria UVRAM. usa un

microprocesador Motorola 68020.

Este módulo de control es el encargado de procesar las configuraciones de los lazos de control del proceso. En la memoria de este módulo se ubica los programas conteniendo la filosofía de control del sistema. El MFC tiene acceso a dos sistemas de comunicación, el primero a través del Expander Bus, que es por donde adquiere los datos y también por donde envía la señal de control al campo. El segundo es mediante el Module Bus, para comunicarse con otros módulos de control que esté conectado a ella, enviando ó recibiendo información de ella. También a través de este medio puede enviar información a los otros dispositivos ubicados en el sistema distribuido, sea a otros módulos ubicados en otros gabinetes ó al MCS, la unidad de interface del operador, utilizando los módulos de comunicación de planta LIM-BIM.

La redundancia es una característica de estos módulos y consiste en ubicar otro módulo con la misma configuración conectada al módulo al cual se quiere hacer redundancia, este último módulo está en compás de espera, si falla el primero, el módulo redundante entra a controlar el proceso en forma inmediata.

Módulos de comunicación : Los módulos de comunicación LIM-BIM (Loop interface module Bus interface module) provee la principal interface de comunicación entre las unidades de control de proceso (PCU) y la comunicación de planta.

El módulo BIM se encarga de recopilar toda la información de los módulos de control localizados en el Module Bus y entrega esta información al módulo LIM. EL módulo LIM, examina estos datos y procede a transmitirla al lugar de destino consignado, a través de la comunicación de planta.

Al igual que los módulos de control, los módulos de comunicación, tienen la opción de la redundancia para una mayor fiabilidad del sistema. La figura #37. muestra el flujo de la información en el sistema distribuido.

6.3.- Red de comunicación del sistema distribuido.

La arquitectura de la red de comunicación del sistema distribuido se puede apreciar en la figura #28.

La comunicación de planta que tiene lugar entre los nodos del sistema, está basada en una topología en anillo. Esta red de comunicación es redundante por lo que existe un doble anillo, en caso de falla ó interrupción de uno, el otro puede cumplir enteramente la labor de comunicación.

La información sale de cualquiera de los nodos y viaja pasando de un nodo a otro hasta llegar al nodo al cual va destinada la información. El nodo receptor envía un mensaje de confirmación al nodo emisor avisando que la información ha llegado, con lo cual queda concluida la comunicación.

La segunda forma de comunicación utilizada es la del tipo horizontal ó en Bus, el cual es usada para la comunicación entre los módulos dentro de una unidad de control de proceso y también para que estos módulos envíen información a otros nodos dentro del sistema a través de los módulos de comunicación y la comunicación de planta.

Esta misma topología es usada para comunicar a los módulos esclavos con los módulos de control. Una característica de esta topología horizontal es que es bi-direccional, los modulos conectados a ella puede tanto emitir o recibir información a través de ella.

6.4.- El software.

La configuración ó programación de los módulos de control se realiza mediante el uso del software ó programas y lenguajes de programación que el sistema tiene disponible.

Cada módulo activo tiene una memoria para el almacenamiento de la lógica de control que el usuario introduce. Esta memoria es denominada como EEROM (Electrically erasable read only memory). Esta es una memoria no volátil, lo que significa que la información almacenada en ella se conserva aún que la alimentación de energía al módulo se interrumpa. Adicionalmente a la memoria EEROM, existe también otra memoria llamada RAM (Random access memory) el cual es una memoria virtual utilizada para ejecutar los cálculos de los algoritmos de control.

El software para estos sistemas está dado mediante los bloques de funciones que son programas específicos para el uso en los sistemas de control.

Estos bloques de funciones consiste en programas que realiza una función ó ejecutan una lógica predeterminada, como puede ser la función sumatoria de dos señales, extractor de raíz cuadrada,

controlador proporcional, integral y derivativo, función logaritmo, funciones trigonométricas, función polinomial, operadores lógicos, etc.

Estos bloque de funciones están localizadas en la biblioteca del módulo de control, la cual se ubica en la memoria ROM (Read only memory) y las funciones pueden ser invocadas mediante su código de función.

A diferencia de los sistemas de control neumáticos en donde para la ejecución de una lógica de control como el del agua de alimentación a las calderas, se requiere de instrumentos físicos como los controladores, extractores de raíz cuadrada, etc. y en donde a mayor complejidad del lazo de control se requería de más equipos, consiguientemente de un mayor costo. En los sistemas modernos de control digital los módulos de control contienen una cantidad muy variadas de funciones disponibles para este fin, y la capacidad de cada módulo equivale a cientos de controladores neumáticos convencionales, lo que permite ejecutar complicados lazos de control con mayor rapidez y seguridad.

Un ejemplo de la configuración de un lazo de control con las funciones en bloque de este sistema se muestra en la figura #38.

Adicionalmente a los bloques de funciones, el sistema permite la utilización de lenguajes de programación como Fortran, Basic, lenguaje "C", que pueden ser usados para implementar aplicaciones especiales según los requerimientos de cada usuario.

THREE ELEMENT FEEDWATER APPLICATION

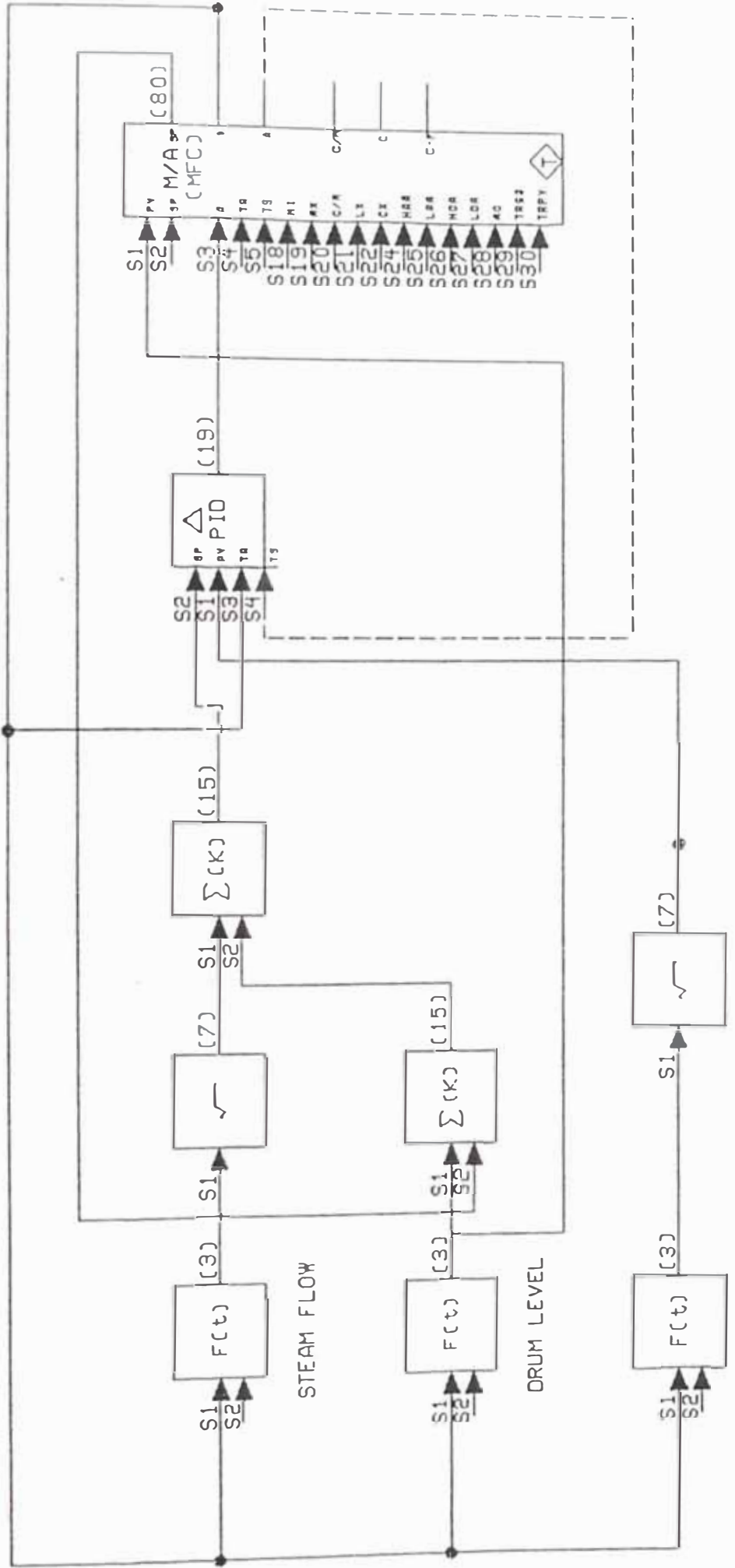


Fig. # 38

CAPITULO 7

ANALISIS DE COSTOS Y VENTAJAS COMPARATIVA

7.1. Analisis de costos.

La renovación del sistema de control neumático por un sistema digital distribuido que hace factible aplicar filosofías de control más eficientes y confiables, involucra una inversión en equipos y entrenamiento de personal que se describe a continuación. Los costos estan dados en dolares americanos.

Descripción	Costos
Sistema de control distrib.	495 199
Servicios de ingeniería	170 054
Instrumentación	
Válvulas de control de flujo	20 550
Transmisores	100 148
Medidores de flujo	24 498
Posicionadores	15 529
Medidores de flujo de aire	42 631
Elementos sensores primario (aire)	12 623

Continúa

Descripción	Costos
Transmisores de conductividad	14 906
Posicionadores de válvulas	43 778
Convertidores para señales de temp.	61 056
Analizadores de gases de combustión	40 525
Miscelaneos	2 304
Cables, bandejas e instalaciones elect.	262 500
Sistema eléctrico de emergencia (DC)	58 125
Entrenamiento de personal	30 000
Servicios de ingeniería de campo	84 000
Viajes y otros	10 000

Total	1 488 426

7.2. Ventajas comparativas.

-Los sistemas electrónicos permite una mayor velocidad tanto de envío, procesamiento y respuesta de las señales de control, comparadas con los sistemas neumáticos.

-Las características de configuración en línea que poseen los sistemas distribuidos, permite modificar las filosofías de control sin tener que paralizar las operaciones de los sistemas comprometidos.

-Los sistemas distribuidos, a través de las unidades de interface con el operador, proporciona a éste una visión total de los procesos de la planta, lo que hace más fácil su seguimiento y control.

-Los sistemas distribuidos cuentan con rutinas de autodiagnóstico, permitiendo la localización de fallas dentro del sistema de control, lo que facilita su mantenimiento y reduce su costo.

-Puesto que todo el control se realiza en los módulos del sistema distribuido, que son tarjetas de circuitos impresos, esto hace que el sistema sea más compacto y su reemplazo en casos de falla sea muy

simple, reduciendo las pérdidas por fallas del sistema de control.

-El software de los sistemas distribuidos permite la utilización de funciones más avanzadas para la configuración de la lógica de control.

-Los sistemas distribuidos, como su nombre lo sugiere, el control está repartido en distintos módulos de control y si consideramos que estos pueden tener redundancia, entonces las posibilidades de falla del sistema se reduce aumentando la confiabilidad del sistema de control.

CONCLUSIONES

1.- La pérdida de una caldera significa pérdida en la capacidad de generación eléctrica, lo que obliga a una restricción en el suministro de energía y la paralización de centros de producción con las consiguientes pérdidas financieras.

2.- La configuración de lógicas más flexibles y eficientes para el control de las calderas, como el control del agua de alimentación, asegura una mayor disponibilidad de estos equipos y reduce las probabilidades de falla y pérdidas de producción.

3.- La incorporación de sensores para detectar el monóxido de carbono y el exceso de oxígeno, proporciona al control de combustión la información necesaria para optimizar el uso del combustible a través del control de los gases de combustión.

4.- Un control basado en la frecuencia de la red eléctrica proporciona una rápida respuesta del sistema de control ante una variación de la demanda, a su vez, un control basado en la presión de vapor permite una mayor estabilidad del sistema de

generación. La combinación de estos dos sistemas proporciona un control rápido y estable ante variaciones de carga del sistema eléctrico.

BIBLIOGRAFIA

- * Control de procesos industriales por computador / Jose No Sanches de Leon, Jose M^a Angulo Usategui.
- * Fundamentals of process control theory / Paul W. Murrill.
- * Simulación y control de procesos por ordenador / Antonio Creus Solé.
- * Ingeniería de control moderno / Katsuhiko Ogata.
- * Sistemas automáticos de control / Richard C. Dorf.
- * Manuales de entrenamiento, sistema Network 90 / Bailey control.
- * Redes de ordenadores / Uyles Black.
- * Teleinformática y redes de computadores / Antonio Alabau Muñoz.
- * Applying microprocessor, base control systems to utility boilers / P. Fredricks; United Engineers & Constructors Inc.
- * Operation and control of once-through boilers during electric power system emergencies / Oliver W. Durrant; Babcock & Wilcox.
- * Oxygen control, carbon monoxide control, or both - Which is best for your boiler ? / E.P. Smith; Bailey Controls Co.

- * New developments in closed loop, combustion control using flue gas analysis / Robert L. Nelson; Westinghouse Electric Corporation.

- * Combustion control for energy savings in the process industries / Louis P. Stern; Westinghouse Electric Corporation.

- * The CO-O₂-CO₂ relationship in combustion control / Alfred Watson; Westinghouse Electric Corporation.

- * Analog control techniques and tuning / Ralph K. Johnson; Bailey Controls Company.

- * Three element air operated feed water control / Bailey Control Company.

- * Need for a strategy for boiler-turbine-generator operation and control / O.W. Durrant, H.D. Vollmer; Babcock & Wilcox.

- * Pneumatic Instruments / Dale R. Patrick and Steven R. Patrick.

- * The handbook of personal computer instrumentation / Burr-Brown.