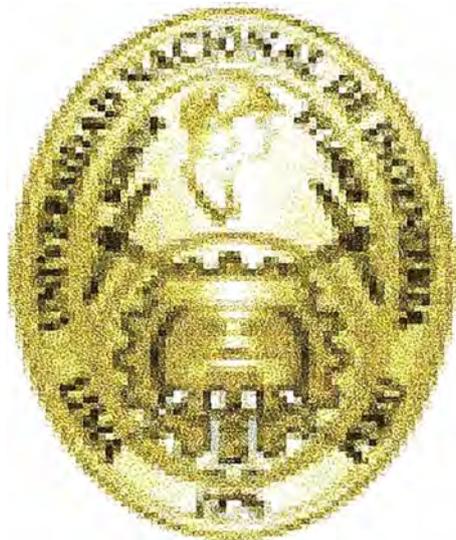


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**“MODIFICACIONES Y OPTIMIZACIÓN DEL CONTROL DE
CAMBIOS DE CARGA EN LA CENTRAL TERMOELÉCTRICA
ILO 2 ”**

INFORME DE INGENIERÍA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRÓNICO

**PRESENTADO POR:
CÉSAR AUGUSTO VEGA MEDINA**

**PROMOCIÓN
1996-2**

**LIMA-PERU
2002**

**A mi familia, en especial a mis
padres y a Shirley por su amor
y constante apoyo**

**“MODIFICACIONES Y OPTIMIZACIÓN DEL CONTROL
DE CAMBIOS DE CARGA EN LA CENTRAL
TERMOELÉCTRICA ILO 2”**

SUMARIO

El presente trabajo se titula “MODIFICACIONES Y OPTIMIZACIÓN DEL CONTROL DE CAMBIOS DE CARGA EN LA CENTRAL TERMOELÉCTRICA ILO 2”, autor César Augusto Vega Medina, desarrollado en la empresa Energía del Sur S.A. El objetivo general es minimizar el consumo de Diesel 2 durante los procesos de arranque y parada de pulverizadores de la Central Térmica Ilo 2 cuando se usen carbones de alto poder calorífico y disminuir los costos operativos.

El trabajo a desarrollar es una investigación a nivel Planta Industrial, realizado por el Departamento de Mantenimiento Eléctrico y Control de la Central Térmica Ilo 2.

ÍNDICE

PRÓLOGO	1
CAPÍTULO I	
INTRODUCCIÓN	
1.1 El Proceso de Generación Eléctrica	3
1.1.1. Abastecimiento	3
1.1.2. El circuito de Carbón	4
1.1.3. Transferencia de Energía Térmica del Combustible al Circuito Agua Vapor	5
1.1.4. Transformación de Energía Térmica en Mecánica	6
1.1.5. Transformación de Energía Mecánica en Eléctrica	7
1.1.6. Tratamiento de Aguas	7
1.1.7. Tratamiento de Aguas Servidas	8
CAPÍTULO II	
ESTRUCTURA DE LOS SISTEMAS DE CONTROL EN UNIDADES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA A VAPOR	8
CAPÍTULO III	
DESARROLLO DEL CONTROL DE LA UNIDAD 1 DE LA CENTRAL TERMOELÉCTRICA ILO 2	
3.1. Modos de Operación de la Central	13
3.1.1. Control Caldero sigue Turbina	13
3.1.2. Control Turbina sigue Caldero	15
3.1.3. Control Coordinado	17

3.2.	Maestro de la Unidad: Cambio de Carga y Cambio de razón de cambio de carga	22
3.3.	Maestro de la Unidad: Control de Frecuencia y Cambios en la Consigna de Carga Máxima y Mínima	26
3.4.	El Maestro de la Turbina	30
3.5.	El Maestro de Caldero	33
3.6.	Control del Flujo de Combustible / Demanda de Fuego	39
3.7.	Control de Flujo de Combustible	42

CAPÍTULO IV

CAMBIOS DE CARGA – MÉTODO HITACHI PARA CARBONES DE ALTO

PODER CALORÍFICO

4.1.	Desarrollo	50
------	------------	----

CAPÍTULO V

CAMBIOS DE CARGA – MÉTODO ENERSUR PARA CARBONES DE

ALTO PODER CALORÍFICO

5.1.	Descarga Esperada	62
5.1.1.	Desarrollo	62
5.1.2.	Criterios de Modificaciones en la curva de la descarga esperada	64
5.2.	Ajustes Adicionales	66
5.2.1.	Desarrollo	66
5.2.2.	Criterios de modificaciones en el valor de los bias	66
5.3.	Pruebas y Tendencias	72
5.3.1.	Pulverizador Fuera de Servicio	72
5.3.2.	Pulverizador en Servicio	72
5.4.	Comparación Costos	95

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	97
ANEXOS	
Anexo 1.- Simbología de Control	98
Anexo 2.- Descripción del Sistema de Control : Hardware y Software	100
Anexo 3.- Resumen de los Sistemas de Control en la Planta de Generación Eléctrica ILO 2	103
Anexo 4.- Índice de Figuras	106
Anexo 5.- Índice de Diagramas	108
Anexo 6.- Índice de Curvas	112
Anexo 7.- Índice de Tablas	114
BIBLIOGRAFÍA	116

PRÓLOGO

Objetivos

- Minimizar el consumo de diesel 2 durante los procesos de arranque/parada de pulverizadores en la Central Termoeléctrica ILO 2 y cambios de carga, cuando se usen carbones de alto poder calorífico como los colombianos, venezolanos y australiano (Levington).
- Disminuir los costos de operación.

Antecedentes

- Hitachi, luego del Comisionado, dejó establecido que durante los arranques, el primer pulverizador entre en servicio con 73 MW y el segundo con 108 MW.
- Del mismo modo, para carbones de alto poder calorífico, Hitachi estableció que los cambios de carga, entre 73 y 108 MW y viceversa, debían hacerse con la ayuda de quemadores diesel; es decir, no se puede usar solamente carbón entre 73 y 94 MW.
- Las proyecciones de la Gerencia Comercial apuntan a que el modo de operación de la TV21, en el futuro, será con continuas variaciones de carga entre el mínimo y la potencia nominal.
- Según el punto anterior, los presupuestos para los próximos años indican que se usarán carbones de alto poder calorífico; por consiguiente, acompañados de un alto consumo de combustible caro (diesel 2).

Alcances

- Realizar pruebas de poner en servicio y sacar fuera de servicio pulverizadores sin el uso de quemadores diesel 2, identificando los parámetros dentro del control de la unidad a variar y/o añadir.
- Las variaciones deben tener como objetivo a la unidad dentro de parámetros regulares de operación aún dentro del proceso de cambio de los pulverizadores sin Diesel.
- Las pruebas se realizarán solamente usando el carbón colombiano de la mina "El Cerrejón (COCED0300)".
- Las pruebas durante el arranque se realizarán utilizando los pulverizadores A y C, en ese orden.
- Las pruebas, durante los cambios de carga, se realizarán tratando de tener todas las combinaciones posibles de pulverizadores.

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1. El Proceso de Generación de Energía Eléctrica

La Central Termoeléctrica ILO 2 cuenta, en la actualidad, con una unidad de producción de 141.46 MW (potencia bruta), es decir, 131 MW (potencia neta). Esta compuesta por una turbina y un caldero , así como por un sistema abierto de enfriamiento de agua de mar, un completo sistema de tratamiento de agua y otros sistemas auxiliares.

ILO 2 puede ser capaz de operar con combustible de tipo carbón, diesel 2 o gas. Actualmente al no estar disponible el gas, opera con carbón y utiliza diesel 2 para el arranque y parada de la Unidad.

1.1.1. Abastecimiento

El carbón llega a la central por medio de barcos de hasta 85,000 toneladas de desplazamiento. Los barcos atracan junto a la plataforma de descarga, donde dos grúas tipo canguro retiran el carbón de las bodegas de la nave y lo vierten en las tolvas que lo distribuyen sobre la faja transportadora.

Una segunda faja transportadora conduce el carbón a lo largo del muelle hasta la cancha, donde es distribuido por medio del apilador para formar pilas. La cancha de carbón tiene una capacidad de almacenamiento de hasta 200,000 toneladas.

1.1.2.El Circuito del Carbón

El carbón es recogido de la cancha por dos equipos automáticos: los recuperadores, lo cuales por medio de una banda de paletas, lo recogen de la pila y lo depositan sobre las fajas transportadoras, las que lo conducen hasta los silos de almacenamiento. Esta operación de cargado de los silos se realiza todos los días.

El carbón cae desde los silos hasta el alimentador y, luego, al pulverizador donde es pulverizado. El ventilador de tiro forzado provee el aire necesario para el proceso de combustión, mientras que el ventilador de aire primario provee el flujo de aire requerido para el transporte del carbón pulverizado desde el pulverizador hasta los quemadores , donde las partículas se encienden formando la llama en el hogar del Caldero .

Otros combustibles como combustible de emergencia y para el arranque de la unidad se tiene el Diesel, y el gas como combustible alternativo.

1.1.3.Transferencia de Energía Térmica del Combustible al Circuito Agua – Vapor.

Después de formarse la llama en el hogar, los gases calientes pasan por el exterior de los tubos del sobrecalentador, recalentador y economizador, antes de dejar el caldero.

Luego, a través de ductos se dirigen al precipitador electrostático donde queda atrapada la ceniza volante y, finalmente, son emitidos a la atmósfera a través de la chimenea. El precipitador tiene una eficiencia del 99% y constituye uno de los componentes modernos que hacen de la combustión del carbón un proceso limpio, acorde a los requerimientos ambientales vigentes.

Los gases calientes transfieren su energía a los tubos del hogar del caldero por donde circula agua tratada. Esta se evapora en el domo del caldero y, luego el vapor formado eleva su temperatura en los tubos del sobrecalentador.

1.1.4. Transformación de Energía Térmica en Mecánica

El vapor sobrecalentado se dirige hacia la turbina de alta presión impulsando los álabes de ésta, con lo cual se consigue el giro de la misma. El vapor con menor presión deja la turbina de alta presión y retorna al caldero donde vuelve a calentarse en el recalentador hasta la temperatura de salida del sobrecalentador.

El vapor recalentado se dirige a la turbina de media y baja presión donde impulsa los álabes de éstas, convirtiendo la energía térmica en energía mecánica, la cual se transmite por el eje de la turbina. En la última etapa, el vapor saliente de la turbina de baja presión, cambia a estado líquido en el condensador, empleando como medio enfriador agua de mar que pasa por el interior de los tubos.

El condensado obtenido, en la caja del condensador es bombeado hacia el caldero, calentado gradualmente a través de los calentadores, a través de la línea de agua de condensado y luego, a través de la de agua de alimentación, ingresando al economizador, para llegar finalmente al domo donde alcanzará la energía suficiente para su vaporización.

1.1.5. Transformación de Energía Mecánica en Eléctrica

Acoplado al eje de la turbina se encuentra el generador eléctrico, donde la energía mecánica se convierte en energía eléctrica, a un voltaje de 17KV. El

transformador principal eleva el voltaje desde 17KV hasta 220KV, para poder transmitir por las líneas de transmisión hacia los centros de distribución.

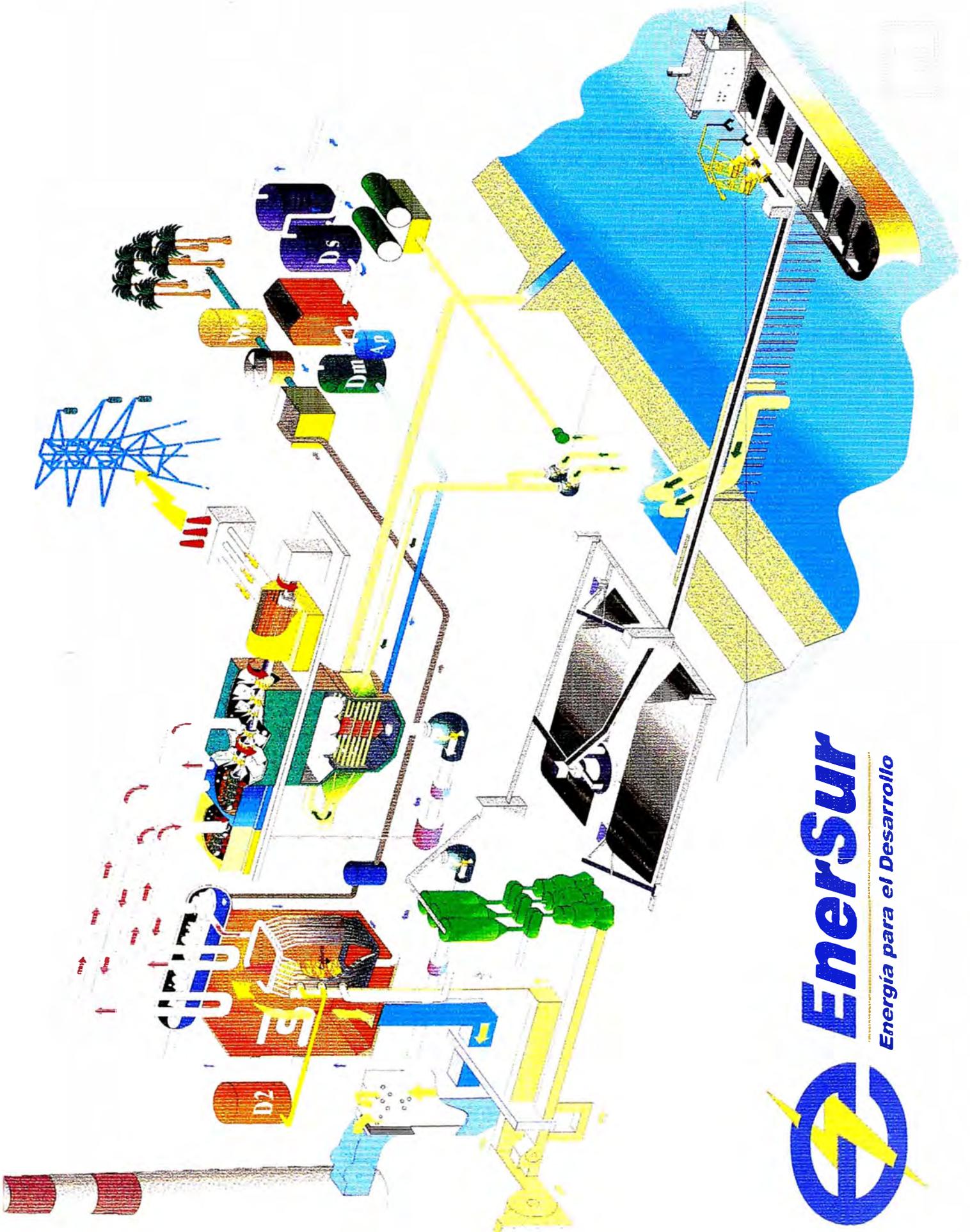
1.1.6. Tratamiento de Aguas

El agua de mar, que se emplea como medio enfriador para el condensador, se obtiene por medio de un tubo sifón, que descarga el agua de mar en la poza de captación, donde es bombeada hacia el condensador, y finalmente ser descargada en el mar.

Asimismo, de la poza de captación se bombea agua de mar hasta la planta desalinizadora. El agua desalinizada se almacena en el tanque, y de allí es conducida a la planta desmineralizadora donde se produce agua sin sales ni minerales. El agua desmineralizada es almacenada en un tanque y de allí es inyectada al condensador a través de una línea de reposición.

1.1.7 .Tratamiento de Aguas Servidas

Durante la operación del caldero se producen purgas; las cuales se realizan a través del tanque de "Blowdown". Estas purgas junto con los drenajes industriales de la planta y desagües de las instalaciones, se conducen hasta la planta de tratamiento de aguas servidas, y el agua tratada resultante de esta planta se utiliza en el sistema de forestación alrededor del terreno de la central.



Energía
Energía para el Desarrollo

CAPÍTULO II

ESTRUCTURA DE LOS SISTEMAS DE CONTROL EN UNIDADES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA A VAPOR

La estructura de los sistemas de control para unidades de producción eléctrica pueden ser representadas por la figura 1. Este diagrama jerárquico de los funciones automáticas y del operador, muestra como las diferentes acciones de control encajan juntas en un esquema completo.

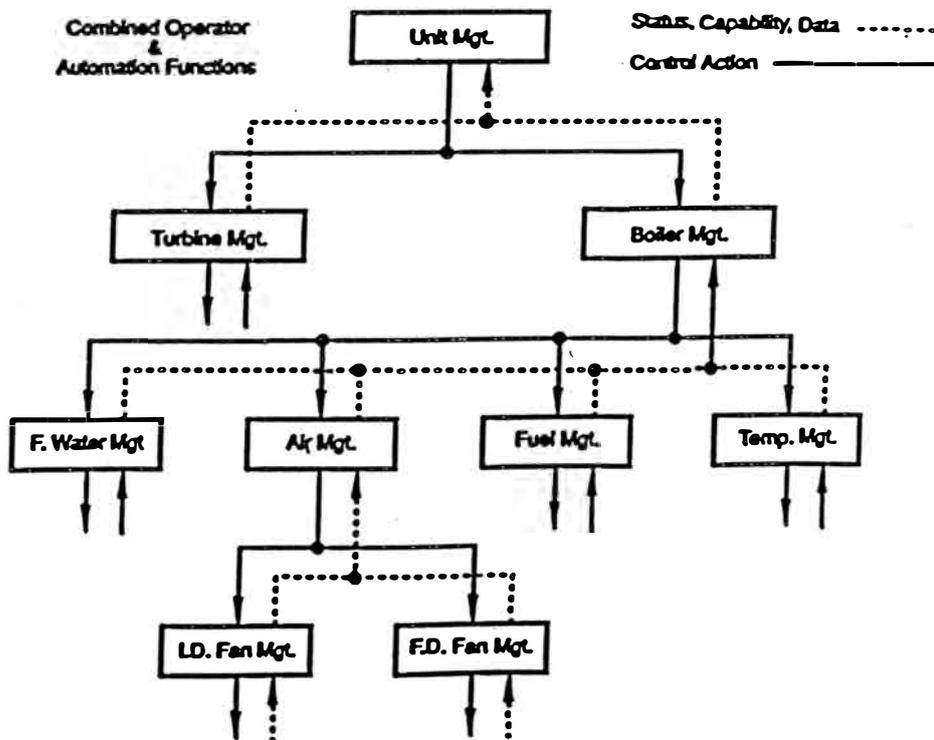


Figura 1.- Arreglo Jerárquico del Control de Planta

La estructura del control permite que el balance de energía para una unidad Turbina – Caldero debe ser siempre satisfecha. Este balance establece que el ingreso de energía, producto de la combustión del combustible y el aire es siempre igual a la salida de energía, mas o menos el cambio en la energía almacenada.

La energía de salida consiste de, (1) energía en los gases de combustión; (2) de una pequeña y relativamente constante de pérdidas de calor en la turbina y el generador, (3) la producción eléctrica del generador; y (4) la pérdida de calor en el agua de enfriamiento del condensador.

Un arreglo general de la turbina, condensador y calentadores de agua de alimentación es mostrado en la figura 2.

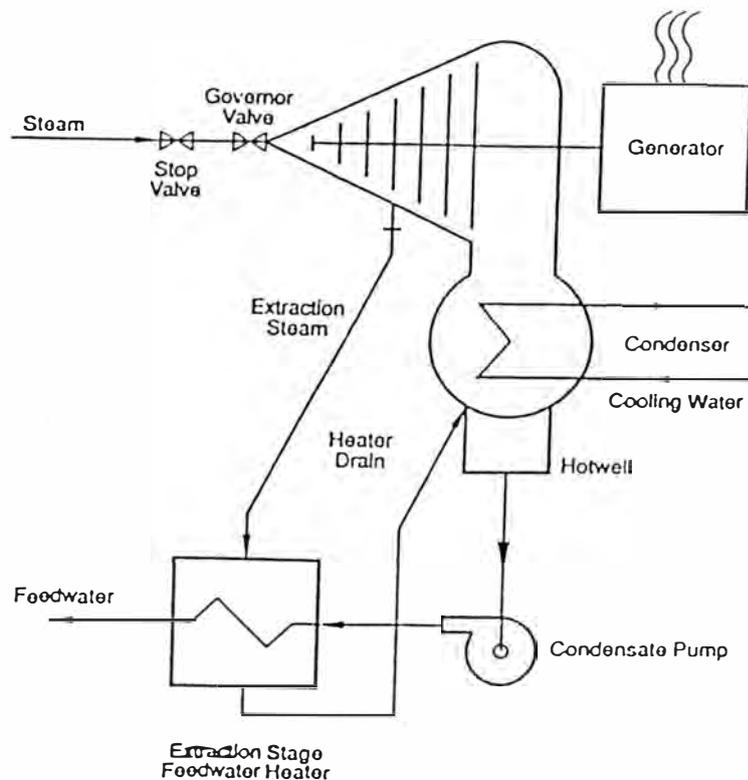


Figura 2.- Arreglo Típico de una turbina de Condensación con Extracción no controlada.

El balance total de la energía de la Unidad Turbina – Caldero debe ser mantenida estable por el sistema de control de caldero. Una versión de este balance de calor está mostrada en la figura 3. El sistema es tan interactivo que la variación en cualquier valor en este diagrama resultará en cualquier otro cambio de tal manera que los valores de operación estarán balanceados de nuevo. Un diagrama de una turbina con recalentamiento es mostrada en la figura 4.

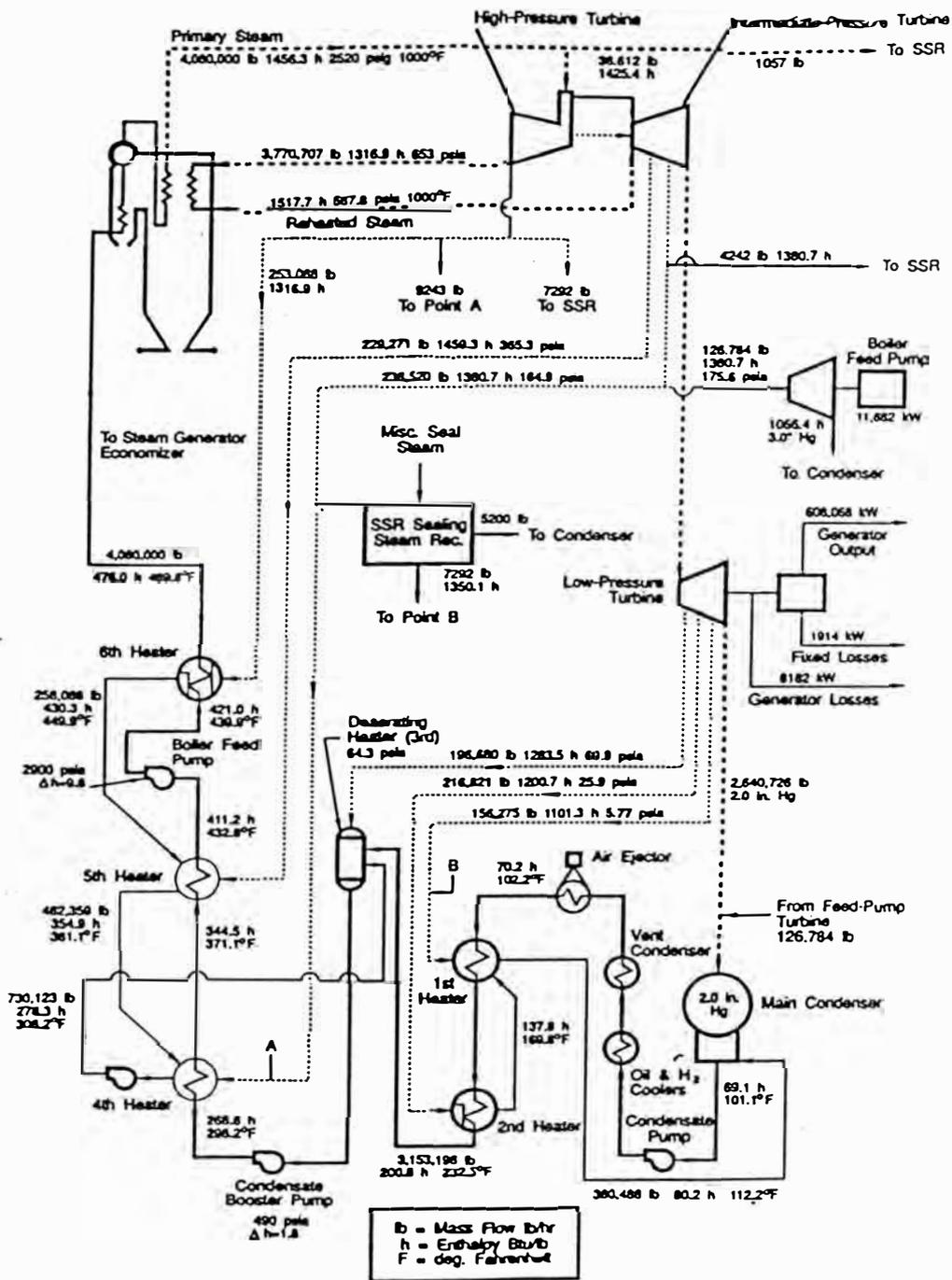


Figura 3.- Balance Calorífico de Caldero Turbina para una Unidad de Producción Eléctrica

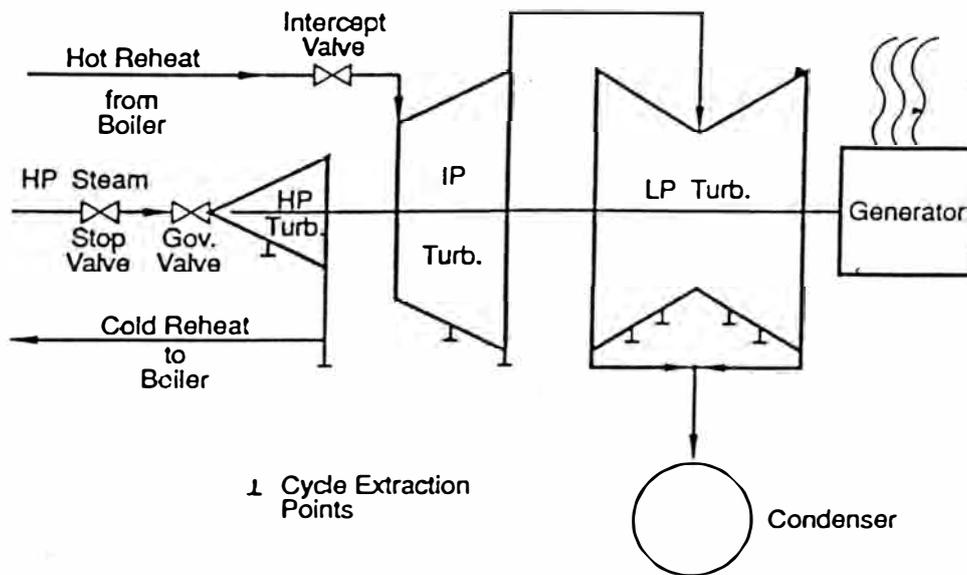


Figura 4.- Arreglo típico de una Turbina con Recalentamiento.

CAPÍTULO III

DESARROLLO DEL CONTROL DE LA UNIDAD 1 DE LA CENTRAL TERMOELÉCTRICA ILO2

3.1 Modos de Operación de la Central

Los Modos de Operación de la Central son los siguientes:

Control del Caldero teniendo como referencia a la Turbina

Control de la Turbina teniendo como referencia al Caldero

Control Coordinado

3.1.1 Control del Caldero teniendo como referencia a la Turbina

- La responsabilidad del control de carga de MW es de la turbina.
- El caldero tiene responsabilidad secundaria para el control de la presión.
- La demanda para un cambio de carga reposiciona las válvulas de control de la turbina. Siguiendo el cambio de carga, el caldero modifica su régimen de fuego para alcanzar el nuevo nivel de carga y restaurar la presión regulada a su valor de operación normal.
- La respuesta con este tipo de sistema es rápida, pero a expensas de un control de presión regulada menos estable.

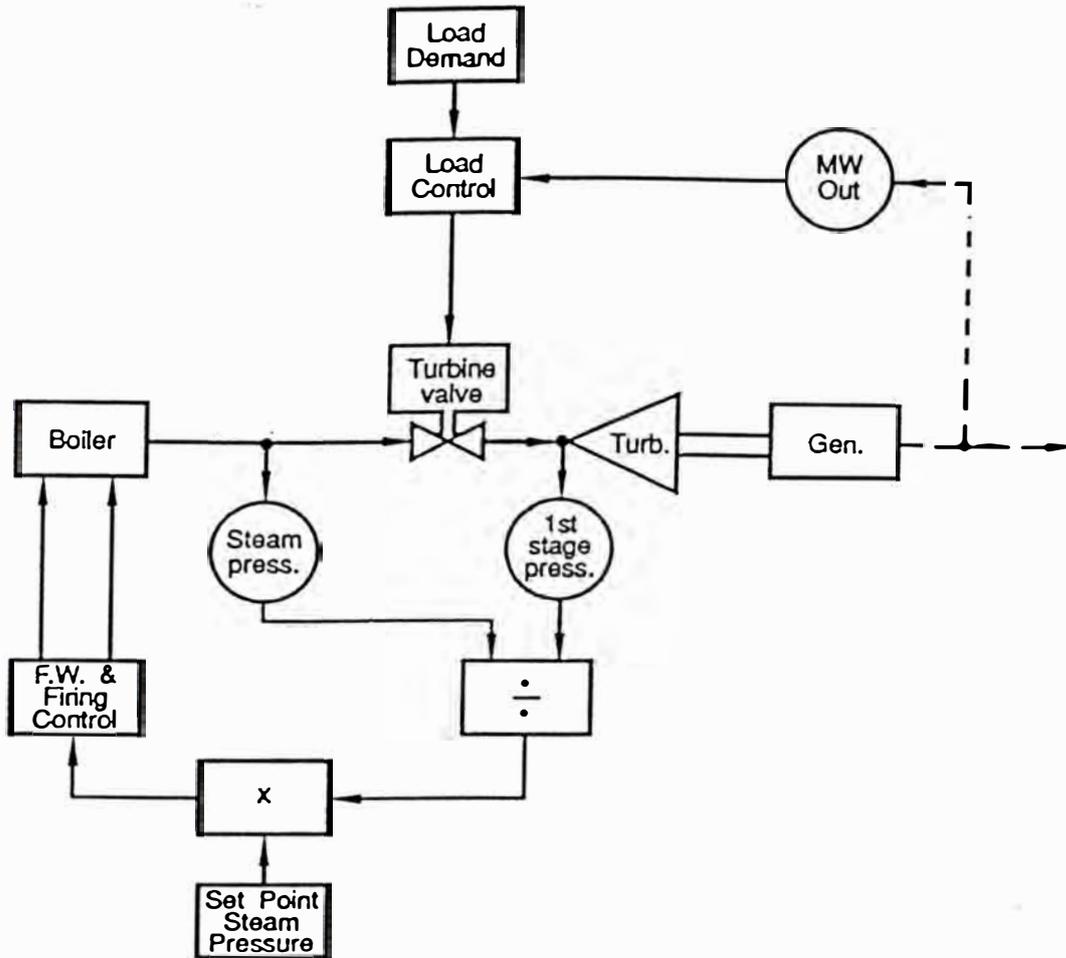


Figura 5a.- Diagrama de Bloques del Control Caldero siguiendo Turbina

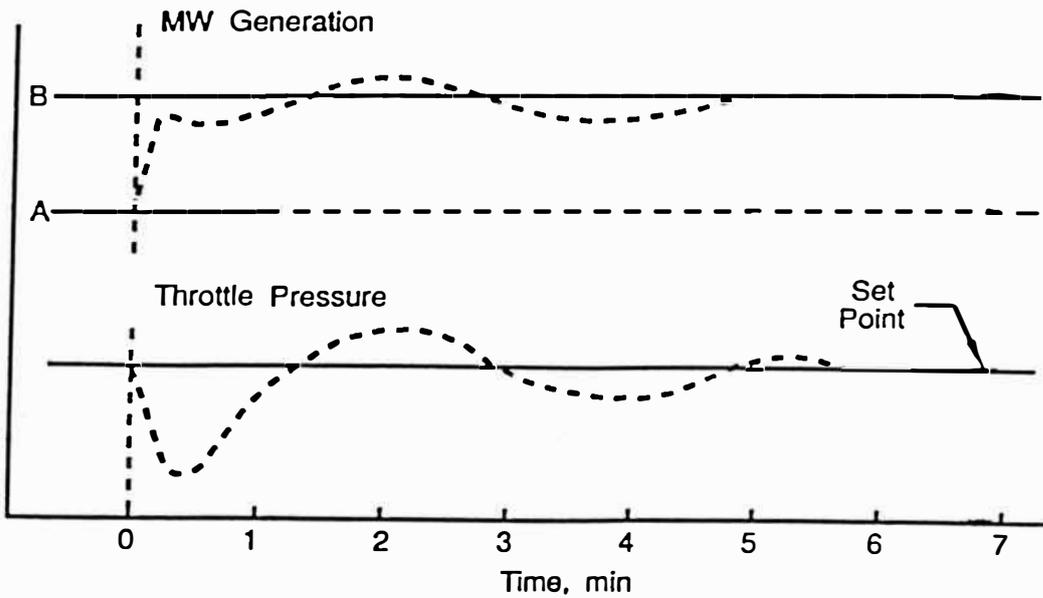


Figura 5b.- Variación del Control Caldero Siguiendo Turbina

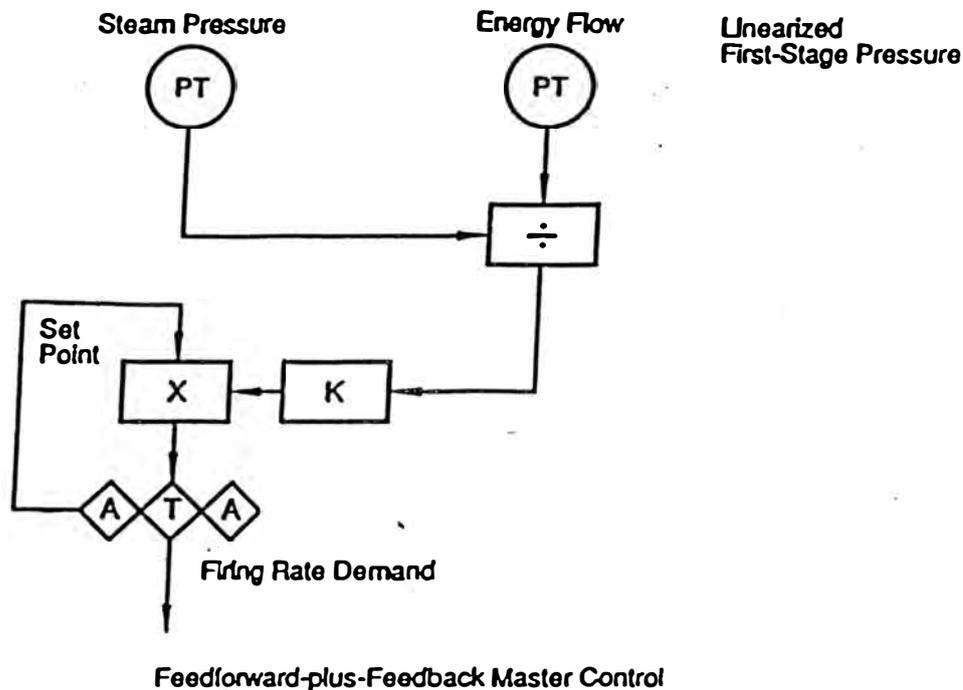


Figura 5c.- Diagrama de Bloques utilizando adelanto más retroalimentación.

3.1.2 Control de la Turbina teniendo como referencia al Caldero

- La turbina responde siguiendo la respuesta del caldero
- El control de carga MW es responsabilidad del caldero, mientras que la turbina tiene una respuesta secundaria para el control de presión regulada
- La respuesta de este tipo de sistema es más lenta debido que la turbina debe esperar la reacción del caldero antes de reposicionar sus válvulas de control.
- La respuesta con este tipo de control es más lento, pero tenemos mínimas fluctuaciones de temperatura y presión, durante un cambio de carga.

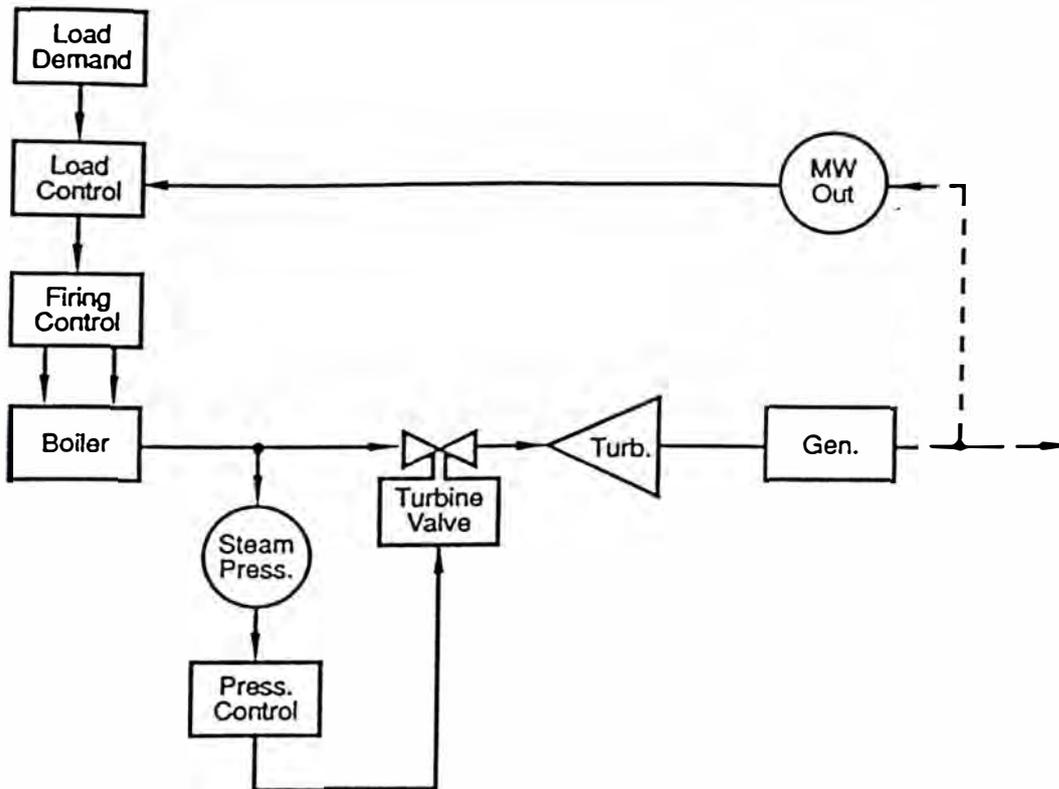


Figura 6a.- Diagrama de Bloques del Control Turbina siguiendo Caldero

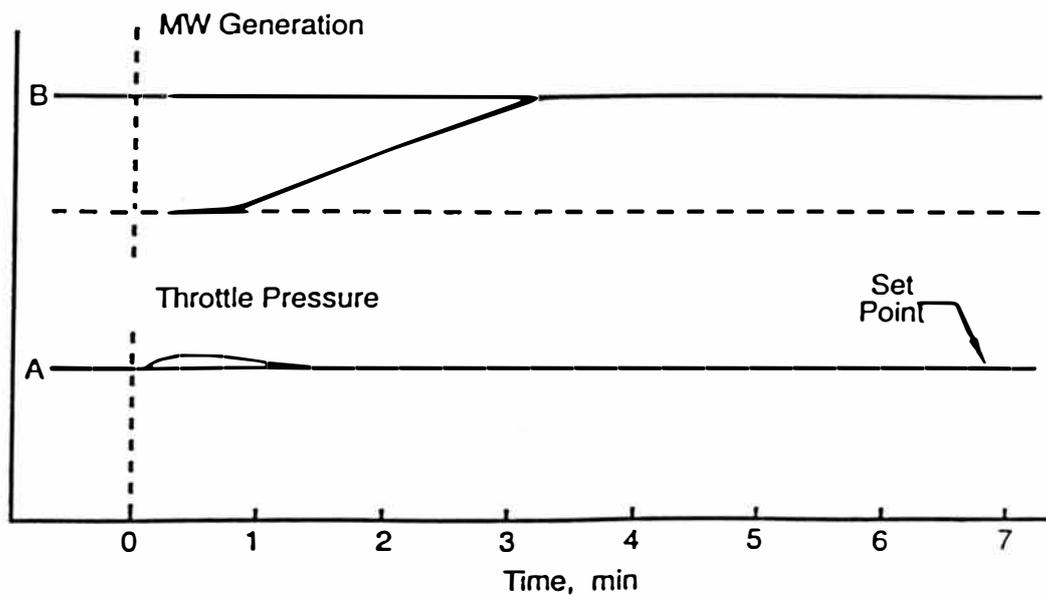


Figura 6b.- Variación del Control Turbina siguiendo Caldero

3.1.3 El Control Coordinado Caldero – Turbina

- El Control de Carga MW y el Control de la Presión de regulación ahora es responsabilidad tanto del caldero como de la turbina.
- La respuesta inicial es proveída por la turbina
- Cuando se requiere un cambio en la carga, el punto de consigna (set point) de la presión regulada es cambiado, usando el error de megawatt (la diferencia entre la carga actual y la demanda), y las válvulas de control de la turbina responden al cambio en el set point para dar un nuevo nivel de carga rápidamente.
- Como el caldero modifica su régimen de fuego para alcanzar la nueva carga y restaurar la presión regulada, el setpoint retorna a su valor nominal.

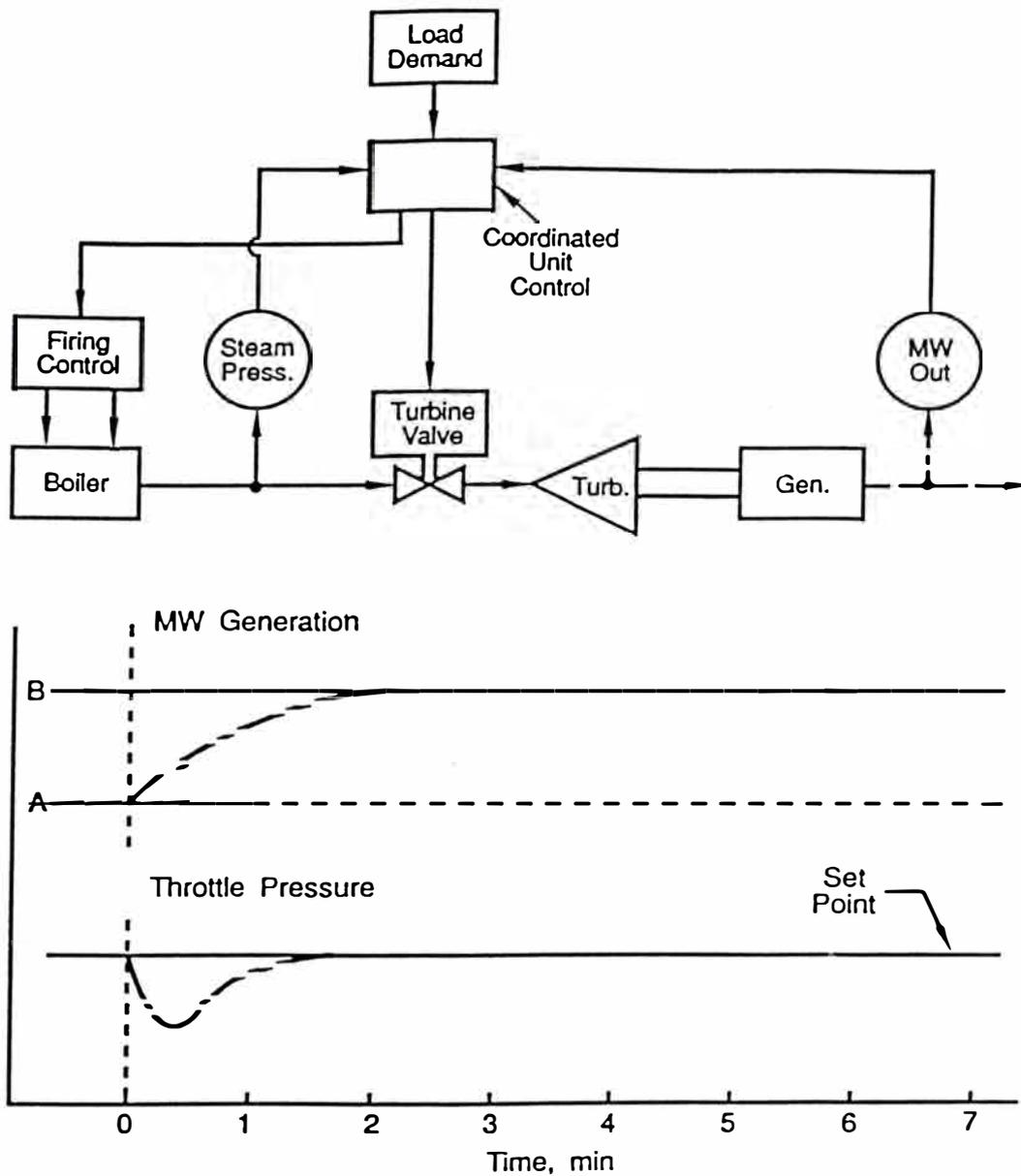


Figura 7.- Diagrama de Bloques del Control Coordinado y su Variación de Control

Se adjunta diagrama de los Modos de Operación de la Central Termoeléctrica ILO2.

Normalmente ILO2 trabaja en Modo Coordinado, y solo en determinadas etapas del arranque trabaja en Manual y Control Caldero Sigue.

Notar que en el diagrama, la líneas en negrita indican cual es el respectivo flujo de las señales.

Para el caso del Control Coordinado, la desviación de presión teniendo como señal en adelanto la demanda de megawatts, es manejada por el caldero y la desviación de los megawatts son manejados por el gobernador de la turbina. En el modo Control Caldero Sigue, el gobernador de la turbina es regulado en manual, y el caldero en automático corrige las desviaciones en la presión producidas por esta regulación.

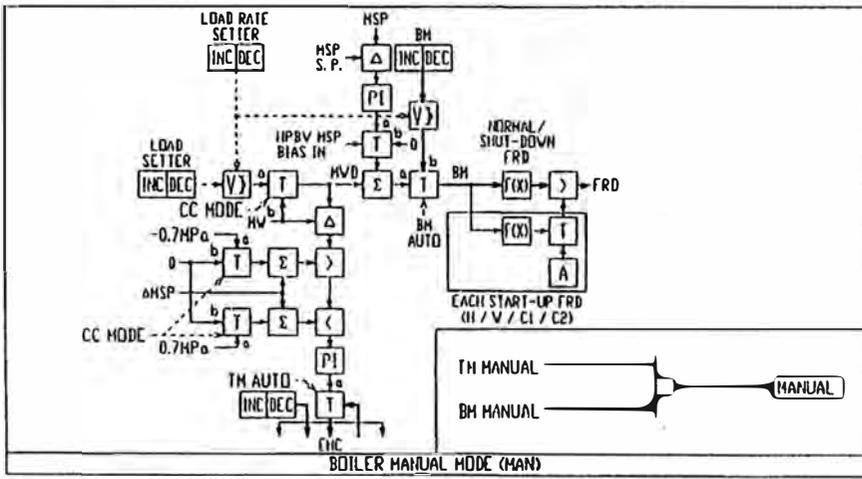
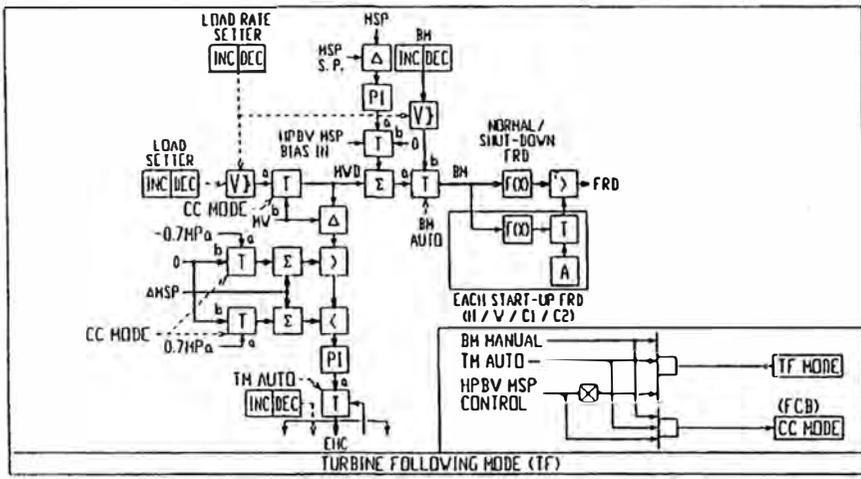
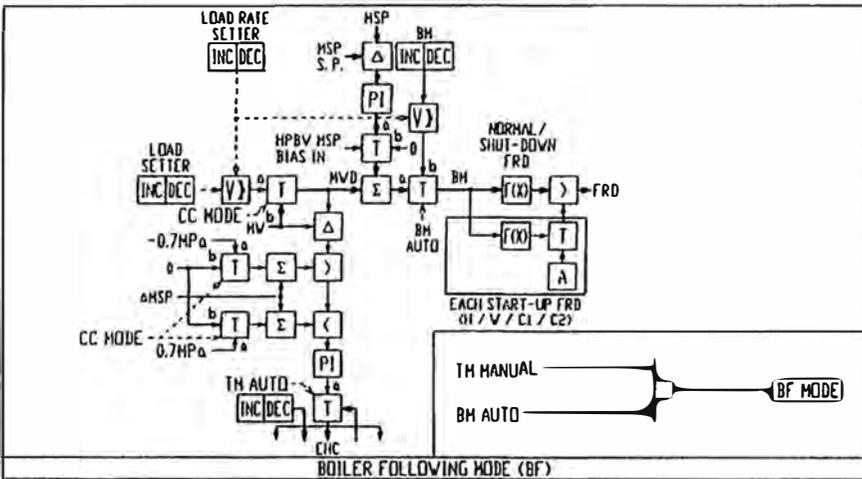
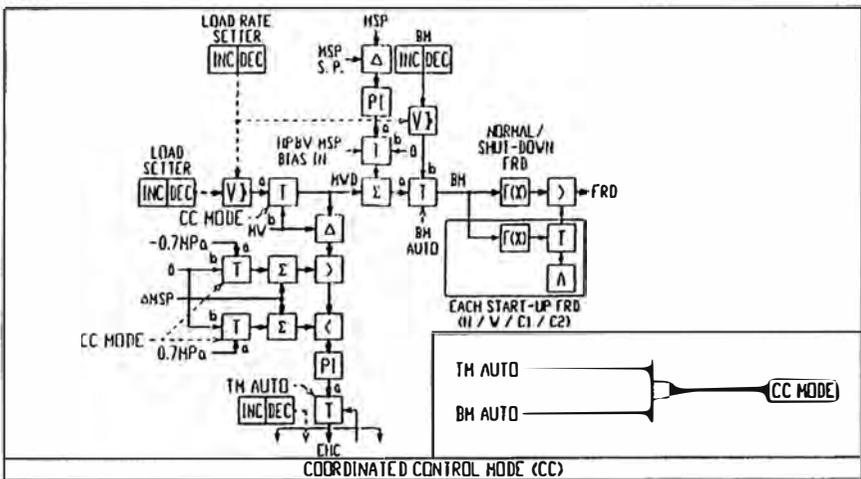
En el modo Turbina Sigue, el Maestro de Caldero es regulado en forma manual, y la turbina en modo automático responde regulando el gobernador para tener las condiciones adecuadas.

Ver los siguientes diagramas:

Diagrama 1a : Operation Mode, Representación Babcock Hitachi (SH-7)

Diagrama 1b: ABB Elsag Bailey –APC BM-3 Operation Mode (B1 37 1)

NOTA: El Diagrama 1b es una representación equivalente en códigos de funciones correspondientes del Diagrama 1a, el cual es una representación ISA (ANSI / ISA – S5.1).



T I L E	OPERATION MODE	SH-7
	UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA	BABCOCK-HITACHI K.K. TOKYO JAPAN

KURE OMSION DWG. NO.
KU3-810-409

PLANO 01

LOAD HOLD COMMAND
B1.10.1 2B1/1075

BOILER MASTER
AUTO MODE
B1.41.1 2B1/5957

TURBINE MASTER
AUTO MODE
B1.38.1 2B1/5753

HPTB BIAS SELECT
COMMAND
B1.10.1 2B1/1087

HPTB VLV
AUTO MODE
B1.10.5 2B1/1627

HPTB MSP CTRL
SELECTED
B1.10.2 2B1/1163

LOAD HOLD CMD SIGNAL
B1.12.2 2B1/5695

LOAD TRACKING
MODE
B1.39.1 2B1/5692

B1.13.2 B1.13.2 B1.12.2 B1.13.3

COORDINATION CNTRL
MODE
TB.6.3 2B1/5696

B1.14.2 B1.12.2 TA.6.9

BOILER MANUAL
MODE
2B1/5697

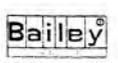
BF MODE
2B1/5700

TF MODE
B1.36.1 2B1/5701

CC MODE OR HPTB
MSP CONTROL
B1.36.1 2B1/5703

HPTB MSP CONTROL
CNTRL STARTED
B1.26.1 2B1/5702

B1.36.1 B1.20.1



HCU: 1
Controller: 2

Boiler Analog Control
APC BM-3 - OPERATION MODE
Sheet1

ENERGIZER
EnerSur
Ilo II, Unit 1

MANUFACTURER
Hitachi

Elsag Bailey (Canada) Inc.

DATE 09/20 AS COMMISSIONED DMP
DATE 99/12/23 AS SHIPPED JE RM JO

PROJECT NO. PSH001401
C353600
DATE 20 SEP 2000

BD93536 L 2 B1.37 1 C

3.2 El Control Maestro de la Unidad: Cambios de Carga y Variación de su Velocidad de Cambio de Carga

Objetivo:

Este diagrama nos describe la lógica de toma de carga y su razón de variación.

Desarrollo:

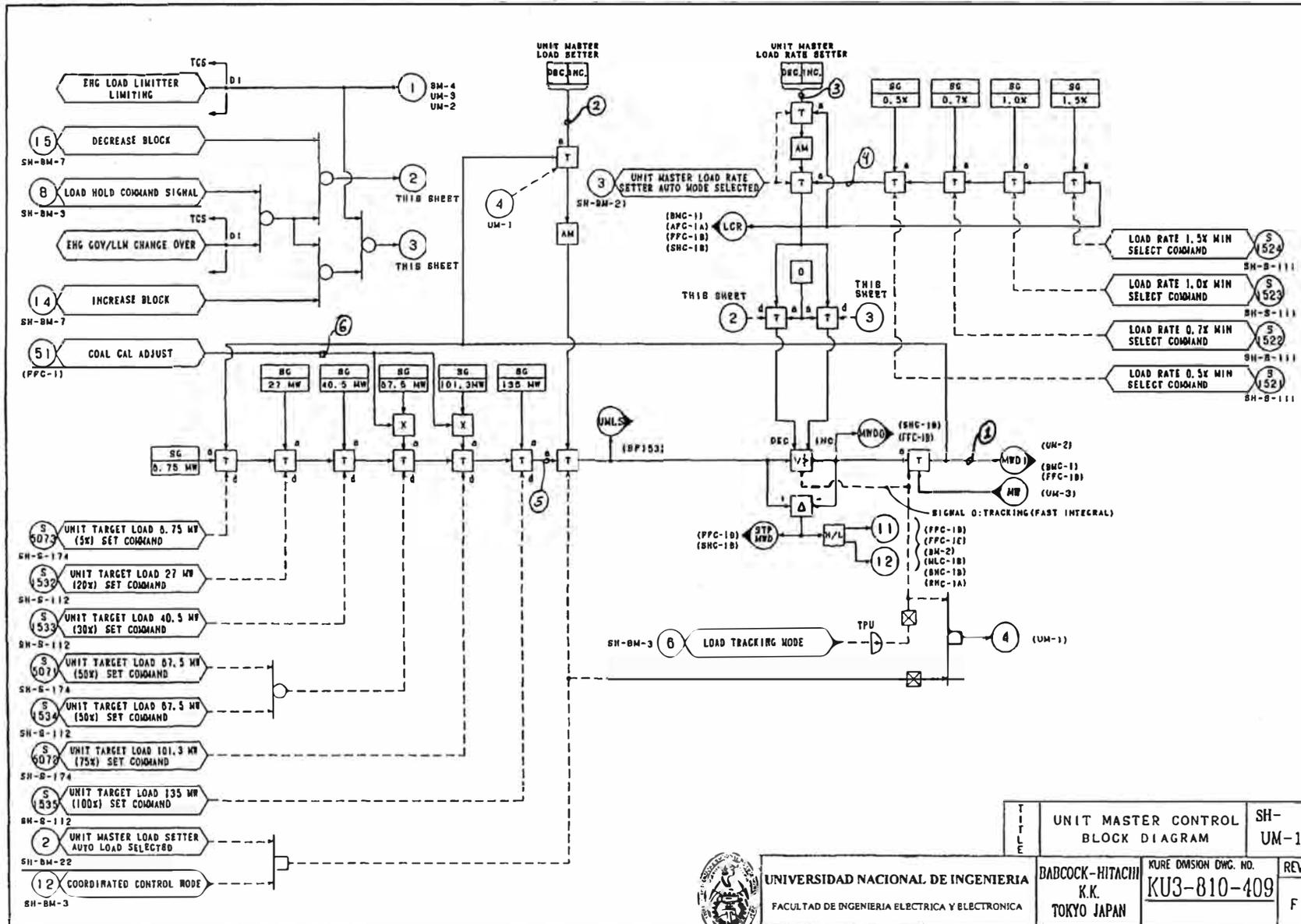
La demanda de MW (1) en condiciones normales de operación es seleccionada a través de la estación de control de carga (2) y con una razón que también es seleccionada a través de la estación de control de razón de carga (3). En procesos de arranque o parada automáticos, dependiendo del tipo de arranque se selecciona la razón de toma de carga(4), y los puntos de demanda son fijados por el mismo Proceso Automático de Arranque o Parada (*APS*) (5). Nótese que el 50% y el 75% de toda la carga es ajustado de acuerdo a las calorías características presentes en el Carbón(6).

Se adjuntan los siguientes diagramas:

Diagrama 2a: Diagrama de Bloques del Control Maestro de la Unidad.
(SH – UM-1)

Diagrama 2b: ABB Elsag Bailey–UM1 (Unit Master Control, B 1 12 1C)
Control de Cambio de Razón de Carga representado cod. de funciones

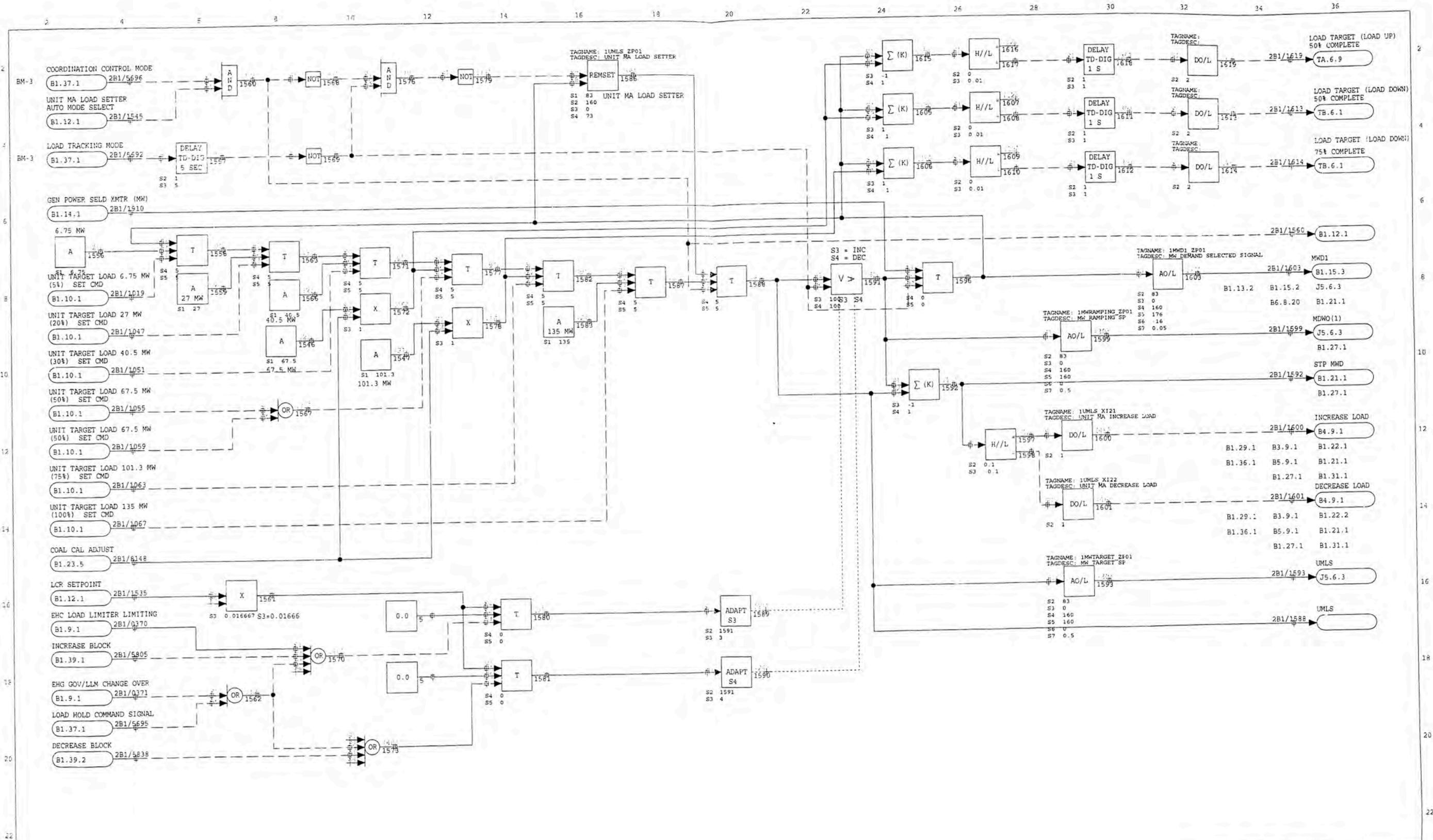
Diagrama 2c: ABB Elsag Bailey – UM1 (Unit Master Control) (B 1 12 2C)
Control de Cambio de Carga representado en códigos de funciones



TITLE	UNIT MASTER CONTROL	SH-
	BLOCK DIAGRAM	UM-1
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA	DABCOCK-HITACHI K.K. TOKYO JAPAN	REV. F
	KURE DIVISION ENG. NO. KU3-810-409	



PLANO 02



Boiler Analog Control			
UM-1 - UNIT MASTER CNTRL			
Unit MA Load Setter			
DESIGNER	EnerSur	PLANT	Ilo II, Unit 1
FABRICATOR	Hitachi		
Elsag Bailey (Canada) Inc.			SPRINT DMP
DATE	06/09/20	AS COMMISSIONED	FMP
DATE	09/12/23	AS SHIPPED	JE RM JO
FILE NO.	PSH001401	PROJECT NO.	C353600
DATE		DATE	20 SEP 2000
UNIT NO.	BD93536 L 2	UNIT NO.	B1 12 2 C

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA



HCU: 1
Controller: 2

3.3 El Control Maestro de la Unidad Turbina - Caldero

Objetivo:

Este diagrama nos describe las variaciones a las que se somete la demanda de MW en función a los cambios en la frecuencia y los valores Mínimo y Máximo de Carga al que esta sujeto.

Desarrollo:

A la demanda de MW se le suma o se le resta una fina variación de la misma (2) que está en función de la variación de frecuencia y a la característica del gobernador, siempre que la estación de control de frecuencia esté en automático (1). Estamos hablando de una regulación fina de la frecuencia.

Luego el resultado, es también modificado por la suma o resta de otro valor (3) que depende también de la variación de frecuencia y el modo de control carga (siguiendo la característica del gobernador o limitándola, GOV o LLM respectivamente), pero cubriendo un mayor rango.

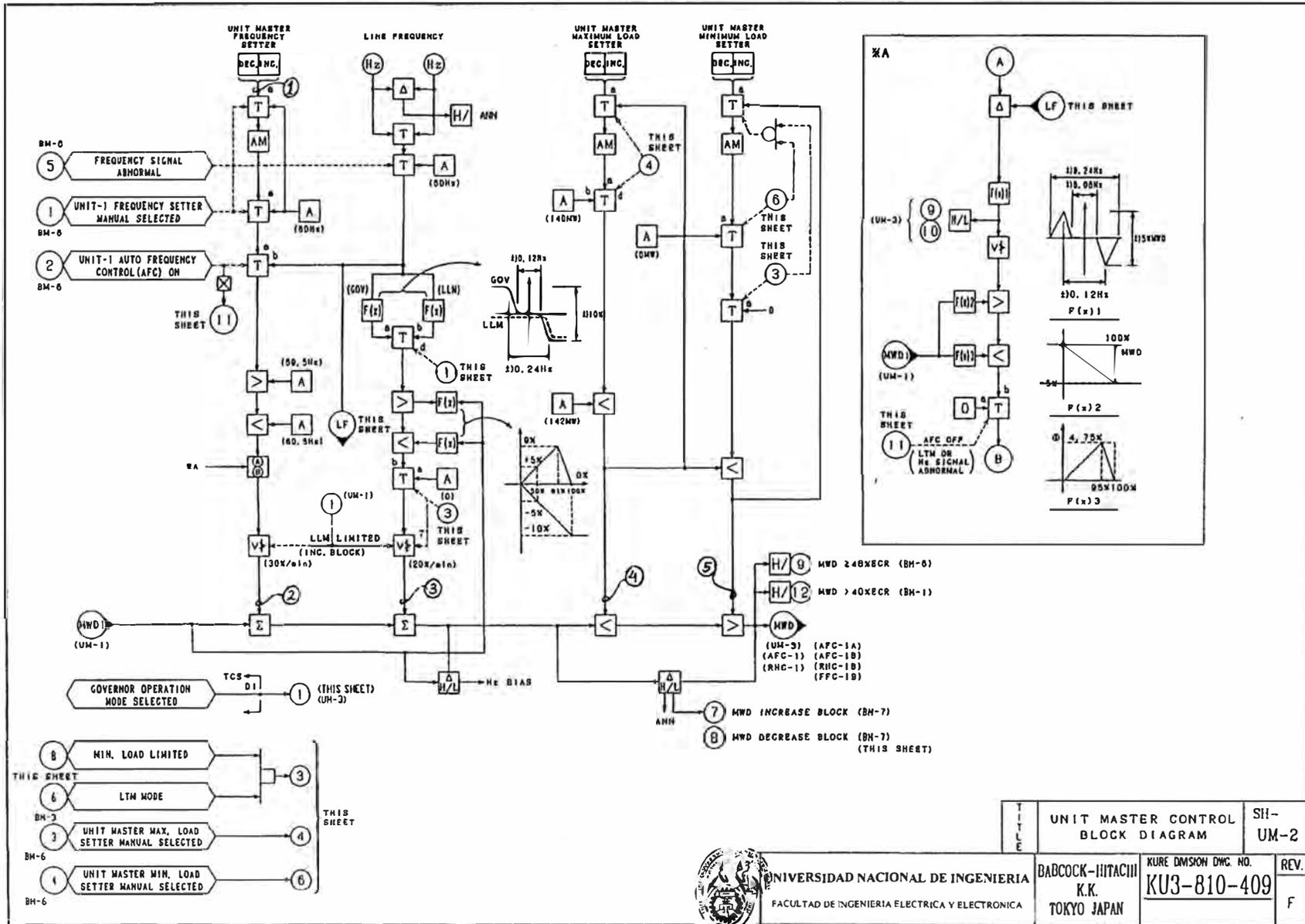
Finalmente este valor es comparado con un limite máximo(4) y luego por un limite mínimo(5).

Se adjuntan los siguientes diagramas:

Diagrama 3a: Diag. de Bloques Control Maestro Unidad (SH – UM-2)

Diagrama 3b: ABB Elsag Bailey UM2 (Unit Master Control, B113 2C)
Control de Cambio de Consigna de Frecuencia

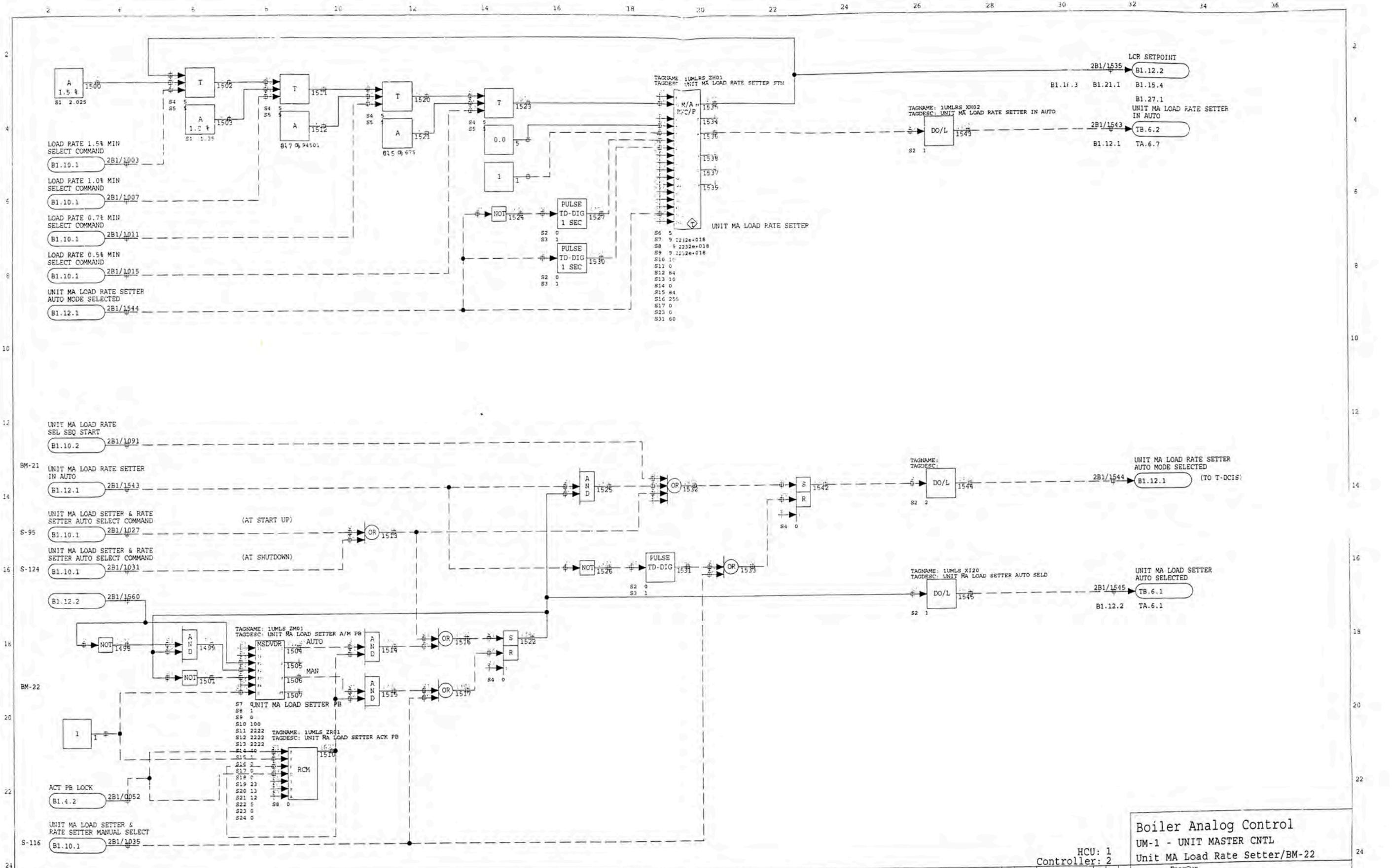
Diagrama 3c: ABB Elsag Bailey UM2 (Unit Master Control, B113 3C)
Control de Cambio de Consigna de Carga Máxima y Mínima



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
 FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

TITLE	UNIT MASTER CONTROL BLOCK DIAGRAM	SH-UM-2
BABCOCK-HITACHI K.K. TOKYO JAPAN	KURE DMSOH DWG. NO. KU3-810-409	REV. F

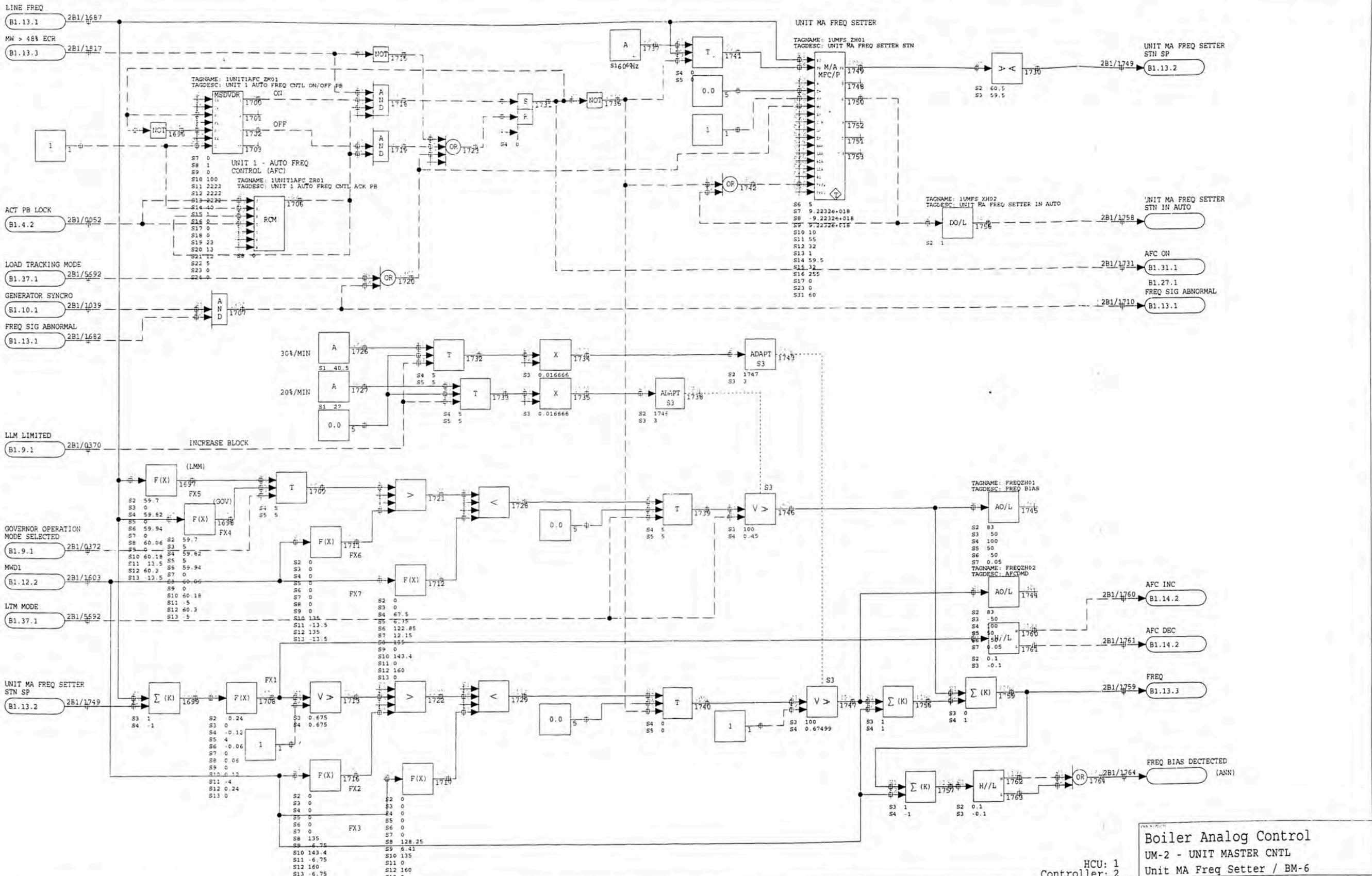
PLANO 03



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
 FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

Boiler Analog Control		HCU: 1	
UM-1 - UNIT MASTER CNTL		Controller: 2	
Unit MA Load Rate Setter/BM-22			
DESIGNER	EnerSur	DATE	
PLANT	11o 11, Unit 1	REV	
MANUFACTURER	Hitachi	DATE	
Elsag Bailey (Canada) Inc.		DATE	
AS COMMISSIONED	DATE	BY	
AS SHIPPED	DATE	BY	
BD93536 L 2	B1.12	1	C

PLANO 04

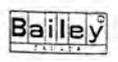


Boiler Analog Control
 UM-2 - UNIT MASTER CNTL
 Unit MA Freq Setter / BM-6

HCU: 1
 Controller: 2

Customer:	EnerSur
Plant:	Ilo II, Unit 1
Equipment:	Hitachi
Manufacturer:	Elsag Bailey (Canada) Inc.
Order No.:	BD93536 L 2
Project No.:	B1.13
Rev.:	2
Date:	20 SEP 2000

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
 FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA



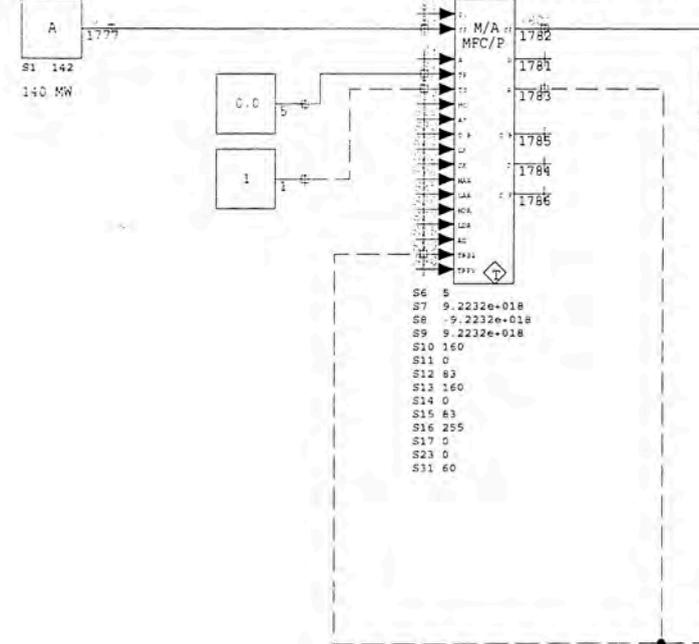
26

PLANO 05

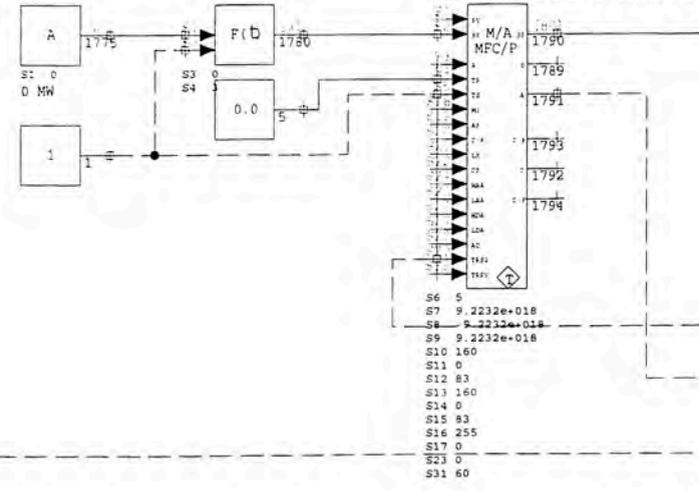
FREQ
B1.13.2 2B1/1759

UNIT MA MAX LOAD SETTER

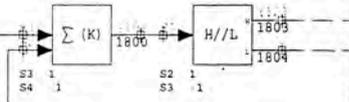
142 MW
TAGNAME: 1UMMAXLS ZH01
TAGDESC: UNIT MA MAX LOAD SETTER STN



UNIT MA MIN LOAD SETTER
TAGNAME: 1UMMINLS ZH01
TAGDESC: UNIT MA MIN LOAD SETTER STN



LTM MODE
B1.37.1 2B1/5692



TAGNAME: DO/L
TAGDESC: 1810
S2 2
2B1/1810 MWD INC BLOCK B1.39.1 TO ANN

TAGNAME: DO/L
TAGDESC: 1811
S2 2
2B1/1811 MWD DEC BLOCK B1.39.2 TO ANN

MWD
2B1/1805 B1.14.2
B1.29.1 B1.30.1 B1.15.3
B1.15.4 B1.14.2 B1.32.5
B1.21.1 B1.20.1 B1.16.7
B1.32.3 B1.32.5 B1.28.3

TAGNAME: 1MWD_X120
TAGDESC: MWD
S2 83
S3 0
S4 160
S5 176
S7 0.05
2B1/1812 MWD 16.3 B4.9.6
B3.9.6 B2.9.5 J5.6.3
T4.11.5 MWD 8.6514

2B1/1813 MWD < 135 MW B1.22.1

2B1/1814 MWD < 135 MW B1.14.2

2B1/1815 MWD >= 99% ECR B1.22.1

2B1/1816 MWD <= 74% ECR B1.22.2

TAGNAME: 1UMMAXLS XH02
TAGDESC: UNIT MA MAX LOAD SETTER IN AUTO
S2 1
2B1/1806 UNIT MA MAX. LOAD SETTER AUTO MODE SELECTED

2B1/1817 MWD > 48% ECR B1.13.2

2B1/1819 MWD > 40% ECR B1.35.1

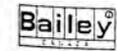
TAGNAME: 1UMMINLS XH02
TAGDESC: UNIT MA MIN LOAD SETTER IN AUTO
S2 1
2B1/1809 UNIT MA MIN. LOAD SETTER AUTO MODE SELECTED

Boiler Analog Control
UM-2 - UNIT MASTER CNTL
Unit MA Min/Max Load Setter

HCU: 1
Controller: 2

G									
F									
E									
D									
C	06/09/20	AS COMMISSIONED	DMP						
B	12/23	AS SHIPPED	JE XM JO						
A									

PROJECT: EnerSur
 PLANT: Ilo II, Unit 1
 PURCHASER: Hitachi
 ENGINEER: Elsag Bailey (Canada) Inc.
 DATE FILE: 05/20/00
 USER ID: PSH001401
 P. NO: C253600
 DATE: 20 SEP 2000
 REV: BD93536 L 2 B1.13 3 C



3.4 El Control Maestro de la Turbina

Objetivo:

Este diagrama expresa el control de carga en función de la desviación de la Demanda de Carga con la Generación real, ajustándola con la presión y su propia desviación.

Desarrollo:

La Demanda de Carga es comparada con la señal seleccionada ajustada de potencia(1). Esta señal ajustada de potencia previamente ha sido ajustada por un valor que depende del error de la presión de demanda(2). Este ajuste cumple el objetivo de actuar reduciendo o aumentando la carga real en función al error de presión ($\pm 0.7\text{MPa}$)

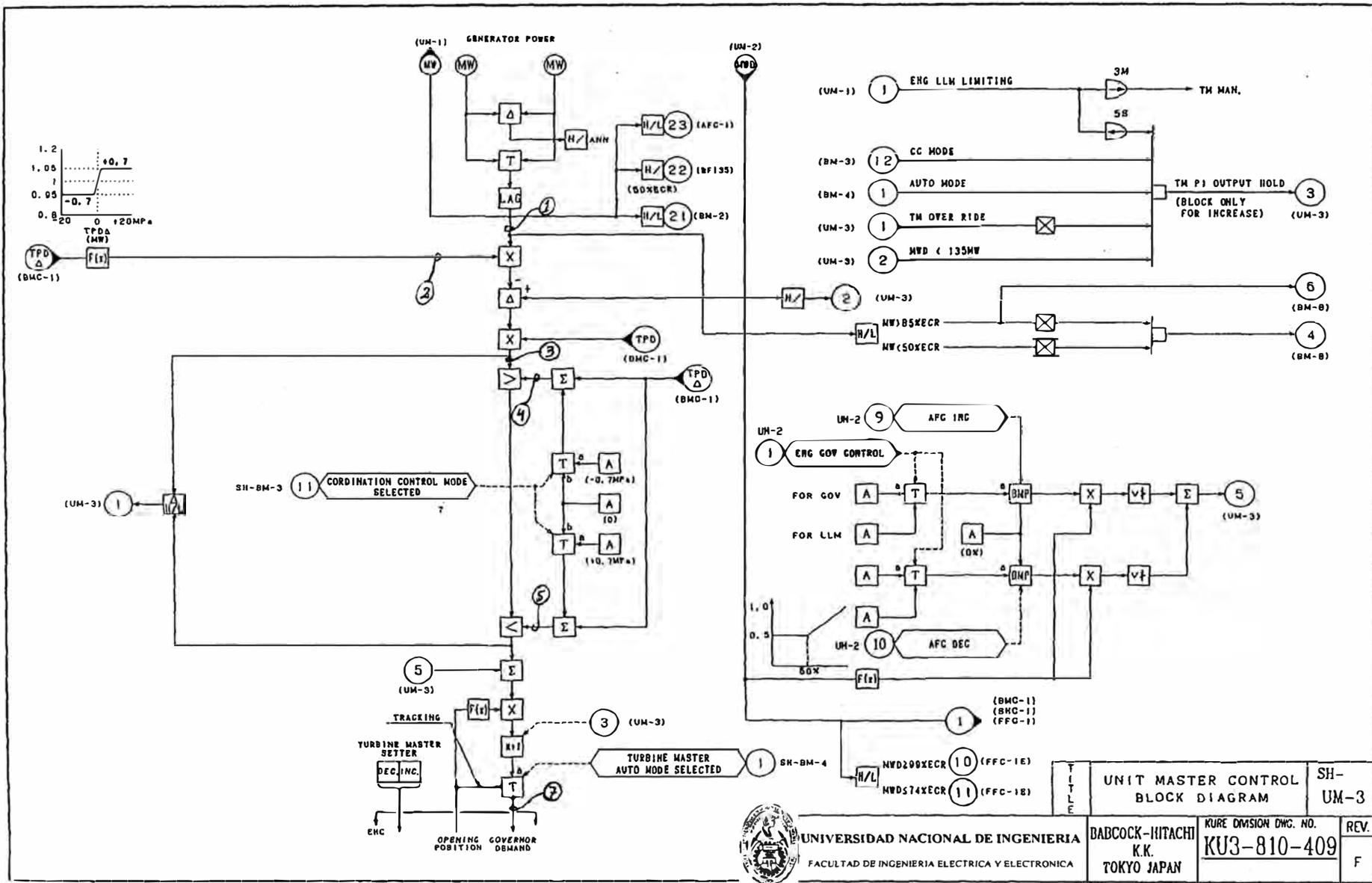
El error de la comparación es ajustado por la señal de demanda de presión(3), el resultado es un valor que cae dentro de una banda de $\pm 0.7\text{MPa}$, limitándolo a un valor dentro de estos (4 y 5).

Finalmente el error generado se suma con un valor que representa un ajuste (bias) que depende de la variación de frecuencia(6), luego esta resultante ingresa al controlador P+I cuya acción de control se comporta como demanda para las válvulas del Gobernador(7).

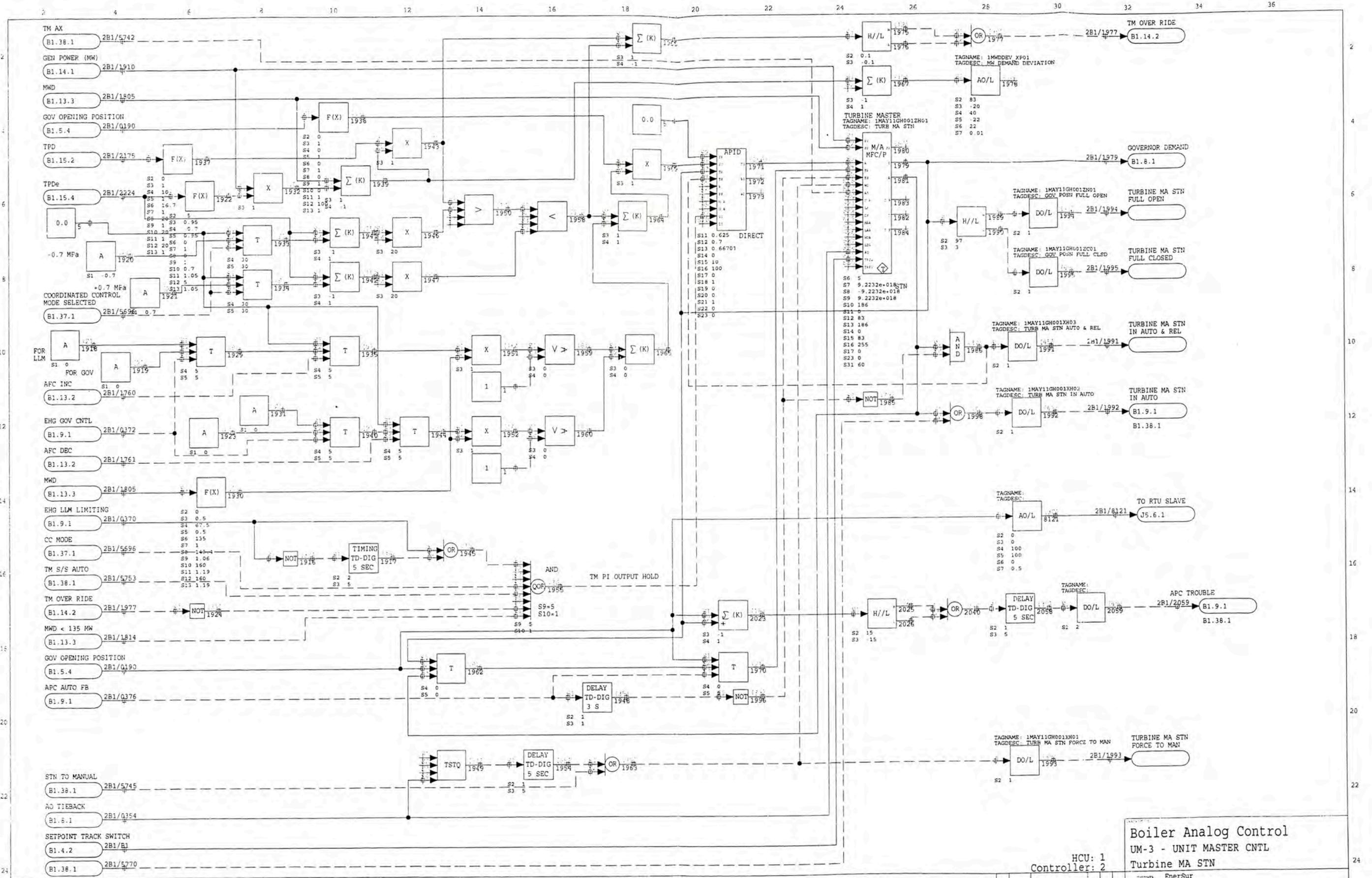
Se adjunta los siguientes diagramas:

Diagrama 4a: Diagrama de Bloques del Control Maestro de la Turbina
(SH – UM-3)

Diagrama 4b: ABB Elsag Bailey – UM3 (Unit Master Control) (B 1 14 2C)
Control Maestro de la Turbina



PLANO 06



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

HCU: 1
Controller: 2

Boiler Analog Control
UM-3 - UNIT MASTER CNTL
Turbine MA STN

G									
F									
E									
D									
C	00/09/20	AS COMMISSIONED	DMP						
B	99/12/23	AS SHIPPED	JR RM JO						
A									
				EnerSur 110 II, Unit 1		Hitachi		DMP	
				Elsag Bailey (Canada) Inc.		PSH001401		20 SEP 2000	
				BD93536 L 2		B1 14		2 C	

3.5 El Control Maestro del Caldero

Objetivo:

Este Lazo controla la presión de vapor principal, teniendo en cuenta la carga actual, señal que utiliza en adelanto; tanto para ajustar el factor proporcional como para el factor integral del controlador P+I.

Este lazo considera también comportamientos especiales en condiciones de rechazo de carga y runbacks de pulverizadores.

Desarrollo:

La señal seleccionada de presión de ingreso a la turbina(1) es comparada con la presión de consigna(2), señal que es función de la demanda de megawatts, a través de sendas funciones que dependen del tipo de arranque (Frio2, Frio1, Templado, Caliente).

Esta comparación genera un error, que es ajustado proporcionalmente por un valor que es función de la demanda actual, por el lado integral es ajustado adaptivamente, pero va a depender de que no se tengan cambios de carga.

El resultado se suma (4) y a la vez es sumado con la demanda, el resultado total es el Maestro de Caldera, que es la demanda de MW +/- el ajuste del controlador que depende de la desviación de la presión(5).

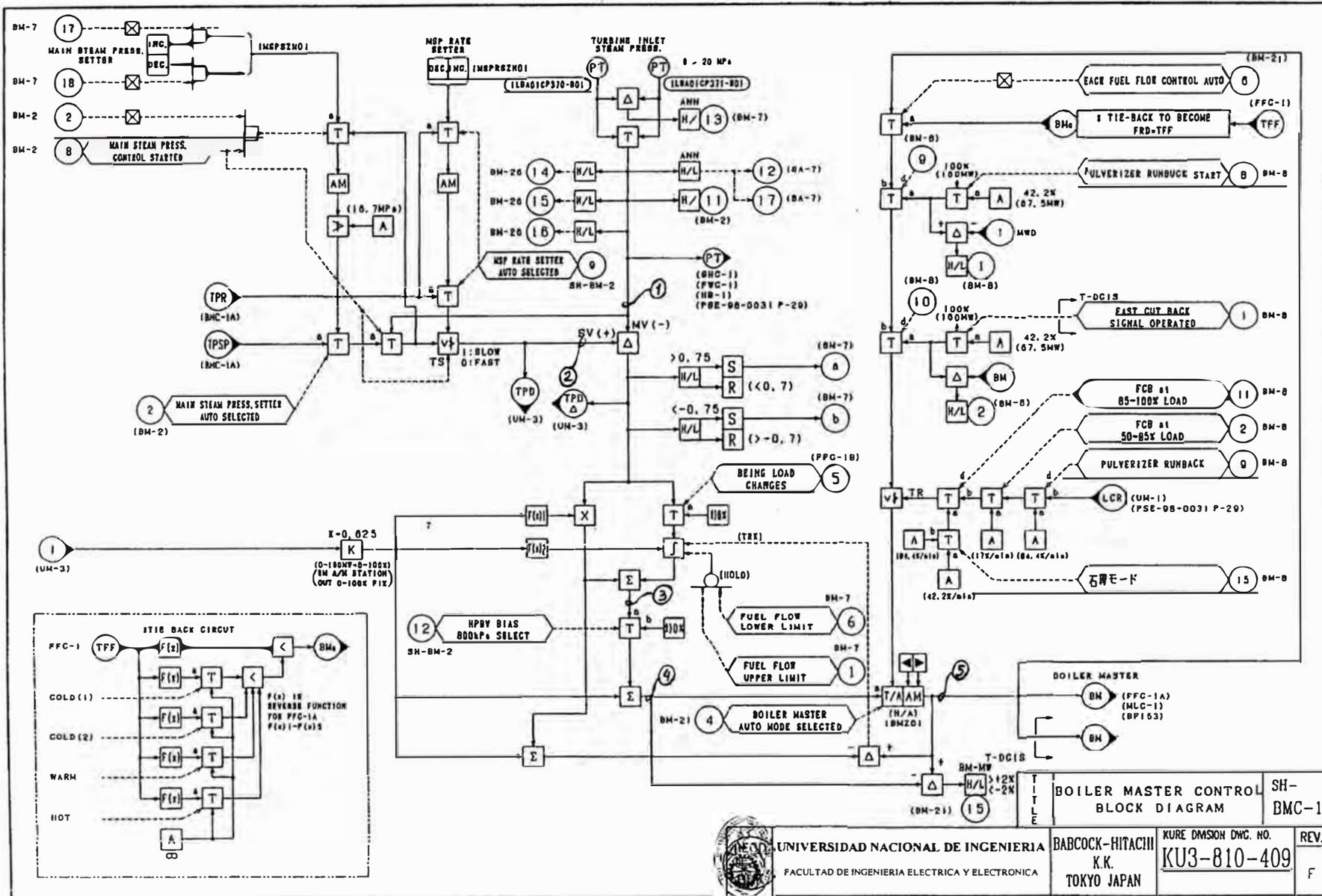
Se adjuntan los siguientes diagramas:

Diagrama 5a: Diagrama de Bloques del Control Maestro de la Caldera (SH- BMC-1)

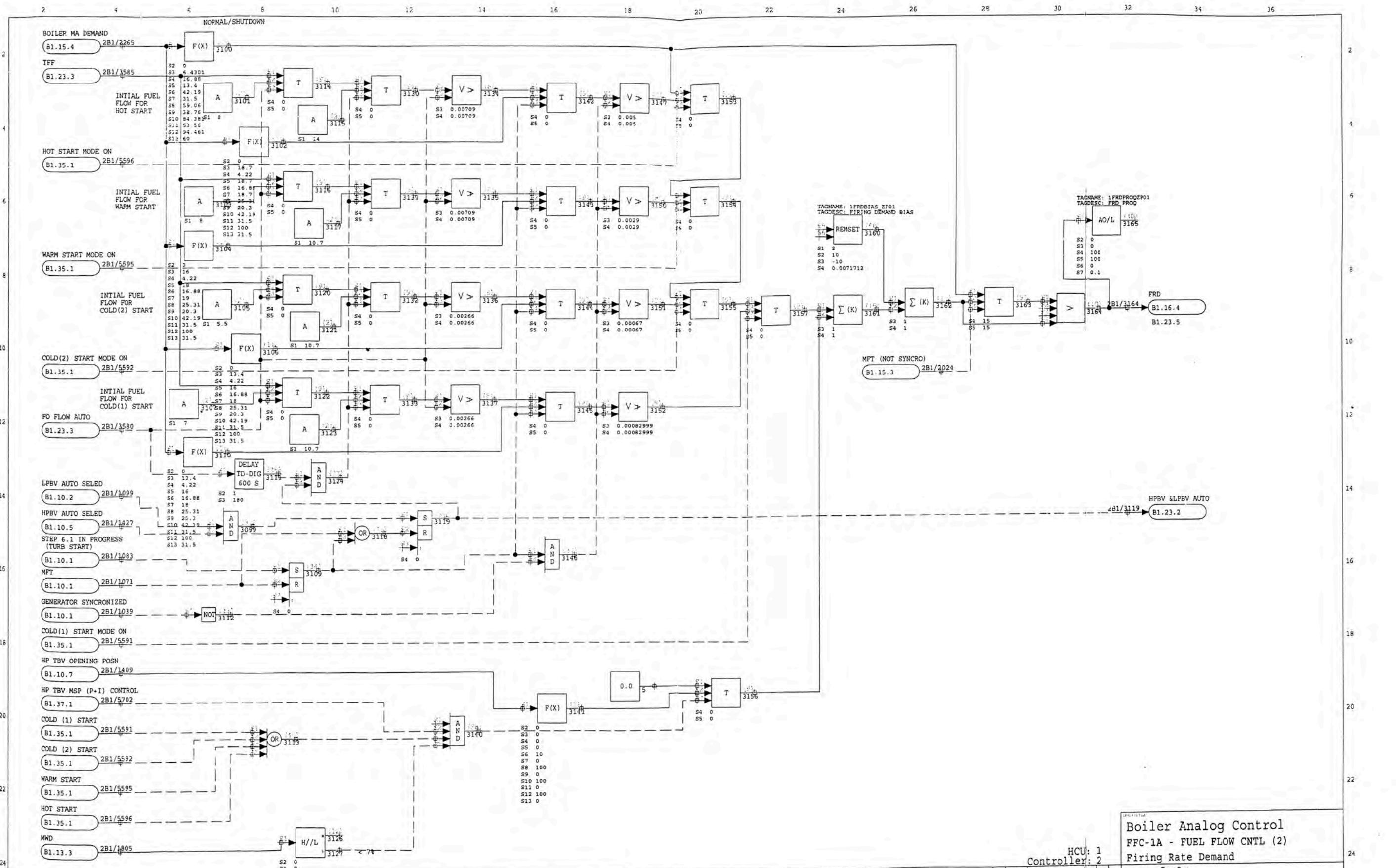
Diagrama 5b: ABB Elsag Bailey – BMC-1 (Boiler Master Control) (B 1 15 2C). Control de la Consigna de la Razón de la presión de vapor principal (MSP)

Diagrama 5c: ABB Elsag Bailey – BMC-1 (Boiler Master Control)
(B 1 15 3C). Lógica de Enclavamiento del Maestro de la
Caldera.

Diagrama 5d: ABB Elsag Bailey – BMC-1 (Boiler Master Control)
(B 1 15 4C). Estación de Control del Maestro de la Caldera



PLANO 07



Boiler Analog Control			
FFC-1A - FUEL FLOW CNTL (2)			
Firing Rate Demand			
Customer: EnerSur		Plant: Ilo II, Unit 1	
Manufacturer: Hitachi		Order No: PSH001401	
Elsag Bailey (Canada) Inc.		Date: 20 SEP 2000	
Part No: BD93536 L 2		Rev: 1	

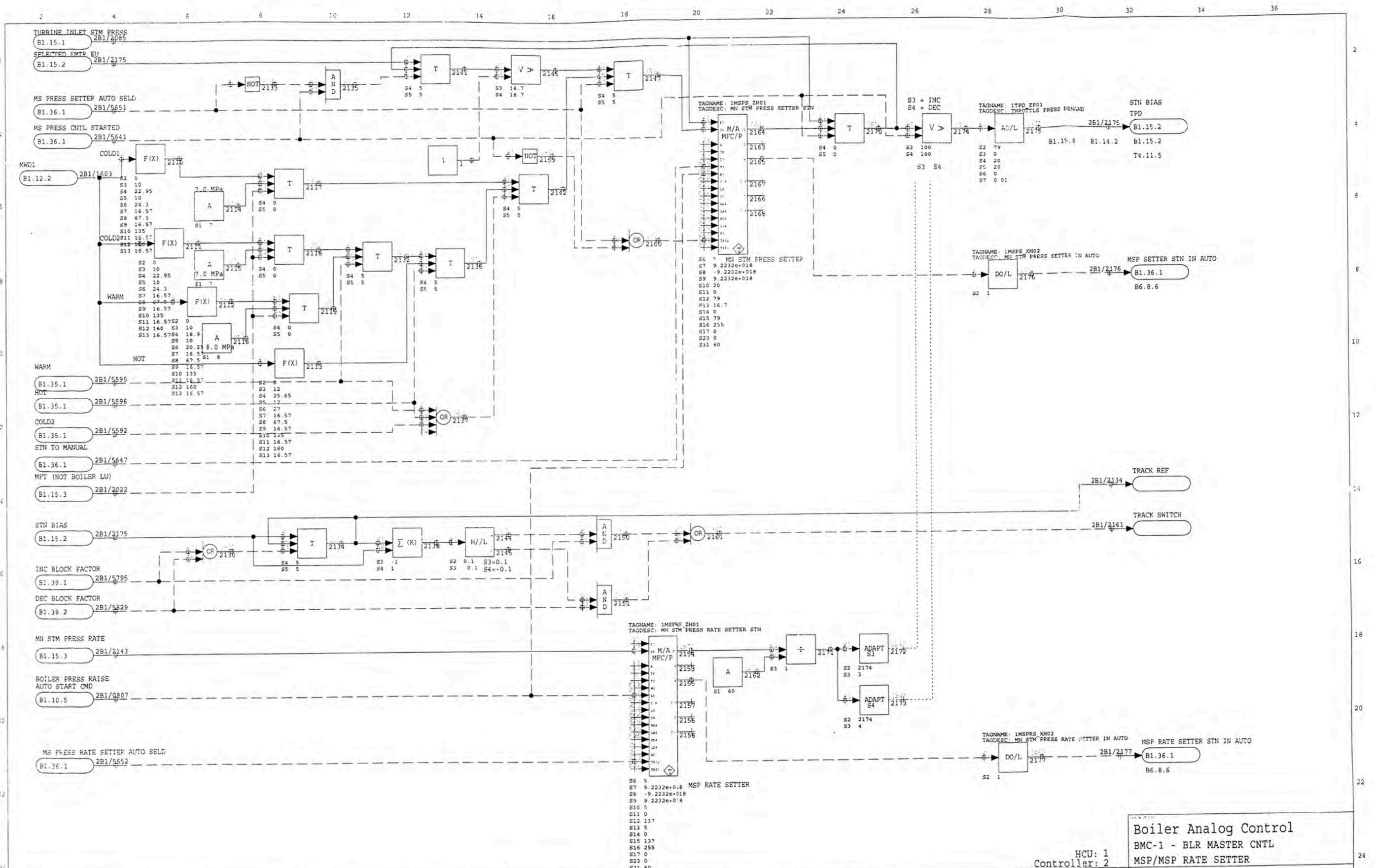
G			
F			
E			
D			
C	00/09/20	AS COMMISSIONED	DMP
B	99/12/23	AS SHIPPED	JE ROM JO
A			

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
 FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA



THIS DRAWING IS THE PROPERTY OF
 THE COMPANY AND IS NOT TO BE
 REPRODUCED OR TRANSMITTED IN
 ANY FORM OR BY ANY MEANS
 WITHOUT THE WRITTEN PERMISSION
 OF THE COMPANY.

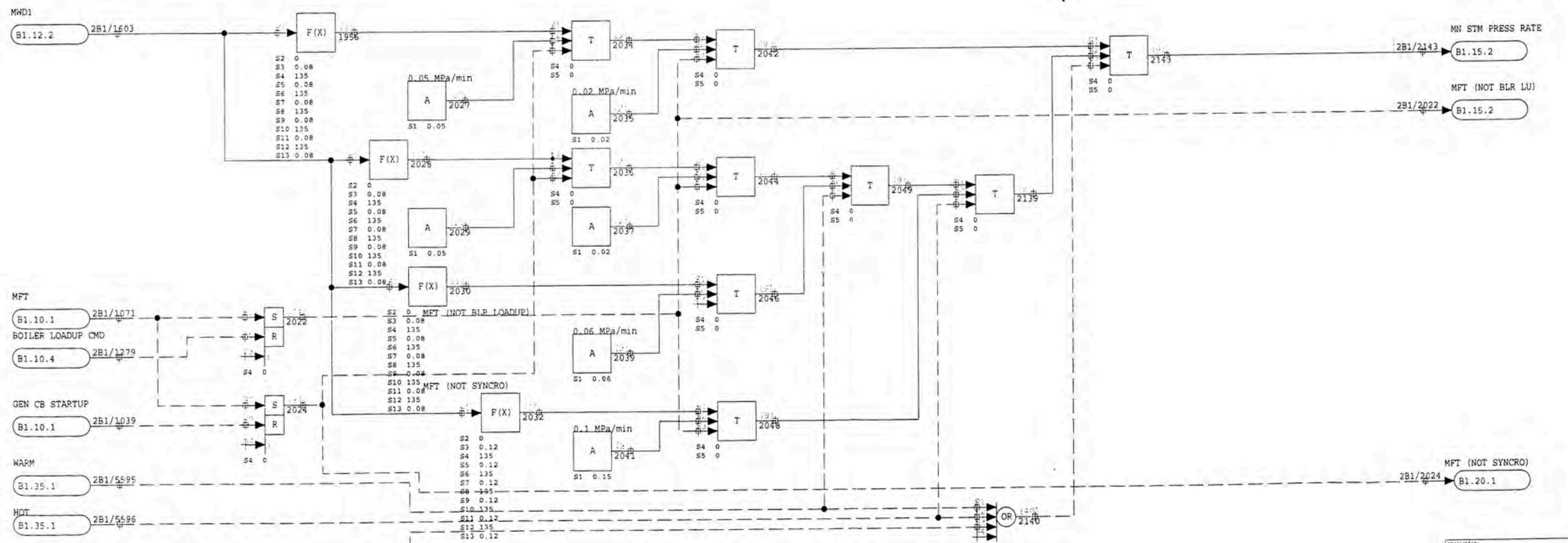
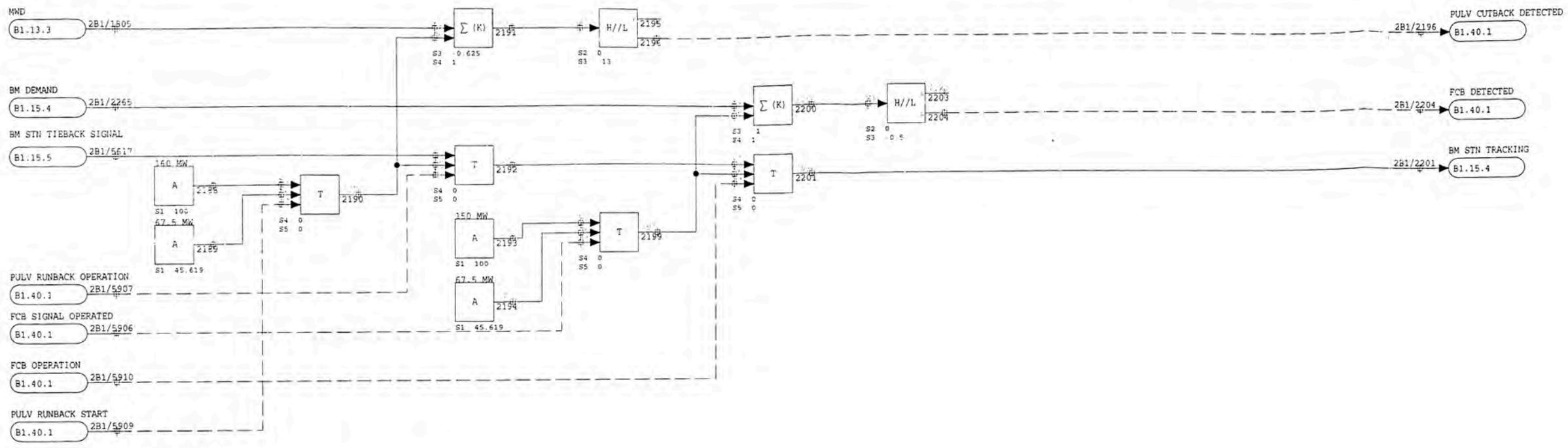
PLANO 08



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
 FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

HCU: 1 Controller: 2		Boiler Analog Control BMC-1 - BLR MASTER CNTL MSP/MSP RATE SETTER	
G		EnerSur Ilo II, Unit 1	
F		Hitachi	
E		Elsag Bailey (Canada) Inc.	
D		DMP	
C	00/09/20	AS COMMISSIONED	DMP
B	99/12/23	AS SHIPPED	JE KM JO
BD93536 L 2		B1.15	2 C

PLANO 09



COLD2
B1.35.1 2B1/5592

Boiler Analog Control
BMC-1 - BLR MASTER CNTL
BM TRACKING LOGIC

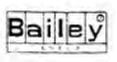
HCU: 1
Controller: 2

EnerSur
Ilo II, Unit 1
Hitachi

Elsag Bailey (Canada) Inc.

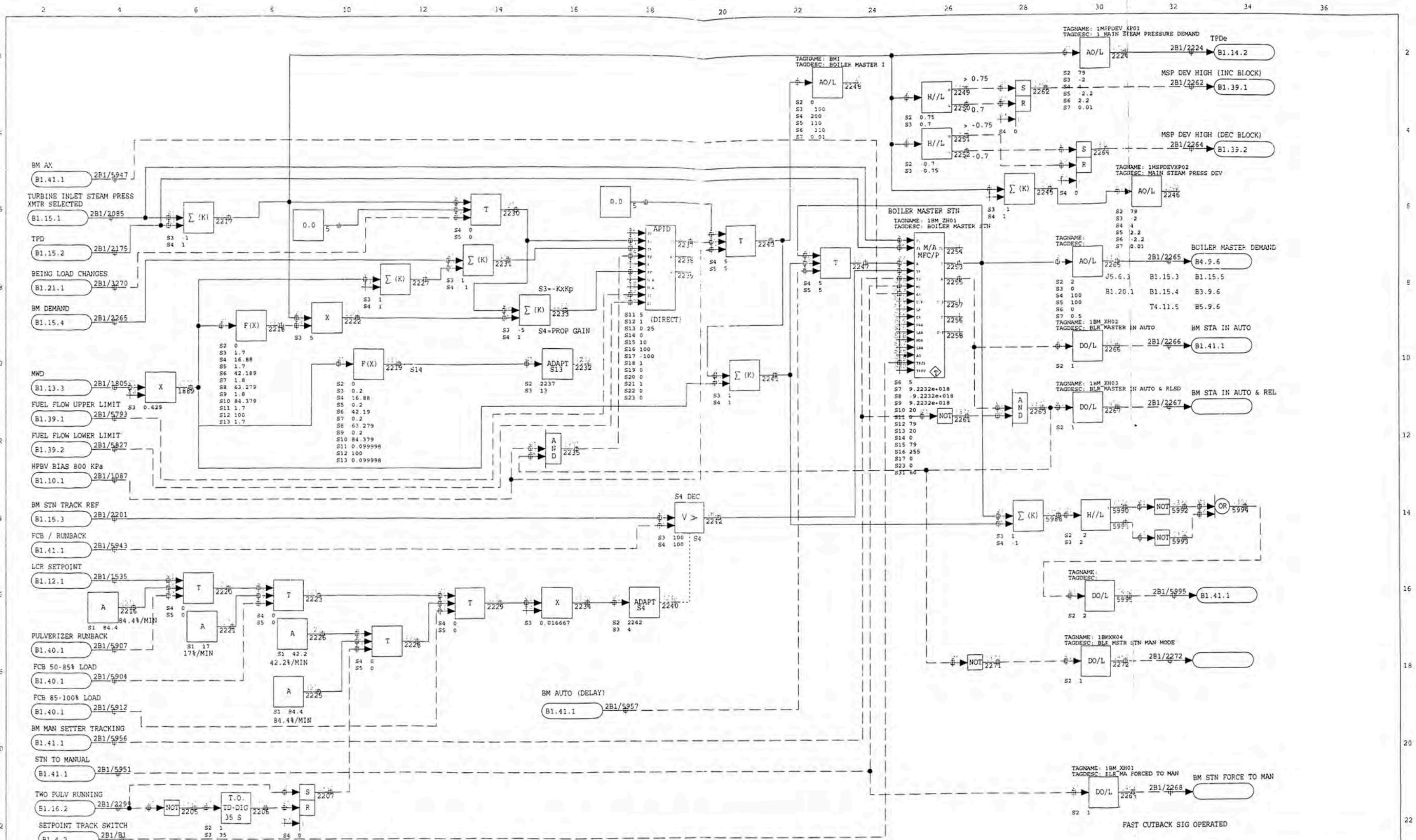
G									
F									
E									
D									
C	00/09/20	AS COMMISSIONED	EMP						
B	99/12/23	AS SHIPPED	VE KM JO						
REV	DATE	CHANGE	BY	DATE	APP				

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

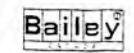


BD93536 L 2 B1 15 3 C
20 SEP 2000

PLANO 10



Boiler Analog Control BMC-1 - BLR MASTER CNTL BOILER MASTER STN			
HCU: 1		Controller: 2	
G		OWNER	EnerSur
F		UNIT	Ilo II, Unit 1
E		MANUFACTURER	Hitachi
D			
C	00/09/20	AS COMMISSIONED	DMP
B	99/12/23	AS SHIPPED	JE RM JO
TAG NO: BD93536 L 2 TAG DESC: B1 15 4 C		TAG NO: PSH001401 TAG DESC: C353600	DATE: 20 SEP 2000



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
 FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

3.6 Control de Flujo de Combustible / Demanda de Fuego

Objetivo:

En este diagrama el Maestro de Caldera en tanto por ciento (%), se convierte a una Demanda de Fuego en toneladas por hora (T/H).

Desarrollo:

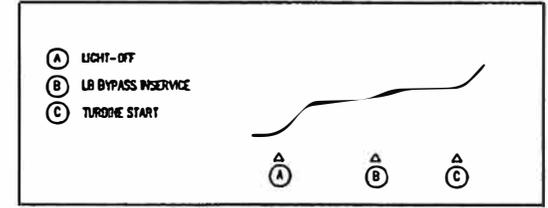
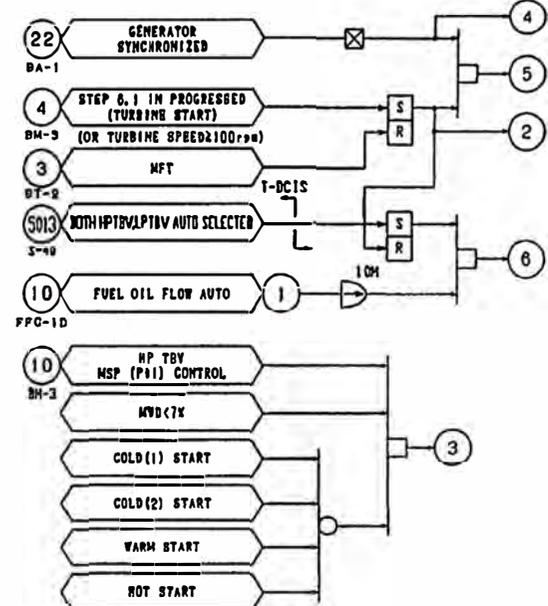
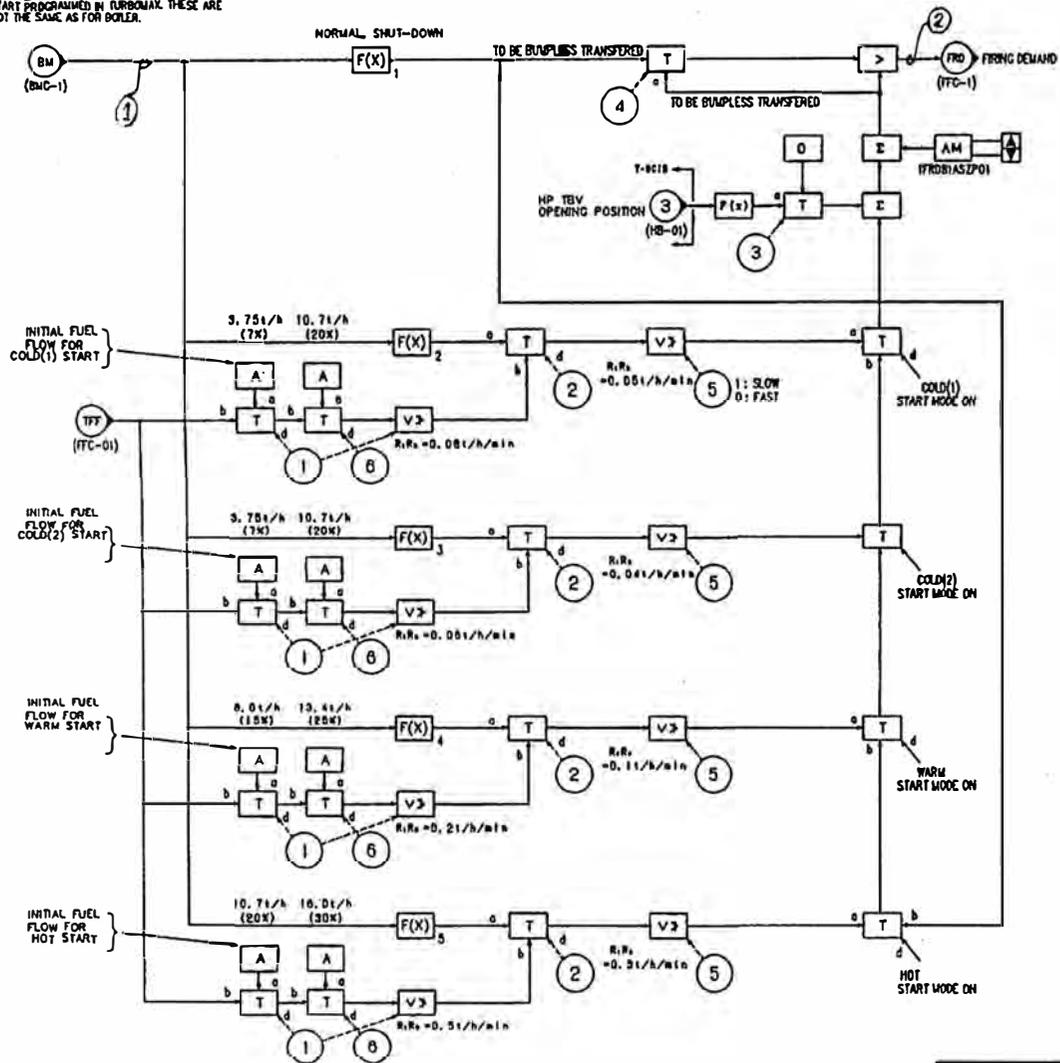
El maestro de caldero ingresa y dependiendo del tipo de arranque a través de una función se cambia a una demanda de fuego en T/H. Esta demanda de fuego ingresa al control de flujo de combustible

Se adjuntan los siguientes diagramas:

Diagrama 6a: Diagrama de Bloques del Control de Flujo del Combustible / Demanda de Fuego (SH – FFC-1A).

Diagrama 6b: ABB Elsag Bailey – FFC-1A (Fuel Flow Control) (B 1 20 1C) Control de la Demanda de Fuego.

• THE STEAM TURBINE HAS ITS OWN COLD, WARM & HOT START PROGRAMMED IN TURBOMAX. THESE ARE NOT THE SAME AS FOR BOILER.



DETAILS OF FFC-1 FOR BM -FRD LOGICS

T I T L E	FUEL FLOW CONTROL (2)	SH- FFC-1A
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA	BABCOCK-HITACHI K.K. TOKYO JAPAN	KURE DMSION DWG. NO. KU3-810-409
		REV. F

3.7 Control de Flujo del Combustible

Objetivo:

Este lazo controla el flujo de combustible necesario para sostener la demanda pedida. Este lazo prevé al Diesel 2 y al Carbón como combustibles a usar, incorpora una lógica de relación cuando los dos combustibles están presentes para efectuar el control tanto sobre la posición de la válvula de control de flujo de diesel como sobre la velocidad de los motores de los alimentadores de carbón con lo cual regulamos el flujo de carbón.

Desarrollo:

Para efectuar un desarrollo completo de este lazo de control, tenemos que analizar el sub-lazo que compromete al Diesel 2, luego el sub-lazo que compromete al Carbón, para finalmente ver su interrelación.

Diesel:

La señal seleccionada de flujo de diesel 2 para quemadores, es sumada con el flujo de diesel para encendedores (1A), el resultado es amortiguado (2A), y multiplicada por un factor (relación de energía entre Diesel 2 a Carbón) que va a generar un equivalente en flujo de Carbón (3A).

Este flujo es comparado con la demanda de fuego en T/H requerida, lo cual genera un error (4A), el cual se compara con el error (5A), que proviene de la comparación de la presión de Diesel y la presión de Diesel mínima de protección (6A).

El menor de estos errores ingresa al controlador P+I que finalmente genera la respectiva acción de control (7A), sobre la válvula de control de combustible diesel 2.

Carbón:

Las señales de flujo de carbón provenientes de los alimentadores que están en operación se suman (1B) y son ajustados por un factor que depende de las calorías del carbón utilizado, el cual es ajustable por el operador (2B).

El valor ajustado del flujo de carbón, es comparado con la demanda de fuego, luego el error generado de esta comparación (3B) es multiplicado por un factor que depende del No. de pulverizadores en operación (4B) de tal manera que el error se distribuye equitativamente al número de pulverizadores en operación. Este error ponderado ingresa al bloque P+I, a cuya acción de control (5B) se le puede sumar un ajuste (bias), el resultado final es comparado con respecto al máximo flujo de carbón permisible a las calorías (6B), de tal manera que protege al sistema contra un sobreflujo para las calorías establecidas. Luego de esta comparación ingresa a otro bloque de comparación, en este caso se compara contra un flujo mínimo (7B).

El resultado final de estas comparaciones es la demanda de velocidad para los alimentadores de carbón (8B).

Diesel – Carbón:

En un proceso de transición (arranque y/o cambio de pulverizadores), tenemos mezcla de combustibles, el control del flujo de combustible en esta transición se comporta de la siguiente manera.

El flujo de carbón ya ajustado es sumado al flujo de diesel presente (1C), este flujo total (de energía) es comparado con la demanda de fuego presente, se genera el error (2C) y se procede de la misma manera como si fuera solo diesel (3C).

Para la parte de carbón, el flujo de este se compara con la demanda de fuego, pero la cual previamente ha sido restada del flujo presente de combustible diesel (4C), esto genera un error que finalmente opera de la misma manera si como fuera solo carbón.

Se adjuntan los siguientes diagramas:

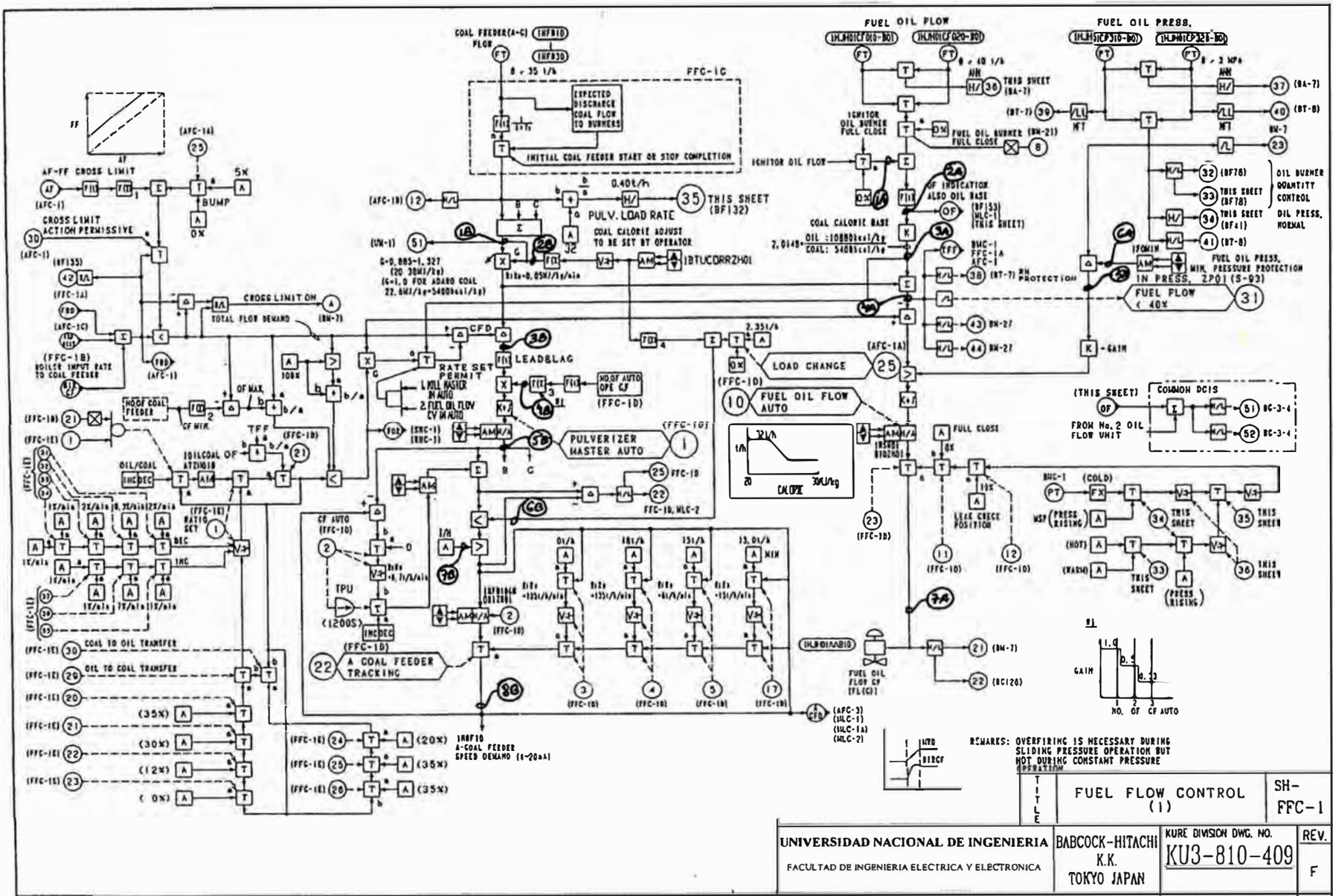
Diagrama 7a: Diagrama de Bloques del Control de Flujo del Combustible
(SH – FFC-1)

Diagrama 7b: ABB Elsag Bailey – FFC-1 (Fuel Flow Control) (B 1 23 3C)
Control de Flujo de Combustible/Control Automático-Manual

Diagrama 7c: ABB Elsag Bailey – FFC-1 (Fuel Flow Control) (B 1 23 4C)
Control de Consigna de la Razón Diesel / Carbón

Diagrama 7d: ABB Elsag Bailey – FFC-1 (Fuel Flow Control) (B 1 23 5C)
Maestro del Pulverizador

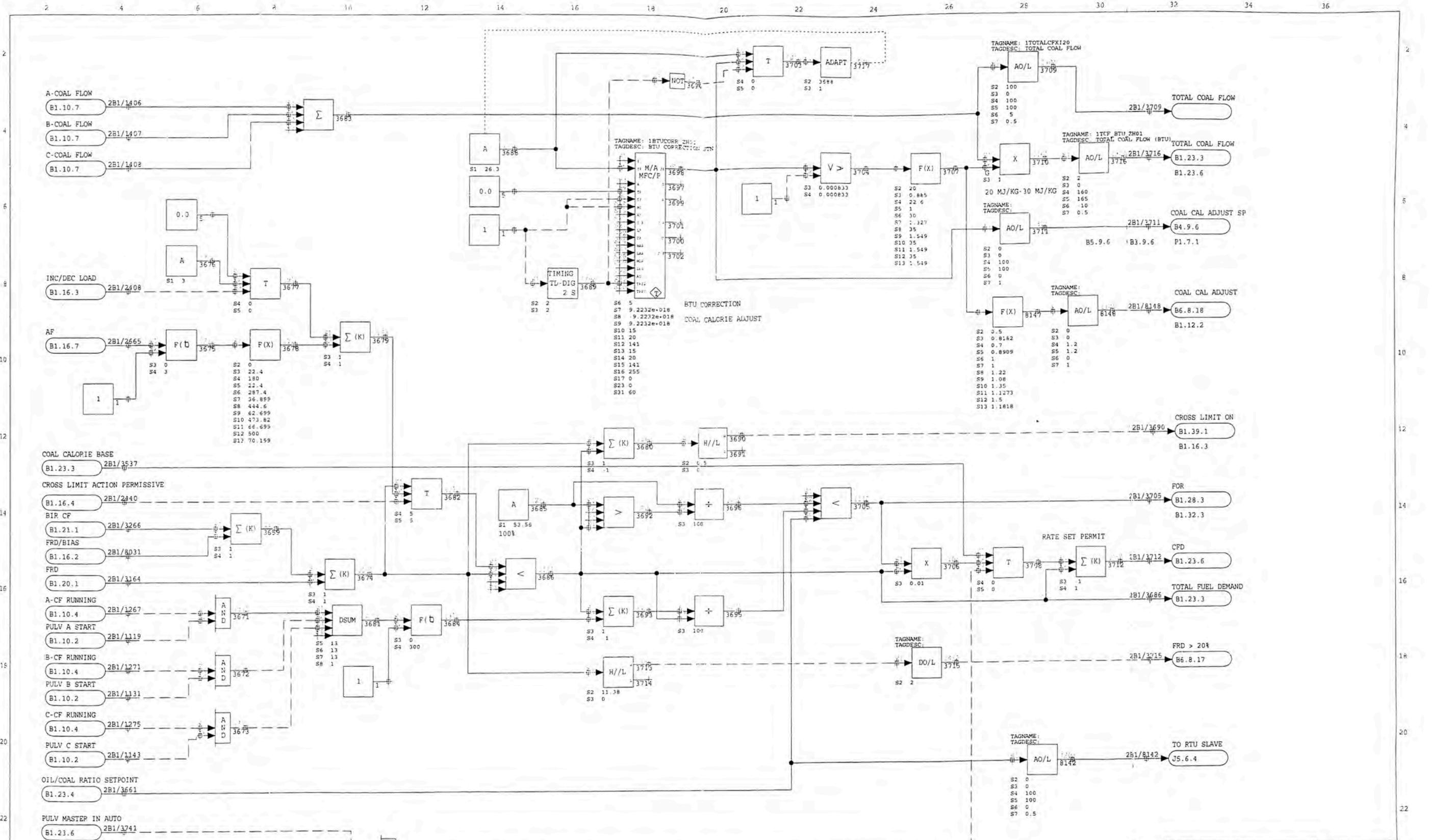
Diagrama 7e: ABB Elsag Bailey – FFC-1 (Fuel Flow Control) (B 1 23 6C)
PID – Control de flujo de carbón.



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA		BABCOCK-HITACHI K.K. TOKYO JAPAN	KURE DIVISION DWG. NO. KU3-810-409	REV. F
FUEL FLOW CONTROL (1)			SH- FFC-1	

REMARKS: OVERFIRING IS NECESSARY DURING SLIDING PRESSURE OPERATION BUT NOT DURING CONSTANT PRESSURE OPERATION

PLANO 11



HCU: 1
Controller: 2

Boiler Analog Control
FFC-1 - FUEL FLOW CNTL (1)
Pulv Master -1

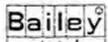
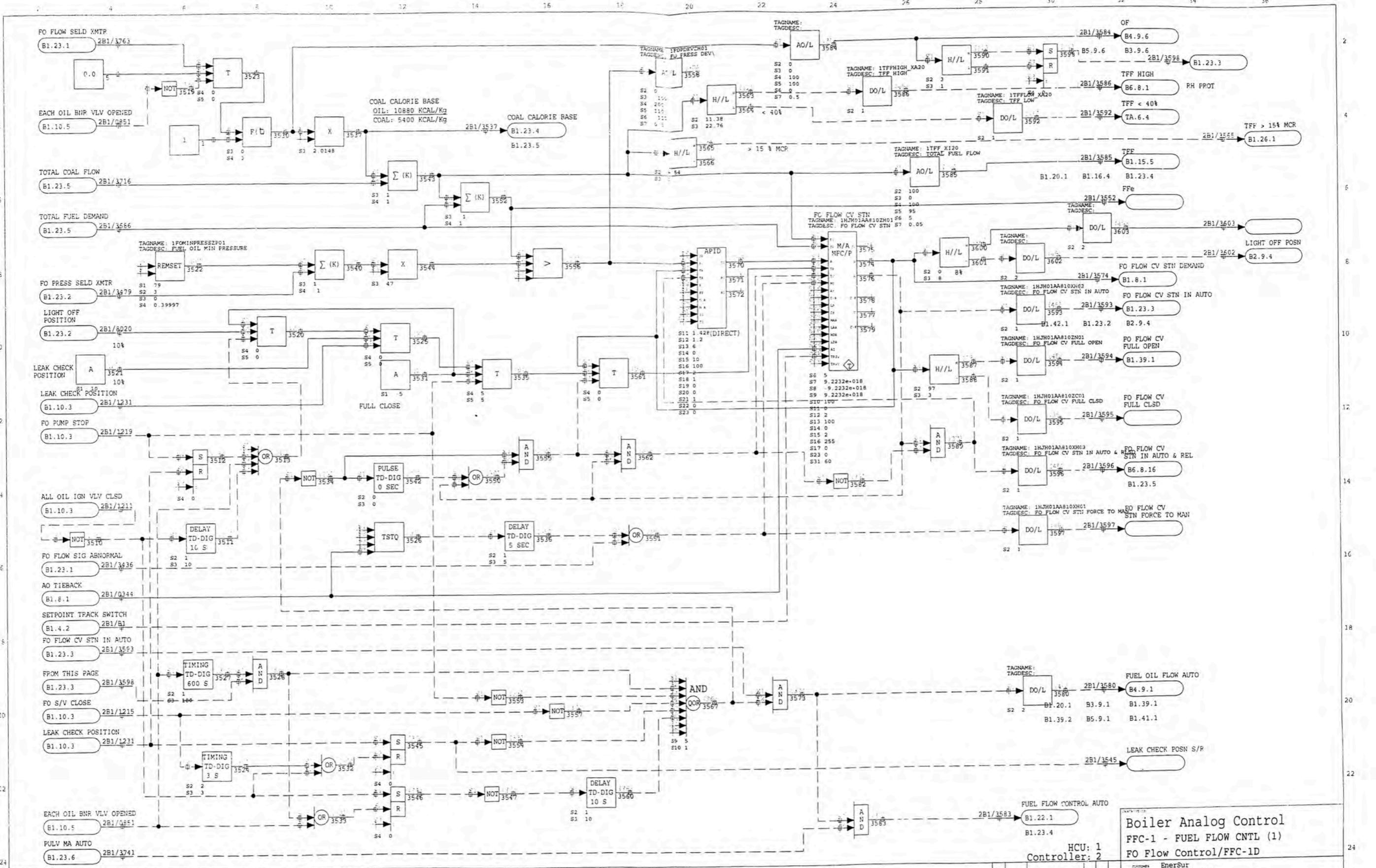
DESIGNED BY	Enersur
PROJECT	Ilo II, Unit 1
MANUFACTURER	Hitachi
Elsag Bailey (Canada) Inc.	
DATE FILED	12/23/99
PROJECT NO.	PSH001401
SCALE	C353600
DATE	20 SEP 2000
NO. IN SET	BD93536 L 2 B1 23 5 C



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

PLANO 12

PLANO 13



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
 FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

Boiler Analog Control
 FFC-1 - FUEL FLOW CNTL (1)
 FO Flow Control/FFC-1D

HCU: 1
 Controller: 2

G					
F					
E					
D					
C	09/20	AS COMMISSIONED	EMP		
B	99/12/23	AS SHIPPED	JE PM JO		
A					

EneSur
 110 II, Unit 1
 Hitachi
 Elsig Bailey (Canada) Inc.
 PSH001401
 C353600
 20 SEP 2000
 BD93536 L 2 B1.23 3 C

CAPÍTULO IV

CAMBIOS DE CARGA – MÉTODO DE HITACHI

El proceso de cambio de carga involucra la secuencia de las siguientes operaciones:

4.1.- Desarrollo del Método de Hitachi

Desde 50% de carga a 100%

Estando con solo un pulverizador y con 73MW, se incrementa la carga ingresando quemadores de diesel e incrementando el flujo de diesel manteniendo una adecuada relación Carbón / Diesel, hasta llegar a los 108MW, carga en la cual se ingresa el segundo pulverizador.

Luego en este punto, se reduce diesel paulatinamente hasta quedarnos con solo carbón, y luego empieza la subida hasta 135MW.

Desde 100% a 50%

Estando con dos pulverizadores quemando únicamente carbón, se baja carga hasta los 108MW, carga en la cual se ingresa quemadores diesel, se establece la relación especificada y se saca de servicio un pulverizador, luego se baja fuego hasta llegar al 50%, carga en la cual se disminuye paulatinamente el nivel de diesel.

El automatismo ha sido explicado en parte por el desarrollo del control de flujo de combustible y sus consideraciones.

La secuencia utilizada por Hitachi para la parada/arranque de un pulverizador requiere un consumo promedio de 8,4t de Diesel 2, teniendo en cuenta una parada de pulverizador sin desviaciones considerables en los parámetros operativos de la unidad.

Al lograr disminuir este consumo de 8,4t x 2 (8,4t en la puesta en servicio y 8,4t en la sacada de servicio) a 0,6 t (que corresponde sólo a encender chiseros por seguridad), el ahorro durante la parada del Pulverizador está entre US\$ 2 696 a US\$ 2 926, y lo mismo puede decirse de la puesta en servicio del pulverizador.

En conclusión, tendríamos un ahorro de US\$5.200,00 diarios si se tiene un régimen de carga desde 50% a 100% y de 100% a 50% diario, comportamiento que va a presentar la planta de acuerdo al nuevo panorama eléctrico nacional durante gran parte del año.

Se adjuntan los siguientes diagramas:

Diagrama 8a: Diagrama de Bloques Razón Diesel / Carbón (FFC- 1E)

Diagrama 8b ABB Elsag Bailey -FFC-1E (Oil/Coal Ratio) (B 1 22 1C)
Control de Razón Diesel / Carbón

Diagrama 8c: ABB Elsag Bailey – FFC-1E (Oil/Coal Ratio) (B 1 22 2C)
Control de Razón Diesel / Carbón.

Procedimientos y Curvas de Relación diesel carbón / carbón diesel:

- Procedimiento 1.- Procedimiento de Transferencia Diesel / Carbón (página 56): En estas curvas se muestran el patrón de quemadores a seguir y la razón Diesel / Carbón. Asimismo, tenemos curvas de flujo de Diesel y flujo de Carbón.

- Procedimiento 2.- Procedimiento de Cambio de Carga de 71.8 a 108 MW (página 57)

En estas curvas se muestran el patrón de quemadores a seguir y la razón Diesel / Carbón. Asimismo, tenemos curvas de flujo de Diesel y flujo de Carbón.

- Procedimiento 3.- Procedimiento de Cambio de Carga de 108 a 71.8 MW (página 58)

En estas curvas se muestran el patrón de quemadores a seguir y la razón Diesel / Carbón. Asimismo, tenemos curvas de flujo de Diesel y flujo de Carbón.

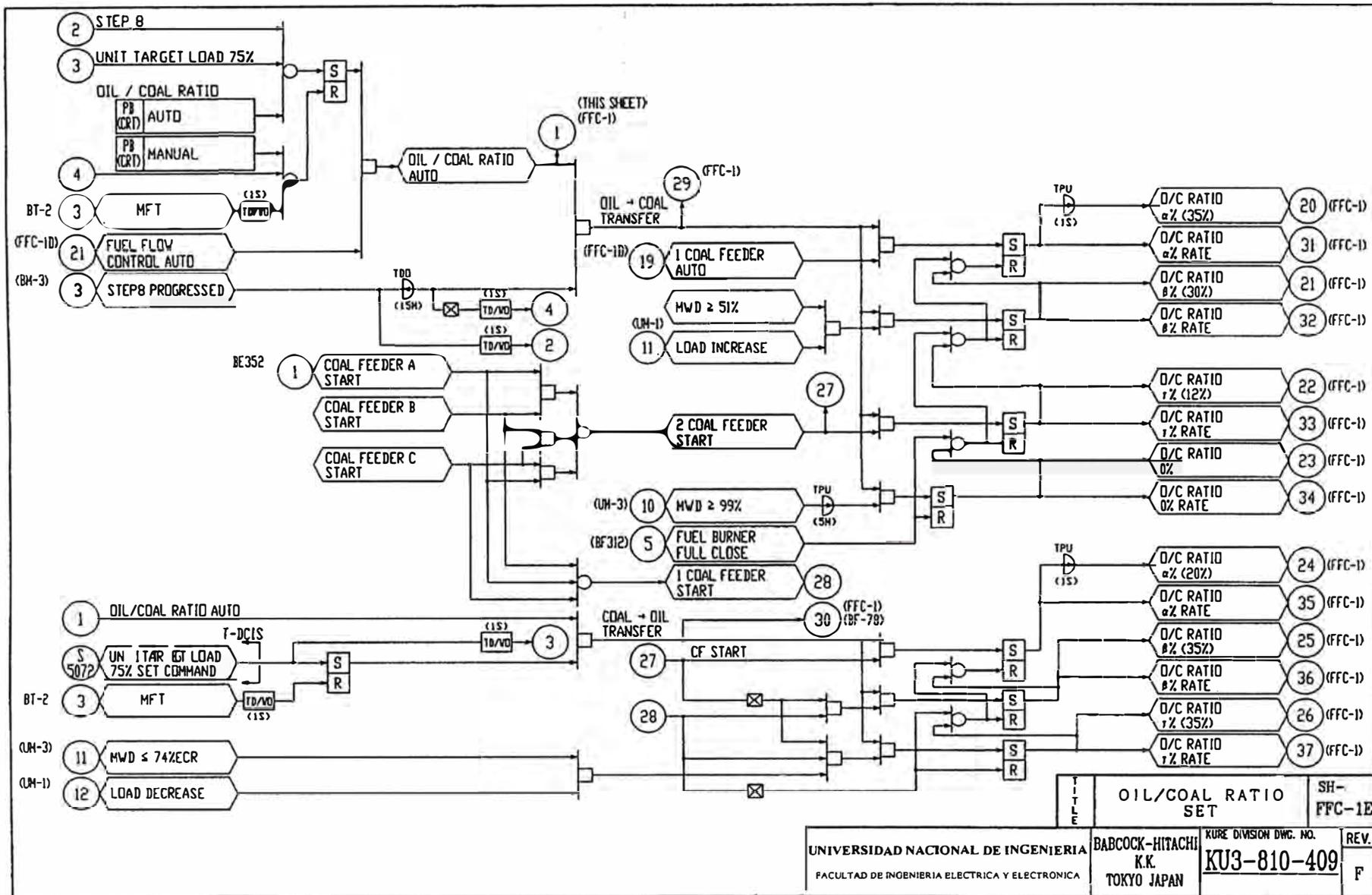
- Procedimiento 4.- Procedimiento de Cambio de Carga de Carbón / Diesel (página 59)

En estas curvas se muestran el patrón de quemadores a seguir y la razón Diesel / Carbón. Asimismo, tenemos curvas de flujo de Diesel y flujo de Carbón.

- Procedimiento 5.- Procedimiento de Transferencia de Pulverizadores (A y C á B y C) (página 60)

En estas curvas se muestran el patrón de quemadores a seguir y la razón Diesel / Carbón. Asimismo, tenemos curvas de flujo de Diesel y flujo de Carbón.

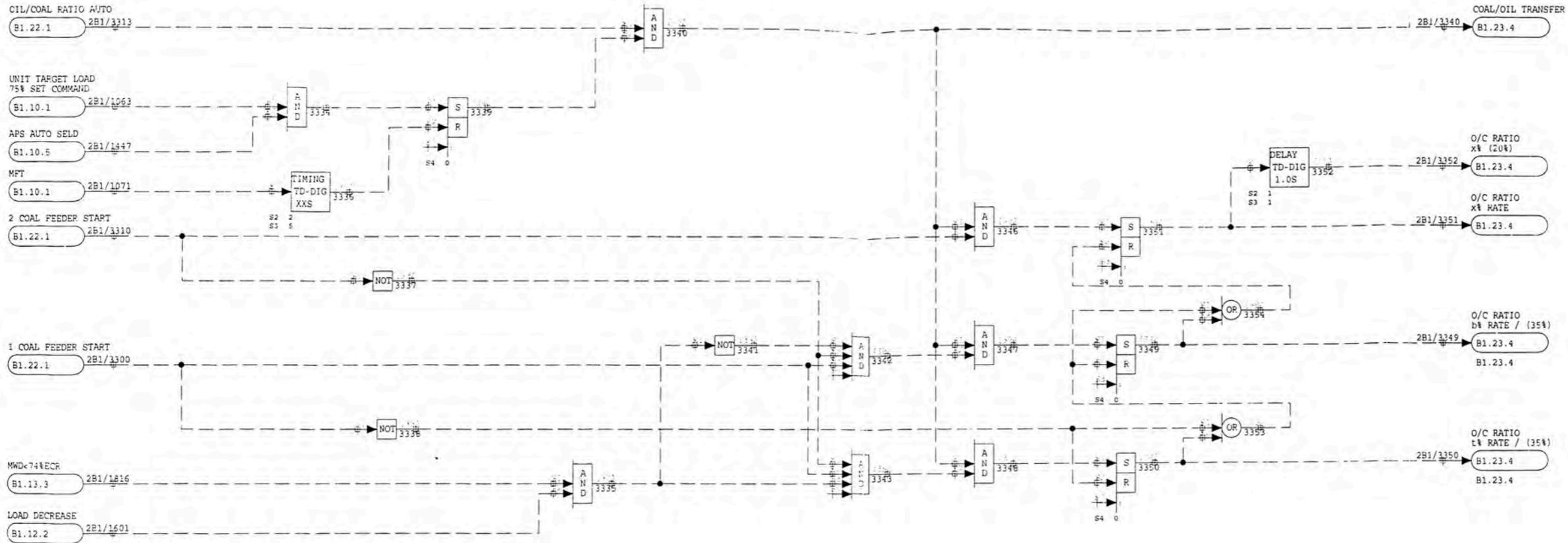
- Curva 6.- Relación Calorías Carbón a Ganancia de MW (página 61)



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA		BABCOCK-HITACHI K.K. TOKYO JAPAN	KURE DIVISION DWG. NO. KU3-810-409	SH- FFC-1E REV. F
--	--	--	--	----------------------------

PLANO 14

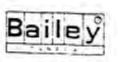
PLANO 15



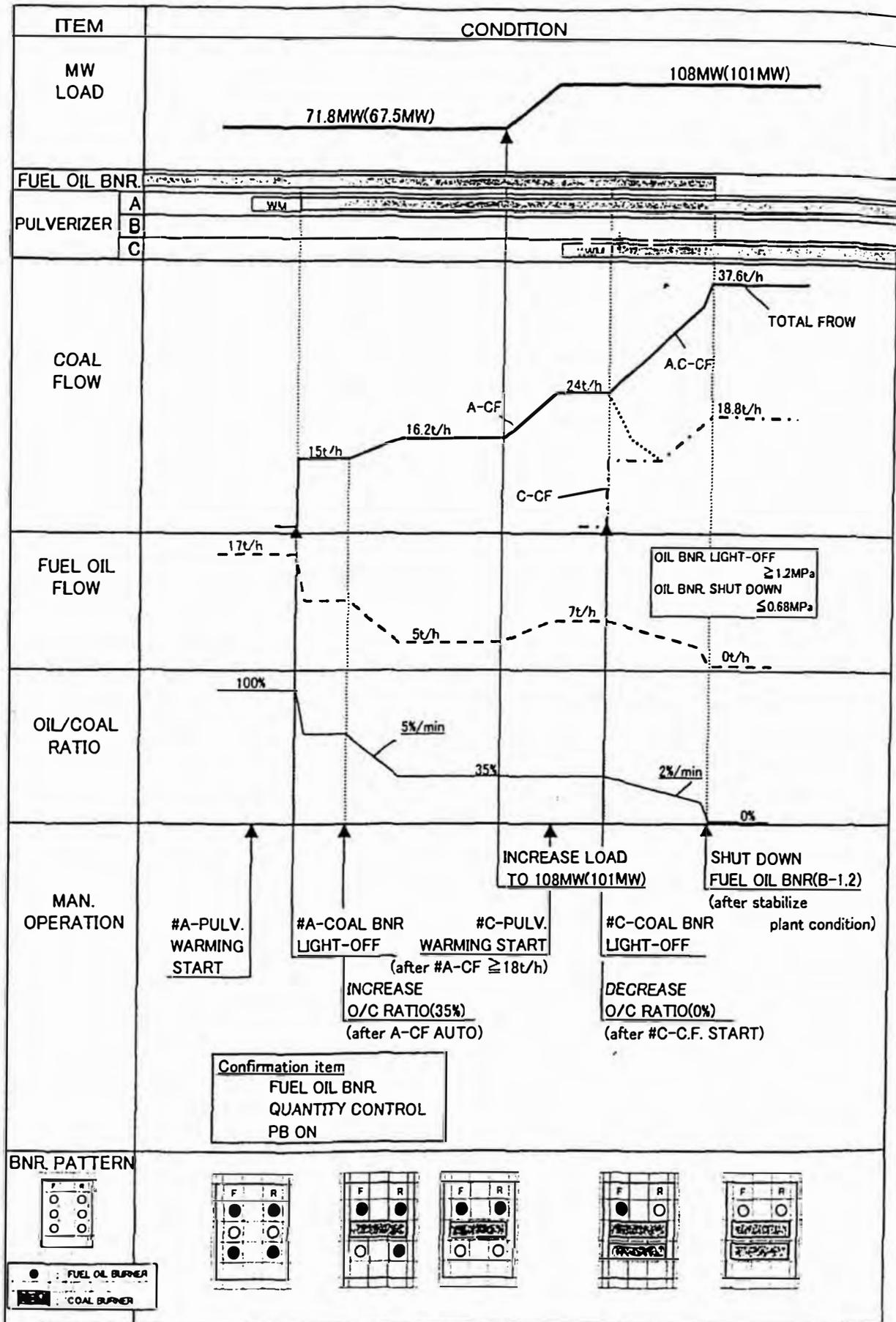
HCU: 1
Controller: 2

Boiler Analog Control
FFC-1E - OIL/COAL RATIO SET
Sheet 2

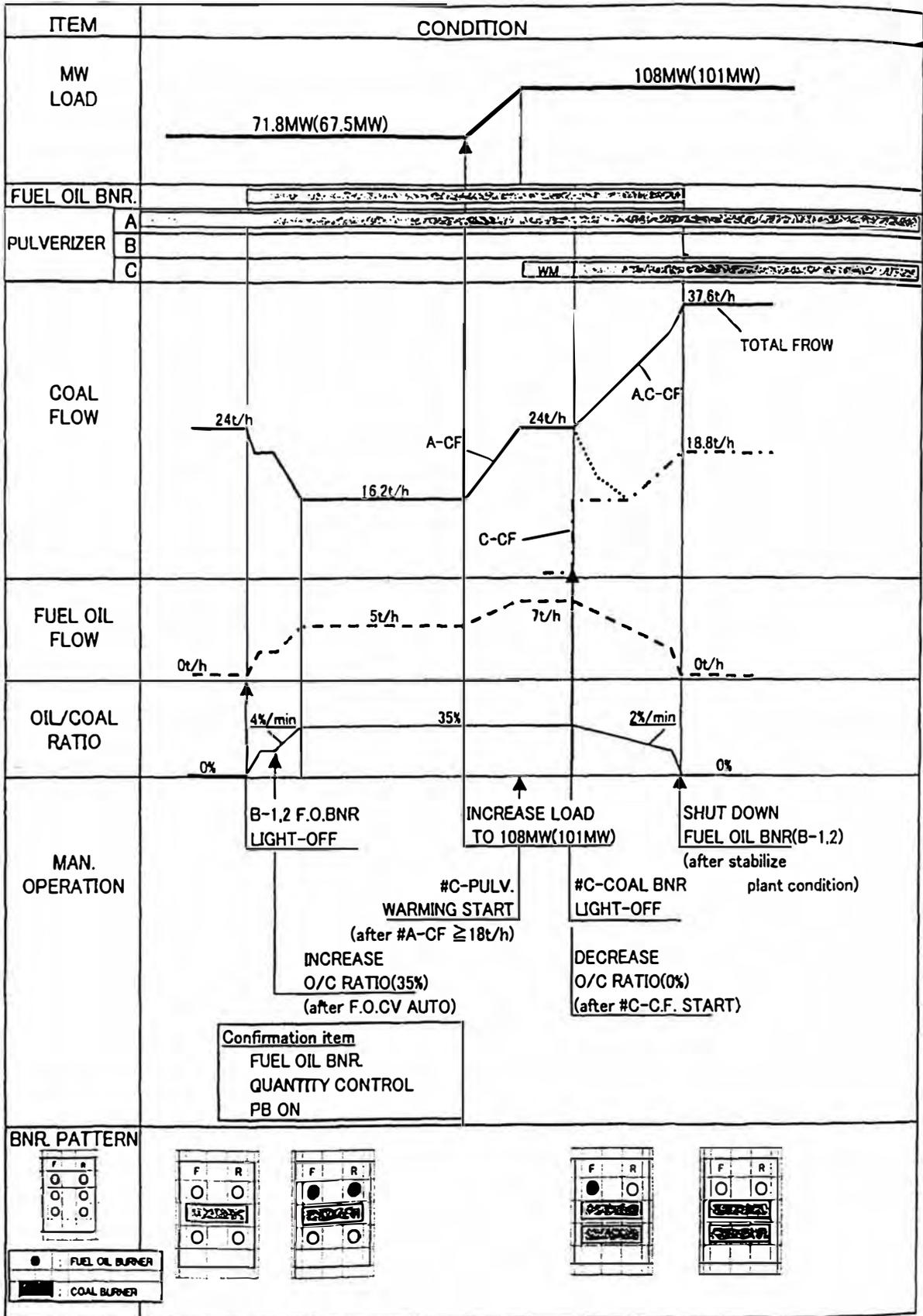
COMPANY	EnerSur		
PLANT	Ilo II, Unit 1		
EQUIPMENT	Hitachi		
DESIGNED BY	DMP		
DATE	00/09/20	AS COMMISSIONED	ZMP
DATE	99/12/23	AS SHIPPED	JE KM JO
NO.	PSH001401	C353600	20 SEP 2000
REV	BD93536 L 2	B1 22	2 C



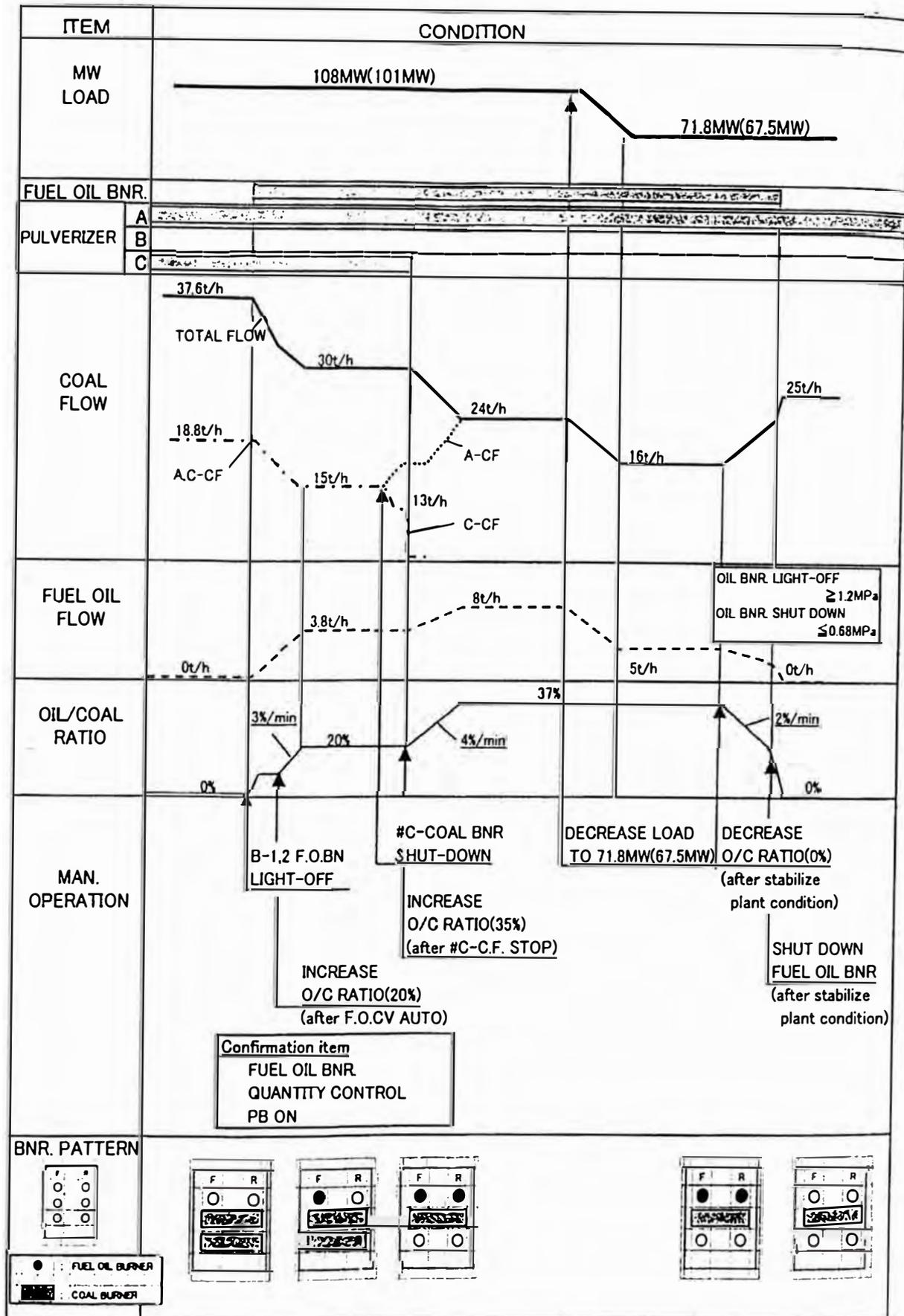
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA



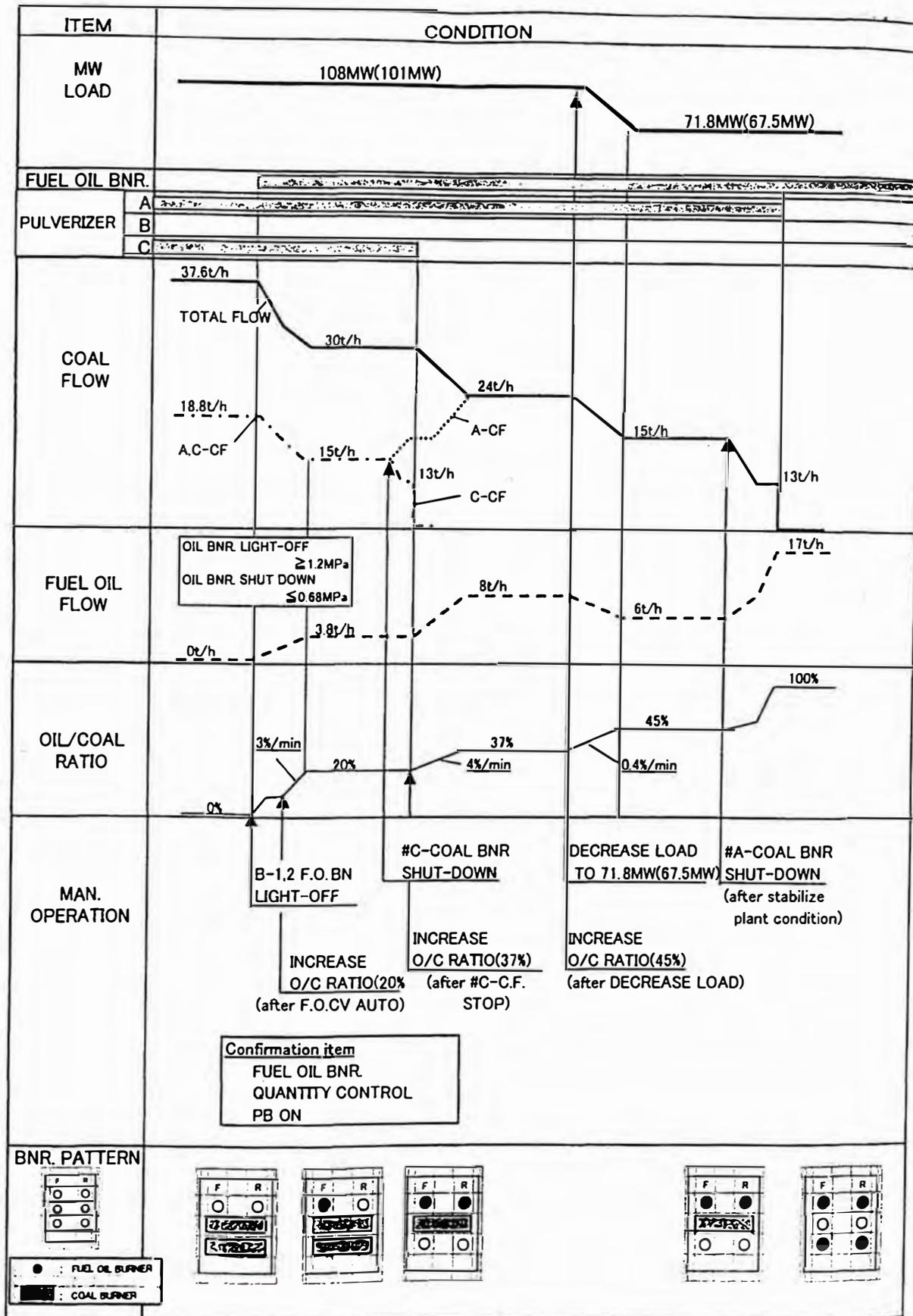
OIL→COAL transfer Procedure



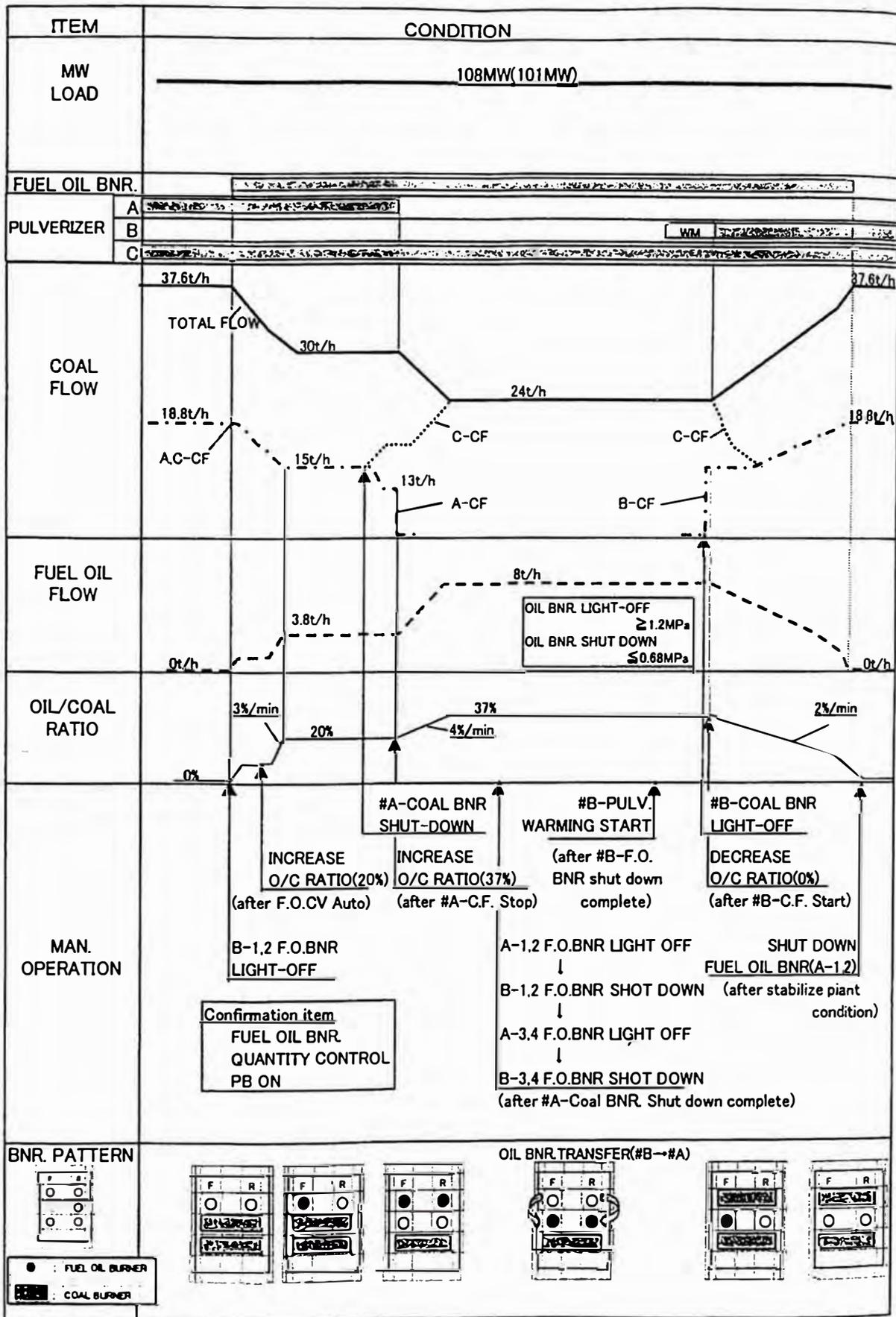
LOAD CHANGE(71.8MW→108MW)PROCEDURE



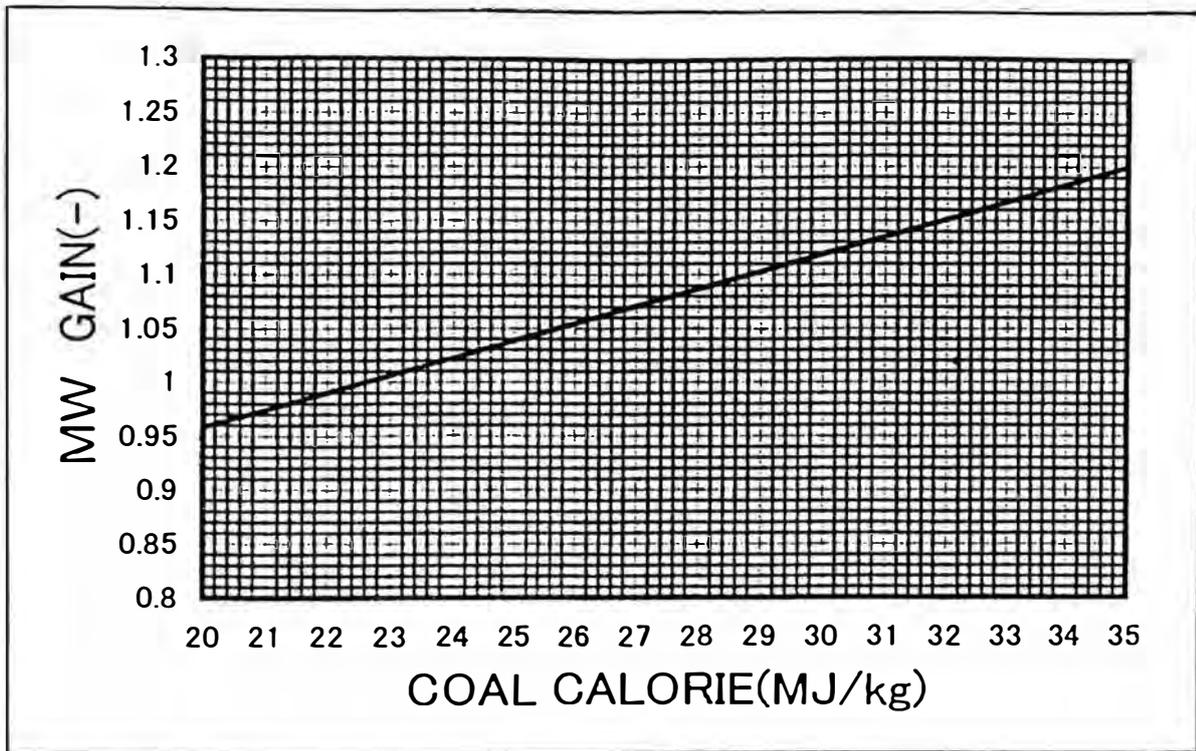
LOAD CHANGE(108MW→71.8MW)PROCEDURE



COAL→OIL transfer Procedure



Pulverizer pattern transfer Procedure(#A+#C→#B+#C)



1. Pulv. Quantity target MW (In case of Automatic ope.)

(1) Pulv. Coal burner light off MW

- A-Pulv. Start MW
 $MW = 62.8MW \times GAIN$
- C-Pulv. Start MW
 $MW = 101.2MW \times GAIN$

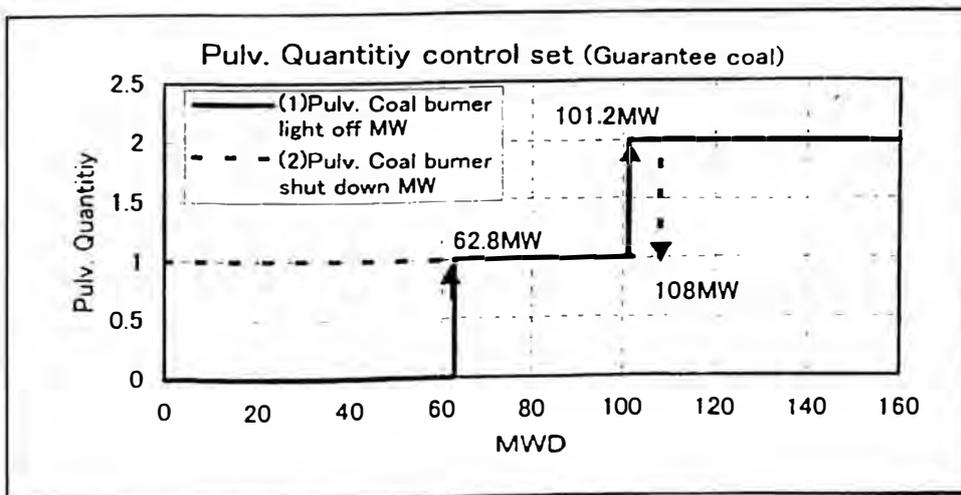
(2) Pulv. Coal burner shut down MW

- C-Pulv. Stop MW
 $MW = 108MW \times GAIN$
(after F.O.BNR LIGHT-OFF)

2. Pulv. Transfer target Load (In case of Man. Operation)

(1) 50% Load holding MW
 $MW = 67.5MW \times GAIN$

(2) 75% Load holding MW
 $MW = 101.3MW \times GAIN$



CAPÍTULO V

CAMBIOS DE CARGA – MÉTODO DE ENERSUR

El método Enersur involucra realizar modificaciones en la curva de la descarga esperada del lazo de control de flujo del combustible y adicionar lógica para ajustar la demanda de fuego en las transiciones que representa el ingreso o salida de un pulverizador.

5.1 Descarga Esperada

Dentro del lazo de control de combustión se había observado, dentro de las consideraciones importantes, al circuito de descarga esperada.

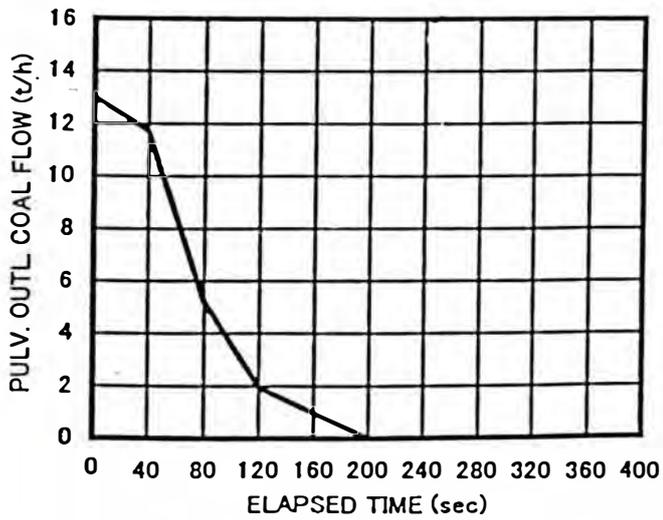
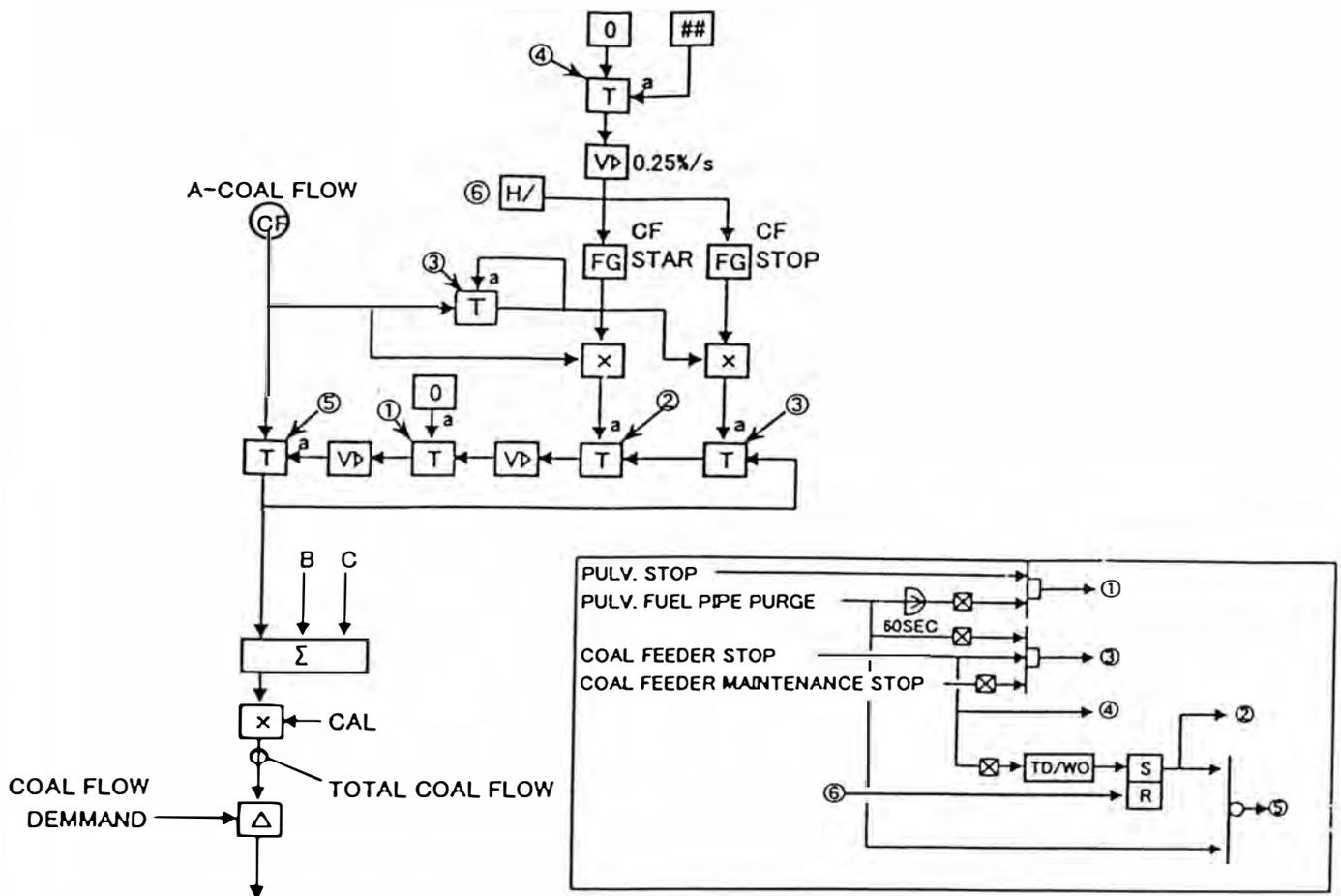
Como la medición de flujo de carbón para el proceso de encendido y apagado del pulverizador a la salida del pulverizador es difícil debido a su no linealidad, entonces es necesario “imitar” el flujo de la salida por una curva pre-programada, y con la cual debemos mantener el balance de flujo al caldero.

5.1.1 Desarrollo

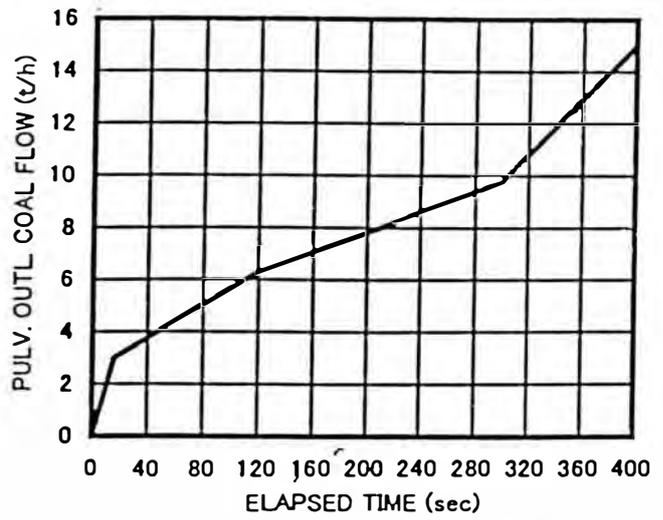
La figura 8 muestra la lógica de Flujo de carbón esperado.

Una curva pre-programada de flujo de carbón esperado es instalada para el arranque y parada del alimentador de carbón.

La curva de flujo de carbón esperado se activa con la señal de arranque o parada a una razón de 0.25%/min.



COAL FEEDER STOP



COAL FEEDER START

Figura 8.- Circuito de Flujo de Carbón Esperado: incluyendo curvas de Carbón esperado al Arranque y a la Parada de Alimentadores de Carbón

5.1.2 Criterios de Ajuste de Puntos en la Curva de Descarga Esperada

1. Cuando las propiedades (valor calorífico, HGI, etc) del carbón cambian, entonces se necesita cambiar la curva del flujo del carbón esperado.
2. Cuando el pulverizador es arrancado y parado, la tendencia de las siguientes variables deben ser observadas para poder pensar en realizar un ajuste.
 - a. Presión de vapor principal
 - b. Oxígeno a la salida del economizador
 - c. Temperatura de vapor principal
 - d. Temperatura de vapor recalentado
3. Desde la variable **a**, a la variable **d** deben ser observadas dentro de los 400 segundos que continúan a la parada o arranque del alimentador de carbón. Luego, el siguiente comportamiento debe ser confirmado:
Debido al cambio en la cantidad de combustible ingresado al caldero, tenemos:
 - La temperatura y presión de vapor cambian teniendo la misma tendencia.
 - El oxígeno a la salida del economizador y la presión de vapor tienen tendencias opuestas.
4. Luego, cuando el O₂ disminuye y la presión de vapor aumenta, esto significa que la cantidad de combustible es excesivo, significa que el combustible real es mayor que al programado en la curva de flujo de carbón esperado, lo cual confirma que es necesario un ajuste en la curva de carbón esperado.

5. Adicionalmente se puede mencionar que estos ajustes se tienen que realizar hasta tener una desviación de la presión menor a los $\pm 0.6\text{MPa}$.

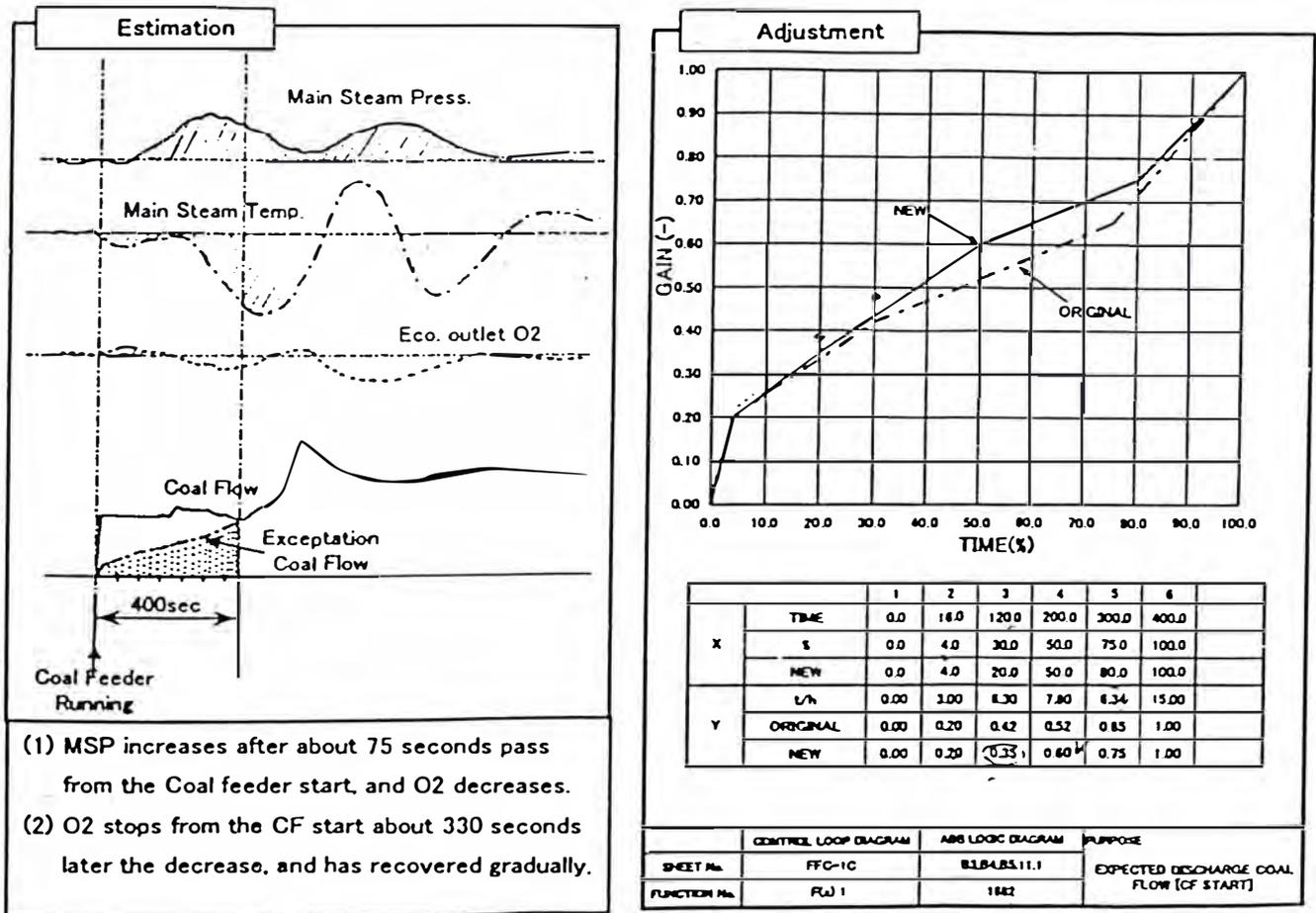


Figura 9.- Ejemplo de Cambio de Parámetros en función a las variaciones de a variables mencionadas

5.2 Ajustes adicionales

5.2.1 Desarrollo

Se consideró sumar a la demanda de fuego dos ajustes (bias,)

El primer bias tiene que ser negativo por cuanto su función es prever el aumento en la presión de vapor principal, por el excedente de aire en un proceso inicial de arranque o parada de pulverizador, de tal manera que disminuye la demanda de fuego (*FRI*) durante ese transitorio.

El segundo bias opera en subidas o bajadas de carga, incrementando o disminuyendo respectivamente la demanda de fuego de acuerdo a una matriz que involucra el escalón de subida o bajada de carga y su respectiva rampa. Tiene por objetivo adelantarse a los cambios que va a sufrir la presión de vapor principal ante estos transitorios.

Por ejemplo, en una subida de carga, lo natural es que la presión se me va ir quedando, luego al sumarle este bias estoy produciendo un sobre fuego para anteponernos a esta situación.

Modificaciones del bias de puesta en y fuera de servicio de los pulverizadores que provienen del lazo de control de aire.

5.2.2 Criterios de modificaciones en los ajustes (bias) adicionales

Los criterios a seguir son básicamente los mismos que se tiene para ajustar la curva de descarga esperada, con la ventaja de que podemos operar este ajuste antes de que se dé el proceso de ingreso o salida de pulverizador, de tal manera que nos “adelantamos” al incremento de presión principal (MSP) disminuyendo la demanda de fuego antes inclusive del cambio.

Las variaciones empezaron en $-1T/H$ y quedaron en $-5T/H$ como punto máximo, y opera 50 segundos después de que se genera el comando de arranque y lo hace incrementando gradualmente desde 0 hasta el máximo y luego del máximo hasta cero, todo eso en un tiempo 250segundos.

Las curvas que se adjuntan (páginas 68 a 71) tienen el siguiente significado:

Curva 7: Curva de la Ganancia Proporcional del Maestro de Caldero.

(Página 68)

Curva 8: Curva de la Ganancia Integral del Maestro de Caldero.

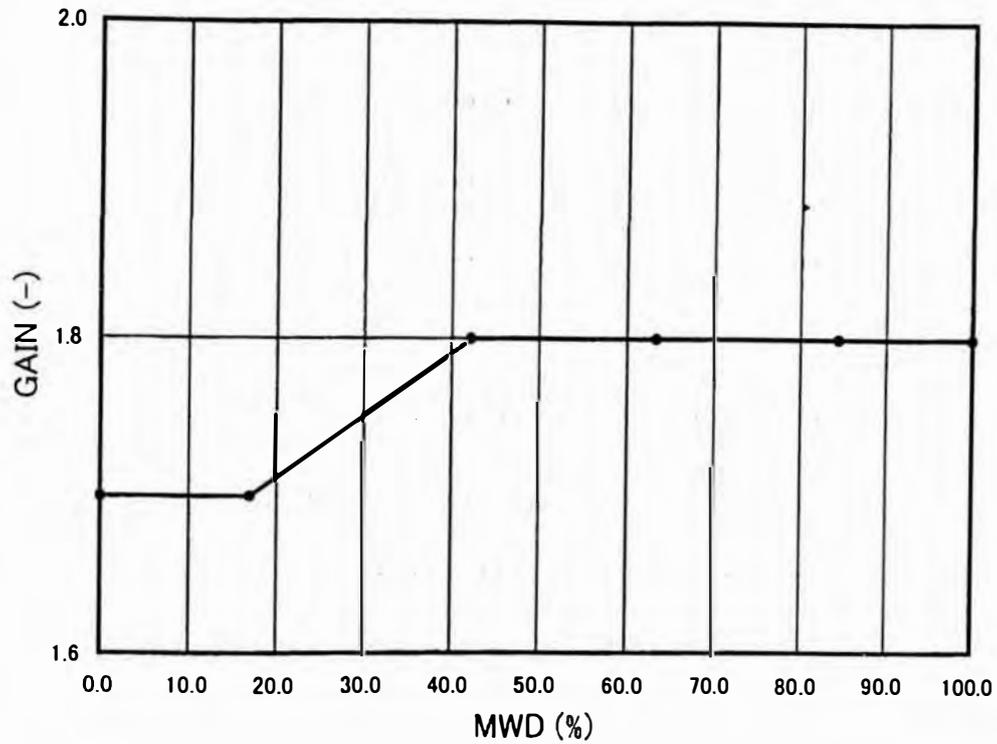
(Página 69)

Es necesario cambiar estas curvas cuando debido a las propiedades del carbón, se nota cierta lentitud de reacción con respecto al control de la presión de vapor principal. Esto sucede cuando no es correcto el parámetro de capacidad calorífica del carbón en cuestión.

Curva 9: Curva de Descarga Esperada - Arranque (página 70).

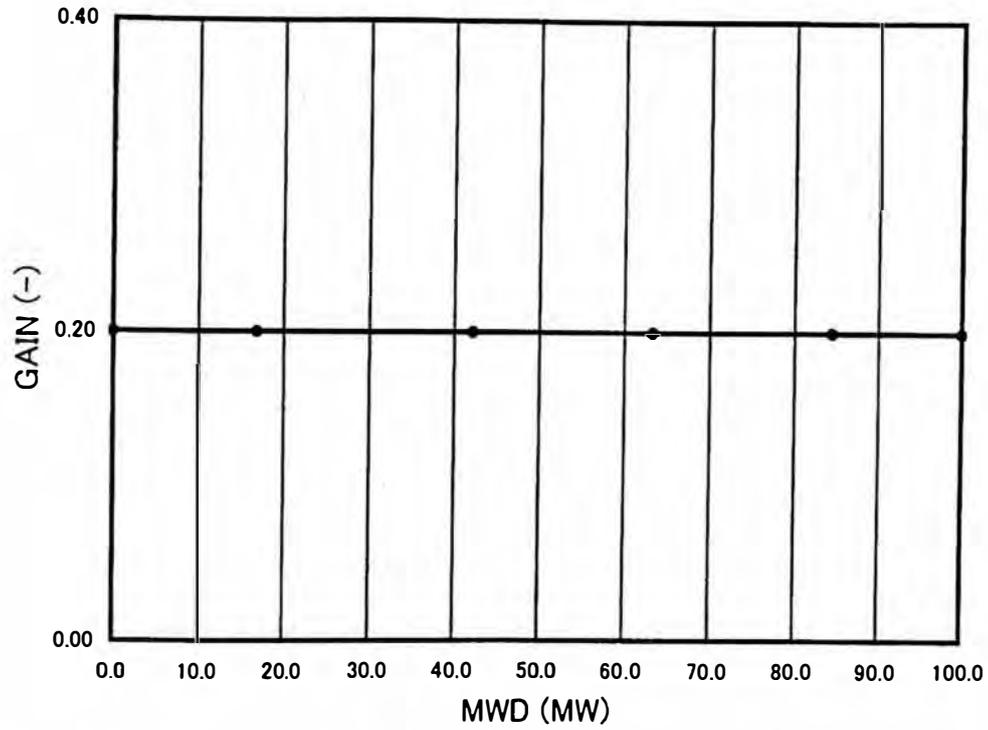
Curva 10: Curva de Descarga Esperada - Parada (página 71).

La curva de descarga esperada, delinea un perfil de flujo de carbón tanto en la parada como en el ingreso, los puntos de la curva son cambiados de acuerdo al procedimiento de ajuste descrito líneas arriba.



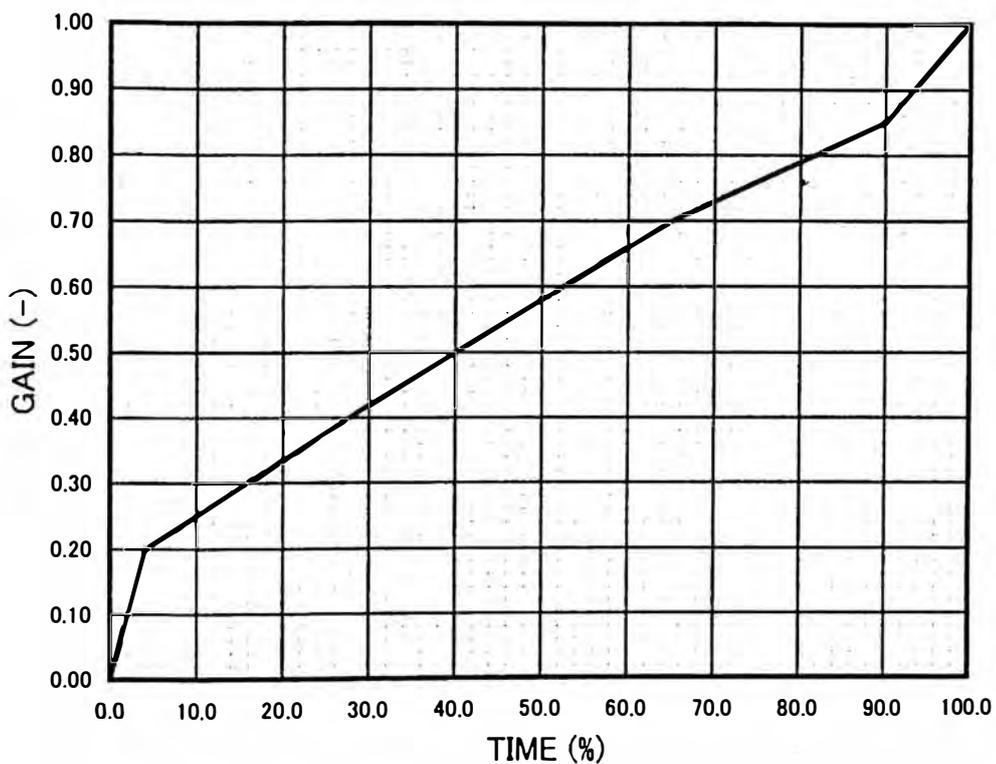
		1	2	3	4	5	6	
X (INPUT)	MWD (MW)	0.00	27.00	67.50	101.25	135.00	160.00	
	%	0.00	16.88	42.19	63.28	84.38	100.00	
Y (OUTPUT)	—	1.70	1.70	1.80	1.80	2.00	2.00	Venezuela
	—	1.70	1.70	1.80	1.80	1.70	1.70	Colombia
	—	1.70	1.70	1.80	1.80	1.80	1.80	Adaro

	CONTROL LOOP DIAGRAM	ABB LOGIC DIAGRAM	PURPOSE
SHEET No.	BMQ-1	B1.15.4	BOILER MASTER PROPORTIONAL GAIN
FUNCTION No.	F(x) 1	2218	



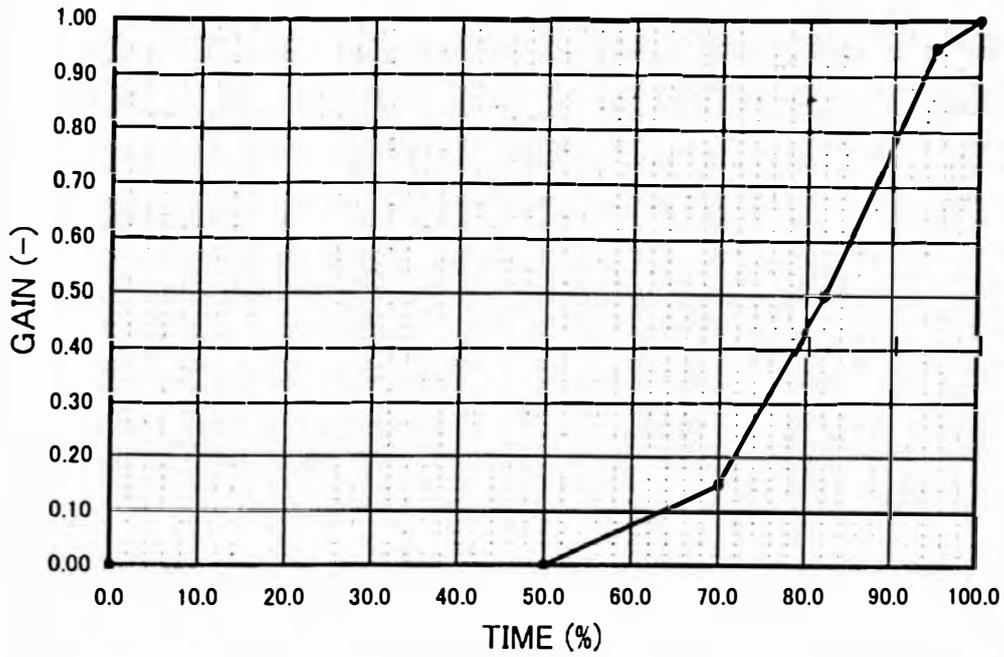
		1	2	3	4	5	6	
X (INPUT)	MWD (MW)	0.00	27.00	67.50	101.25	135.00	160.00	
	%	0.00	16.88	42.19	63.28	84.38	100.00	
Y (OUTPUT)	—	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	Venezuela
	—	0.20	0.20	0.20	0.15	0.10	0.10	Colombia
	—	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	Adaro

	CONTROL LOOP DIAGRAM	ABB LOGIC DIAGRAM	PURPOSE
SHEET No.	BMC-1	B1.15.4	BOILER MASTER INTEGRAL GAIN
FUNCTION No.	F(x) 2	2219	



		1	2	3	4	5	6	
X (INPUT)	%	0.00	4.00	20.00	50.00	80.00	100.00	Venezuela
	%	0.00	4.00	30.00	50.00	75.00	100.00	Colombia
	%	0.00	4.00	30.00	65.00	90.00	100.00	Adaro
Y (OUTPUT)	—	0.00	0.20	0.35	0.60	0.75	1.00	Venezuela
	—	0.00	0.20	0.42	0.52	0.65	1.00	Colombia
	—	0.00	0.20	0.42	0.70	0.85	1.00	Adaro

	CONTROL LOOP DIAGRAM	ABB LOGIC DIAGRAM	PURPOSE
SHEET No.	FFC-1C	B3,B4,B5.11.1	EXPECTED DISCHARGE COAL FLOW [CF START]
FUNCTION No.	F(x)1	1682	



		1	2	3	4	5	6	
X (INPUT)	%	0.00	32.50	45.00	60.00	77.50	100.00	Venezuela
	%	0.00	50.00	70.00	80.00	90.00	100.00	Colombia
	%	0.00	50.00	70.00	82.00	95.00	100.00	Adaro
Y (OUTPUT)	—	0.00	0.00	0.10	0.48	0.93	1.00	Venezuela
	—	0.00	0.00	0.15	0.40	0.90	1.00	Colombia
	—	0.00	0.00	0.15	0.50	0.95	1.00	Adaro

	CONTROL LOOP DIAGRAM	ABB LOGIC DIAGRAM	PURPOSE
SHEET No.	FFC-1C	B3.B4.B5.11.1	EXPECTED DISCHARGE COAL FLOW [CF STOP]
FUNCTION No.	F(x) 2	1680	

5.3 Pruebas y Tendencias

Las pruebas se realizaron utilizando los Pulverizadores A, B y C en diversas combinaciones.

5.3.1. Pulverizador Fuera de Servicio.-

La parada del 2do. pulverizador se realizó en 2 partes:

- a. Con la unidad en 88 MW se procedió a bajar gradualmente la carga hasta un valor mínimo estable para iniciar la secuencia de salida del 2do. pulverizador, el que se fijó en 82 MW con un flujo de carbón en cada pulverizador de 14,5 t/h.
- b. Con la unidad en 82 MW después de un periodo de estabilización, se inició la parada del 2do. pulverizador, la cual requiere solamente encendedores Diesel. Al detenerse el alimentador de carbón se procede a bajar lentamente la generación hasta 76 MW y se inicia un periodo de estabilización, después del cual se puede bajar generación a 73 MW con un pulverizador.

5.3.2. Pulverizador en Servicio.-

El arranque del 2do. Pulverizador se realizó en 2 partes:

- a. Con la unidad en 73 MW, se procedió a aumentar lentamente la carga de la unidad hasta 76 MW.
- b. Después de un periodo de estabilización en 76 MW se pone en servicio el 2do. Pulverizador y cuando arranca su alimentador de carbón se aumenta

la generación hasta 88 MW, carga en la cual la unidad deberá estabilizarse.

Se realizaron pruebas de mínima generación con dos pulverizadores durante 12 horas, determinándose que los pulverizadores y la llama del caldero son estables en una carga de 88 MW.

Se adjunta los siguientes diagramas de las pruebas y sus resultados:

Curva 11.- Curva de Carbón esperado de la puesta en servicio de un pulverizador (página 75) .- En esta curva se muestran las diferentes curvas utilizadas en las pruebas, quedándose la curva como la curva 5 (rojo).

Curva 12.- Curva de Carbón Esperado de la salida de servicio de un pulverizador (página 76).- La curva final es la curva # 2 (celeste)

Tabla 1.- Salida de Servicio de Pulverizador sin Diesel – 23/05/01 (página 77)

Tabla 2.- Entrada en Servicio de pulverizador sin Diesel - 26/05/01 (página 78)

Tabla 3.- Salida de Servicio de Pulverizador sin Diesel – 26/05/01 (página 79)

Tabla 4.- Entrada en Servicio de pulverizador sin Diesel – 2/06/01 (página 80)

Tabla 5.- Entrada en Servicio de Pulverizador sin Diesel – 4/06/01 (página 81)

Tabla 6.- Salida de Servicio de pulverizador sin Diesel – 4/06/01 (página 82)

Tabla 7.- Resumen de Pruebas de Puesta en Servicio de Pulverizador sin Diesel desde el 13 al 18 de Mayo (páginas 83, 84 y 85)

Tabla 8.- Resumen de Pruebas de Salida de Servicio de Pulverizador sin Diesel desde el 13 al 16 de Mayo (páginas 86 y 87)

Curva 13.- Fuera de Servicio de Pulverizador – Tiempos (página 88)

Curva 14.- Puesta en Servicio de Pulverizador – Tiempos (página 89)

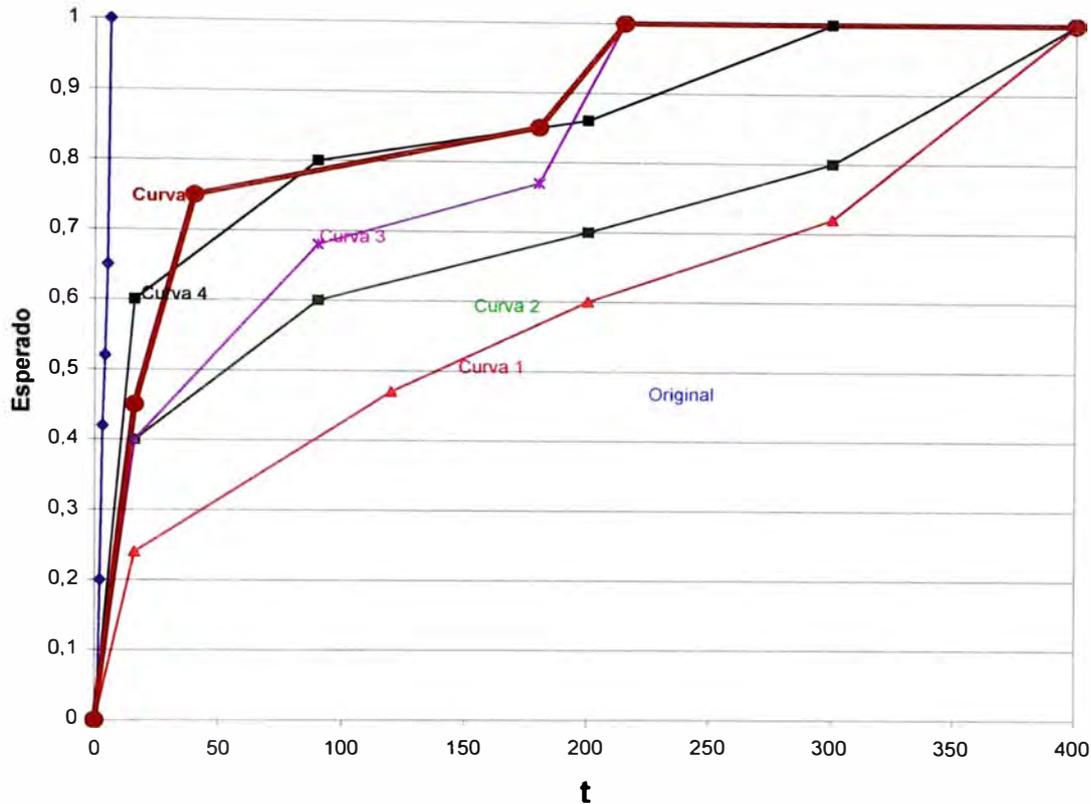
Diagrama 9a: Diagrama de Bloques del Flujo de Carbón de la Descarga Esperada a Quemador (FFC- 1C) (pagina 90)

Diagrama 9b: ABB Elsag Bailey – FFC-1 (A Pulv Fuel Flow Control) (B 3 11 1B):Control de Flujo de Descarga Esperada (página 91)

Diagrama 10a: Diagrama de Bloques del Ajuste al Alimentador de Carbón (FFC- 1B) (página 92)

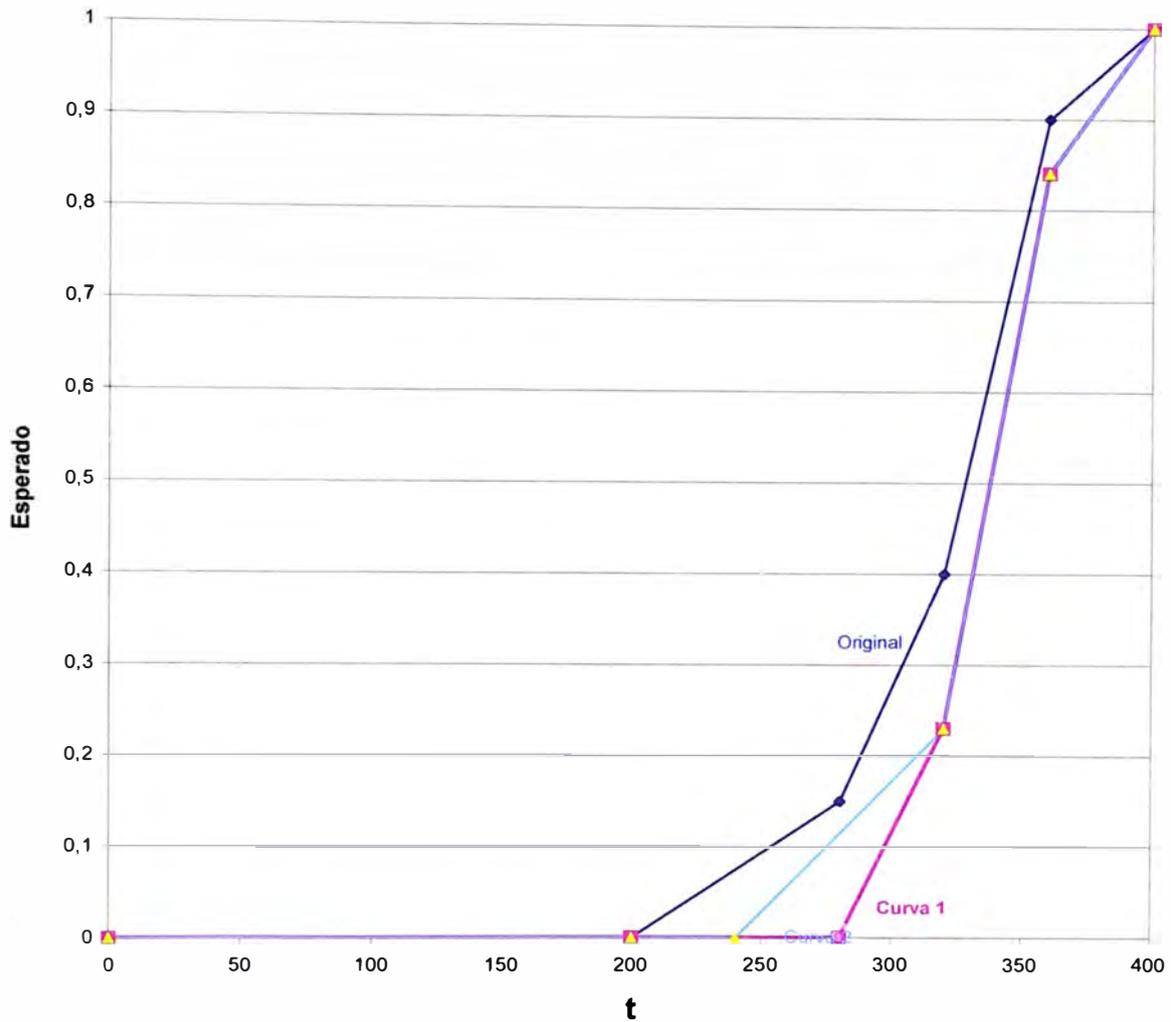
Diagrama 10b: ABB Elsag Bailey – FFC-1B (Boiler Input – Rate to Coal Feeder) (B 1 21 1C) (página 93)

Diagrama 10c: ABB Elsag Bailey – AFC-1 (Air Flow Control) (B 1 16 2C): Control de Ajuste para la Parada y Arranque del Alimentador de Carbón.(página 94)

CURVA 11: Curva de carbón esperado - Puesta en servicio de un pulverizador

t prueba 1	0	16	120	200	300	400
t prueba 2	0	16	90	200	300	400
t prueba 3	0	16	90	200	300	400
t prueba 4	0	16	90	180	215	400
t prueba 5	0	16	40	180	215	400
t (%)	0	4	30	50	75	100
t(%) prueba 1	0	4	30	50	75	100
t(%) prueba 2	0	4	22,5	50	75	100
t(%) prueba 3	0	4	22,5	50	75	100
t(%) prueba 4	0	4	20	45	54	100
t(%) prueba 5	0	4	10	45	54	100
Original	0	0,2	0,42	0,52	0,65	1
Prueba 1	0	0,24	0,47	0,6	0,72	1
Prueba 2	0	0,4	0,6	0,7	0,8	1
Prueba 3	0	0,6	0,8	0,86	1	1
Prueba 4	0	0,4	0,68	0,77	1	1
Prueba 5	0	0,45	0,75	0,85	1	1

Actualmente

CURVA 12: Curva de carbón esperado - Puesta fuera de servicio de un pulverizador

t	0	200	280	320	360	400
t prueba 1	0	200	280	320	360	400
t prueba 2	0	200	240	320	360	400
t (%)	0	50	70	80	90	100
t(%) prueba 1	0	50	70	80	90	100
t(%) prueba 2	0	50	60	80	90	100
Original	0	0	0,15	0,4	0,9	1
Prueba 1	0	0	0	0,23	0,84	1
Prueba 2	0	0	0	0,23	0,84	1

TABLA 1: SALIDA DE SERVICIO PULVERIZADOR SIN DIESEL

CODIGO PRUEBA:

FS2C-8

	Descripción	Unid	hh:mm:ss	Variable	Delta Tiempo (hora - Ref) min	Observaciones
				23/05/01		
1	Fecha			CO.CED.03.00		
2	Código Carbón			A		
3	Pulverizador			2		
4	Curva de Carbón Esperado			82		
5	Potencia Inicial (demanda)	MW		76		
6	Comando Potencia Objetivo (demanda) 1	MW		0.675		
7	Rampa 1	MW/min				
8	Comando Potencia Objetivo (demanda) 2	MW				
9	Rampa 2	MW/min				
10						
11	Comando quemadores carbón F/S		20:20			
12	Tipo de parada			Venteo		
13	Parada de alimentador (Ref)			20:25:51		
14						
18	Término de carbón esperado					
19	Condiciones estables					
20	Potencia objetivo lograda (real)					
21	Máxima desviación potencia (+)	MW		1,92		
22	Máxima desviación potencia (-)	MW		-3,52		
23	Máxima desviación presión (+)	Mpa	20:26	0,57		
24	Máxima desviación presión (-)	Mpa	20:33	-0,42		
25	Máxima desviación de O2 (+)	%	20:48:55	0,49		
26	Máxima desviación de O2 (-)	%	20:25:50	-1,04		
27	Máxima desviación Temp. VP (+)	C	20:36:40	0,49		
28	Máxima desviación Temp. VP (-)	C	20:28:20	-7,88		
29	Máxima desviación Temp. VRC (+)	C	20:40:55	-10,42		
30	Máxima desviación Temp. VRC (-)	C	20:29:10	-29,42		
31	Máxima D presión luego cierre dampers AP	Mpa				
32	Bias damper VAP					
33	Término bias damper VAP					
34						
35	Velocidad clasificador	RPM		40		
36	Presión Hidráulica inicial (vástago)	MPa		7,51		
37	Presión Hidráulica final (vástago)	MPa		5,38		
38	Inyección de agua silo	l/m		0		
39	Inyección de agua alimentador	l/m		0		
40	Inyección de agua descarga	l/m		0		
41	Inyección de agua chute	l/m		0		
42	Máxima vibración (primer pulv)	mm				
43	Máxima vibración (segundo pulv)	mm				
44						
45	Temp. Metales Tubos SCS Max Incremento	C/h				
46	Temp. Metales Tambor interno Max.	C				
47	Temp. Metales Tambor externo Max.	C				
48						

TABLA 2: ENTRADA EN SERVICIO PULVERIZADOR SIN DIESEL

CODIGO PRUEBA:

ES2B-3

	Descripción	Unid	hh:mm:ss	Variable	Delta Tiempo (hora - Ref) seg	Observaciones
1	Fecha			26/05/01		
2	Código Carbón			CO.CED.03		
3	Pulverizador			B		Pulv C en Servicio
4	Curva de Carbón Esperado			5		
5	Potencia Inicial (demanda)	MW	18:42	76		
6	Comando Potencia Objetivo (demanda) 1	MW		88		
7	Rampa 1	MW/min		0.675		
	Comando Potencia Objetivo (demanda) 2	MW				
	Rampa 2	MW/min				
8	Inicio calentamiento pulverizador		18:29:00			
9	Comando quemadores carbón E/S		18:39:00			
11	Arranque del alimentador (Ref)		18:42:00			
14	Valor inicial bias FRD					
15	Valor objetivo bias FRD					
16	Valor final bias FRD					
17	Término de carbón esperado	Seg				
18	Condiciones estables					
19	Potencia objetivo lograda (real)	MW				
20	Máxima desviación potencia (+)	MW	18:52:20	1,51		
21	Máxima desviación potencia (-)	MW	18:44:50	-1,78		
22	Máxima desviación presión (+)	Mpa	18:51:30	0,73		
23	Máxima desviación presión (-)	Mpa	18:59:00	0,18		
24	Máxima desviación de O2 (+)	%	18:45:50	0,02		
25	Máxima desviación de O2 (-)	%	18:52:00	-1,3		
26	Máxima desviación Temp. VP (+)	C	18:49:30	8,26		
27	Máxima desviación Temp. VP (-)	C	18:56:20	-6,65		
28	Máxima desviación Temp. VRC (+)	C	18:52:20	-3,05		
29	Máxima desviación Temp. VRC (-)	C	18:57:40	-9,96		
30	Velocidad clasificador	RPM		5		Automático
31	Presión Hidráulica inicial (vástago)	MPa				
32	Presión Hidráulica final (vástago)	MPa				
33	Inyección de agua silo	l/m		0		
34	Inyección de agua alimentador	l/m		0		
35	Inyección de agua descarga	l/m		0		
36	Inyección de agua chute	l/m		0		
37	Máxima vibración (primer pulv)	mm				
38	Máxima vibración (segundo pulv)	mm				
39	Temp. Metales Tubos SCS Max.	C				
40	Temp. Metales Tambor interno Max. Incremento	C/h				
41	Temp. Metales Tambor externo Max. Incremento	C/h				

TABLA 3: SALIDA DE SERVICIO PULVERIZADOR SIN DIESEL

CODIGO PRUEBA:

FS2C-9

	Descripción	Unid	hh:mm:ss	Variable	Delta Tiempo (hora - Ref) min	Observaciones
1	Fecha			26/05/01		
2	Código Carbón					CO CED + AU.IEM
3	Pulverizador			C		Queda el pulverizador B E/S
4	Curva de Carbón Esperado			2		
5	Potencia Inicial (demanda)	MW	21:49	83		
6	Comando Potencia Objetivo (demanda) 1	MW	22:00	76		
7	Rampa 1	MW/min		0,675		
8	Comando Potencia Objetivo (demanda) 2	MW				
9	Rampa 2	MW/min				
10						
11	Comando quemadores carbón F/S			21:45		
12	Tipo de parada			sin/mante.		
13	Parada de alimentador (Ref)			21:49:00		
14						
18	Término de carbón esperado					
19	Condiciones estables					
20	Potencia objetivo lograda (real)			76		
21	Máxima desviación potencia (+)	MW	22:08:06	2,72		
22	Máxima desviación potencia (-)	MW	22:00:44	-2,28		
23	Máxima desviación presión (+)	Mpa	21:50:01	0,68		
24	Máxima desviación presión (-)	Mpa	21:57:10	-0,4		
25	Máxima desviación de O2 (+)	%	21:53:10	-1,64		
26	Máxima desviación de O2 (-)	%	21:57:20	-0,11		
27	Máxima desviación Temp. VP (+)	C	21:54:20	12,4		
28	Máxima desviación Temp. VP (-)	C	21:57:50	-14,28		
29	Máxima desviación Temp. VRC (+)	C	22:00:00	19,71		
30	Máxima desviación Temp. VRC (-)	C	22:10:40	-5,67		
31	Máxima D presión luego cierre dampers AP	Mpa				
32	Bias damper VAP					
33	Término bias damper VAP					
34						
35	Velocidad clasificador	RPM		45		Manual
36	Presión Hidráulica inicial (vástago)	MPa				
37	Presión Hidráulica final (vástago)	MPa				
38	Inyección de agua silo	l/m		0		
39	Inyección de agua alimentador	l/m		4		
40	Inyección de agua descarga	l/m		0		
41	Inyección de agua chute	l/m		0		
42	Máxima vibración (primer pulv)	mm				
43	Máxima vibración (segundo pulv)	mm				
44						
45	Temp. Metales Tubos SCS Max Incremento	C/h				
46	Temp. Metales Tambor interno Max.	C				
47	Temp. Metales Tambor externo Max.	C				
48						

TABLA 4: ENTRADA EN SERVICIO PULVERIZADOR SIN DIESEL

CODIGO PRUEBA:

ES2C-12

	Descripción	Unid	hh:mm:ss	Variable	Delta Tiempo (hora - Ref) seg	Observaciones
1	Fecha			06/02/01		
2	Código Carbón			COCEDOB+AULESB1	50/50	
3	Pulvenzador			C		Pulv C en Servicio
4	Curva de Carbón Esperado			5		
5	Potencia Inicial (demanda)	MW		55		
6	Comando Potencia Objetivo (demanda) 1	MW	1:27:35	76		
7	Rampa 1	MW/min		1.35		
	Comando Potencia Objetivo (demanda) 2	MW	2:18:34	88		
	Rampa 2	MW/min		0.675		
8	Inicio calentamiento pulverizador		1:45:50			
9	Comando quemadores carbón E/S		2:17:36			
11	Arranque del alimentador (Ref)		2:18:34			
14	Valor inicial bias FRD					
15	Valor objetivo bias FRD					
16	Valor final bias FRD					
17	Término de carbón esperado	Seg				
18	Condiciones estables					
19	Potencia objetivo lograda (real)	MW	2:36:50	84.27		
20	Máxima desviación potencia (+)	MW	2:17:36	1.26		
21	Máxima desviación potencia (-)	MW	2:18:26	-1.54		
22	Máxima desviación presión (+)	Mpa	2:17:13	0.47		
23	Máxima desviación presión (-)	Mpa	2:20:52	0.12		
24	Máxima desviación de O2 (+)	%	2:16:18	-0.37		
25	Máxima desviación de O2 (-)	%	2:19:47	-1.15		
26	Máxima desviación Temp. VP (+)	C	2:19:56	-0.42		
27	Máxima desviación Temp. VP (-)	C	2:17:24	-5.68		
28	Máxima desviación Temp. VRC (+)	C	2:16:00	-3.7		
29	Máxima desviación Temp. VRC (-)	C	2:20:57	-13.6		
30	Velocidad clasificador	RPM		50		
31	Presión Hidráulica inicial (vástago)	MPa	2:18:20	5.37		
32	Presión Hidráulica final (vástago)	MPa	3:14:45	14.24		
33	Inyección de agua silo	l/m		0		
34	Inyección de agua alimentador	l/m		0		
35	Inyección de agua descarga	l/m		4		
36	Inyección de agua chute	l/m		0		
37	Máxima vibración (primer pulv)	mm		3.67		
38	Máxima vibración (segundo pulv)	mm	2:19:15	4.92		
39	Temp. Metales Tubos SCS Max.	C				
40	Temp. Metales Tambor interno Max. Incremento	C/h				
41	Temp. Metales Tambor externo Max. Incremento	C/h				

TABLA 5: ENTRADA EN SERVICIO PULVERIZADOR SIN DIESEL

CODIGO PRUEBA:

	Descripción	Unid	hh:mm:ss	Variable	Delta Tiempo (hora - Ref) seg	Observaciones
1	Fecha			06/04/01		
2	Código Carbón			Mezcla		CO CED 03+AU LES 01 50/50 F
3	Pulverizador			A		Pulverizador C E/S
4	Curva de Carbón Esperado			5		
5	Potencia Inicial (demanda)	MW		76		
6	Comando Potencia Objetivo (demanda) 1	MW		88		
7	Rampa 1	MW/min		0,675		
	Comando Potencia Objetivo (demanda) 2	MW				
	Rampa 2	MW/min				
8	Inicio calentamiento pulverizador					
9	Comando quemadores carbón E/S		15:00:00			
11	Arranque del alimentador (Ref)		15:00:54			
14	Valor inicial bias FRD					
15	Valor objetivo bias FRD					
16	Valor final bias FRD					
17	Término de carbón esperado	Seg				
18	Condiciones estables					
19	Potencia objetivo lograda (real)	MW				
20	Máxima desviación potencia (+)	MW	15:11:46	4,09		
21	Máxima desviación potencia (-)	MW	15:09:57	-7,64		
22	Máxima desviación presión (+)	Mpa	15:01:40	0,33		
23	Máxima desviación presión (-)	Mpa				
24	Máxima desviación de O2 (+)	%	15:04:19	0,33		
25	Máxima desviación de O2 (-)	%	15:23:16	-1,05		
26	Máxima desviación Temp. VP (+)	C	15:02:24	5,96		
27	Máxima desviación Temp. VP (-)	C	15:05:09	-10,08		
28	Máxima desviación Temp. VRC (+)	C	15:02:40	-1,45		
29	Máxima desviación Temp. VRC (-)	C	15:10:03	-8,21		
30	Velocidad clasificador	RPM		30		
31	Presión Hidráulica inicial (vástago)	MPa		0,26		
32	Presión Hidráulica final (vástago)	MPa		14,38		
33	Inyección de agua silo	l/m		0		
34	Inyección de agua alimentador	l/m		4		
35	Inyección de agua descarga	l/m		0		
36	Inyección de agua chute	l/m		0		
37	Máxima vibración (primer pulv)	mm		18		
38	Máxima vibración (segundo pulv)	mm		4,22		
39	Temp. Metales Tubos SCS Max.	C				
40	Temp. Metales Tambor interno Max. Incremento	C/h				
41	Temp. Metales Tambor externo Max. Incremento	C/h				

TABLA 6: SALIDA DE SERVICIO PULVERIZADOR SIN DIESEL

CODIGO PRUEBA:

	Descripción	Unid	hh:mm:ss	Variable	Delta Tiempo (hora - Ref) min	Observaciones
1	Fecha			06/04/01		
2	Código Carbón			Mezcla		CO.CED.03 + AU.LES.08 50/50F
3	Pulverizador			C		Pulverizador A QUEDA E/S
4	Curva de Carbón Esperado			2		
5	Potencia Inicial (demanda)	MW		82		
6	Comando Potencia Objetivo (demanda) 1	MW		76		
7	Rampa 1	MW/min		0.675		
8	Comando Potencia Objetivo (demanda) 2	MW				
9	Rampa 2	MW/min				
10						
11	Comando quemadores carbón F/S					
12	Tipo de parada					
13	Parada de alimentador (Ref)		21:10:29			
14						
18	Término de carbón esperado					
19	Condiciones estables					
20	Potencia objetivo lograda (real)					
21	Máxima desviación potencia (+)	MW	21:14:51	6.1		
22	Máxima desviación potencia (-)	MW				
23	Máxima desviación presión (+)	Mpa	21:14:05	0.76		
24	Máxima desviación presión (-)	Mpa	21:18:39	0,01		
25	Máxima desviación de O2 (+)	%				
26	Máxima desviación de O2 (-)	%				
27	Máxima desviación Temp. VP (+)	C				
28	Máxima desviación Temp. VP (-)	C				
29	Máxima desviación Temp. VRC (+)	C				
30	Máxima desviación Temp. VRC (-)	C				
31	Máxima D presión luego cierre dampers AP	Mpa				
32	Bias damper VAP					
33	Término bias damper VAP					
34						
35	Velocidad clasificador	RPM				Automático
36	Presión Hidráulica inicial (vástago)	MPa				
37	Presión Hidráulica final (vástago)	MPa				
38	Inyección de agua silo	l/m		0		
39	Inyección de agua alimentador	l/m		4		
40	Inyección de agua descarga	l/m		0		
41	Inyección de agua chute	l/m		0		
42	Máxima vibración (primer pulv)	mm				
43	Máxima vibración (segundo pulv)	mm				
44						
45	Temp. Metales Tubos SCS Max Incremento	C/h				
46	Temp. Metales Tambor interno Max.	C				
47	Temp. Metales Tambor externo Max.	C				
48						

RESUMEN DE PRUEBAS

I. PUESTA EN SERVICIO DE PULVERIZADORES SIN DIESEL

				HORA	MIN	Diesel (t)	Carbón (t)	MWh
13-may	Rampa de subida de carga desde 73 MW hasta alcanzar máximo flujo en pulv.	Subida de carga de 73 a 79 MW	0,5 MW/min	15:38	0:48			
	Rampa de subida de carga durante puesta E/S de Pulv. hasta lograr control de MSP	Subida de carga de 79 a 100 MW & Puesta de pulv. C	2 & 3 MW/min	16:26	0:12			
	Tiempo de estabilización	Inicio Tiempo de estabilización		16:38	0:04			
	Rampa de subida desde carga alcanzada en puesta E/S de Pulv. hasta carga estable.	Subida de carga de 100 a 108 MW	2 MW/min	16:42	0:04			
		Unidad con 108 MW		16:46				
TOTAL					1:08			
<i>Comentarios: Δ MSPmax: +0,89 MPa</i>								
14-may	Rampa de subida de carga desde 73 MW hasta alcanzar máximo flujo en pulv.	Subida de carga de 71,4 a 76 MW	0,5 MW/min	9:48	0:40			
	Rampa de subida de carga durante puesta E/S de Pulv. hasta lograr control de MSP	Subida de carga de 79 a 102 MW & Puesta de pulv. A	4 MW/min	10:28	0:09			
	Tiempo de estabilización	Inicio Tiempo de estabilización		10:37	0:25			
	Rampa de subida desde carga alcanzada en puesta E/S de Pulv. hasta carga estable.	Bajada de carga de 102 a 90 MW	0,675MW/min	11:02	0:18			
		Unidad con 90 MW		11:20				
TOTAL					1:32			
<i>Comentarios: Δ MSPmax: +0,96 MPa.</i>								
15-may	Rampa de subida de carga desde 73 MW hasta alcanzar máximo flujo en pulv.	Subida de carga de 73 a 76 MW	0,5 & 1,35 MW/min	10:27	1:04			
	Rampa de subida de carga durante puesta E/S de Pulv. hasta lograr control de MSP	Subida de carga de 76 a 88 MW & Puesta de pulv. C	4 MW/min	11:31	0:04			
	Tiempo de estabilización	Inicio Tiempo de estabilización		11:35	0:01			
	Rampa de subida desde carga alcanzada en puesta E/S de Pulv. hasta carga estable.	Bajada de carga de 88 a 84 MW	0,5 MW/min	11:36	0:02			
		Unidad con 84 MW		11:38				
TOTAL					1:11			
<i>Comentarios: Δ MSPmax: +1,05 MPa.</i>								
<i>Operación con 1ra revisión de curva de carbón esperado para poner E/S pulverizador</i>								

				HORA	MIN	Diesel (t)	Carbón (t)	MWh
15-may	Rampa de subida de carga desde 73 MW hasta alcanzar máximo flujo en pulv.	Subida de carga de 73 a 78 MW	0,5 MW/min	15:16	0:19			
	Rampa de subida de carga durante puesta E/S de Pulv. hasta lograr control de MSP	Subida de carga de 78 a 84 MW & Puesta de pulv. A	4 MW/min	15:35	0:02			
	Tiempo de estabilización	Inicio Tiempo de estabilización		15:37	0:15			
	Rampa de subida desde carga alcanzada en puesta E/S de Pulv. hasta carga estable.	Subida de carga de 84 a 94 MW	1,35 MW/min	15:52	0:08			
		Unidad con 94 MW		16:00				
T O T A L					0:44			
<i>Comentarios: Δ MSPmax: +0,88 MPa</i>								
<i>Operación con 2da revisión de curva de carbón esperado para poner E/S pulverizador</i>								
16-may	Rampa de subida de carga desde 73 MW hasta alcanzar máximo flujo en pulv.	Subida de carga de 73 a 78 MW	0,5 MW/min	17:31	0:23			
	Rampa de subida de carga durante puesta E/S de Pulv. hasta lograr control de MSP	Subida de carga de 78 a 90 MW & Puesta de pulv. C	2,7 & 1,35 MW/min	17:54	0:17			
	Tiempo de estabilización	Inicio Tiempo de estabilización		18:11	0:10			
	Rampa de subida desde carga alcanzada en puesta E/S de Pulv. hasta carga estable.	Subida de carga de 90 a 108 MW	2,025 MW/min	18:21	0:17			
		Unidad con 108 MW		18:38				
T O T A L					1:07	0,39	33,07	
<i>Comentarios: Δ MSPmax: +0,84 MPa</i>								
<i>Operación con 3ra revisión de curva de carbón esperado para poner E/S pulverizador</i>								
17-may	Rampa de subida de carga desde 73 MW hasta alcanzar máximo flujo en pulv.	Subida de carga de 73 a 78 MW	0,5 MW/min	15:59	0:52			
	Rampa de subida de carga durante puesta E/S de Pulv. hasta lograr control de MSP	Subida de carga de 78 a 84 MW & Puesta de pulv. A	0,5 MW/min	16:51	0:00			
	Tiempo de estabilización	Inicio Tiempo de estabilización		16:51	0:07			
	Rampa de subida desde carga alcanzada en puesta E/S de Pulv. hasta carga estable.	Subida de carga de 84 a 94 MW	1,35 MW/min	16:58	0:22			
		Unidad con 94 MW		17:20				
T O T A L					1:21	0,39	33,07	
<i>Comentarios: Δ MSPmax: +0,88 MPa</i>								
<i>Operación con 2da revisión de curva de carbón esperado para poner E/S pulverizador</i>								
<i>Implementación del ajuste para corregir la demanda de fuego. Se ajuste de 0 a -2T/H</i>								

18-may	Rampa de subida de carga desde 73 MW hasta alcanzar máximo flujo en pulv.	Subida de carga de 73 a 78 MW	0,5 MW/min	8:47	0:10			
	Rampa de subida de carga durante puesta E/S de Pulv. hasta lograr control de MSP	Subida de carga de 78 a 108 MW & Puesta de pulv. C	1 MW/min	8:57	0:31			
		Unidad con 108 MW		9:28				
	T O T A L					0:41	0,39	33,07
<i>Comentarios: Δ MSPmax: +0,80 MPa</i>								
<i>Operación con 3ra revisión de curva de carbón esperado para poner E/S pulverizador</i>								
<i>Implementación del ajuste para corregir la demanda de fuego. Se ajusto de-2 a -3T/H</i>								

18-may		Unidad con 76 MW		13:20	0:03			
	Rampa de subida de carga durante puesta E/S de Pulv. hasta lograr control de MSP	Subida de carga de 78 a 88 MW & Puesta de pulv. A	1,35 MW/min	13:23	0:09			
		Unidad con 108 MW		13:32				
	T O T A L					0:12	0,39	33,07
<i>Comentarios: Δ MSPmax: +0,74 MPa</i>								
<i>Operación con 3ra revisión de curva de carbón esperado para poner E/S pulverizador</i>								
<i>Implementación del ajuste para corregir la demanda de fuego. Se ajusto de-3 a -4T/H</i>								

RESUMEN DE PRUEBAS

II. PUESTA FUERA DE SERVICIO DE PULVERIZADORES SIN DIESEL

				HORA	MIN	Diesel (t)	Carbón (t)	MWh
13-may	Rampa de bajada de carga hasta alcanzar máximo flujo mínimo en pulv.	Bajada de carga desde 108 MW hasta 82 MW	2 & 0,5 MW/min	21:10	0:51			
	Rampa de bajada de carga durante parada de Pulv. hasta lograr control de MSP	Bajada de carga de 82 a 76 MW & Parada de pulv. A	3 MW/min	22:01	0:02			
	Tiempo de estabilización	Inicio Tiempo de estabilización		22:03	0:08			
	Rampa de bajada desde carga alcanzada en parada de Pulv. hasta carga estable.	Bajada de carga de 76 MW hasta 73 MW	2 MW/min	22:11	0:02			
		Unidad con 73 MW		22:13				
TOTAL					1:03			
Comentarios: Δ MSPmax: +0,58/-0,3 MPa								

15-may	Rampa de bajada de carga hasta alcanzar máximo flujo mínimo en pulv.	Bajada de carga desde 83 MW hasta 81 MW	0,5 MW/min	8:40	0:15			
	Rampa de bajada de carga durante parada de Pulv. hasta lograr control de MSP	Bajada de carga de 81 a 76 MW & Parada de pulv. C	1,35 MW/min	8:55	0:04			
	Tiempo de estabilización	Inicio Tiempo de estabilización		8:59	0:05			
	Rampa de bajada desde carga alcanzada en parada de Pulv. hasta carga estable.	Bajada de carga de 76 MW hasta 73 MW	1,35 MW/min	9:04	0:02			
		Unidad con 73 MW		9:06				
TOTAL					0:26			
Comentarios: Δ MSPmax: +0,31/-0,5 MPa								

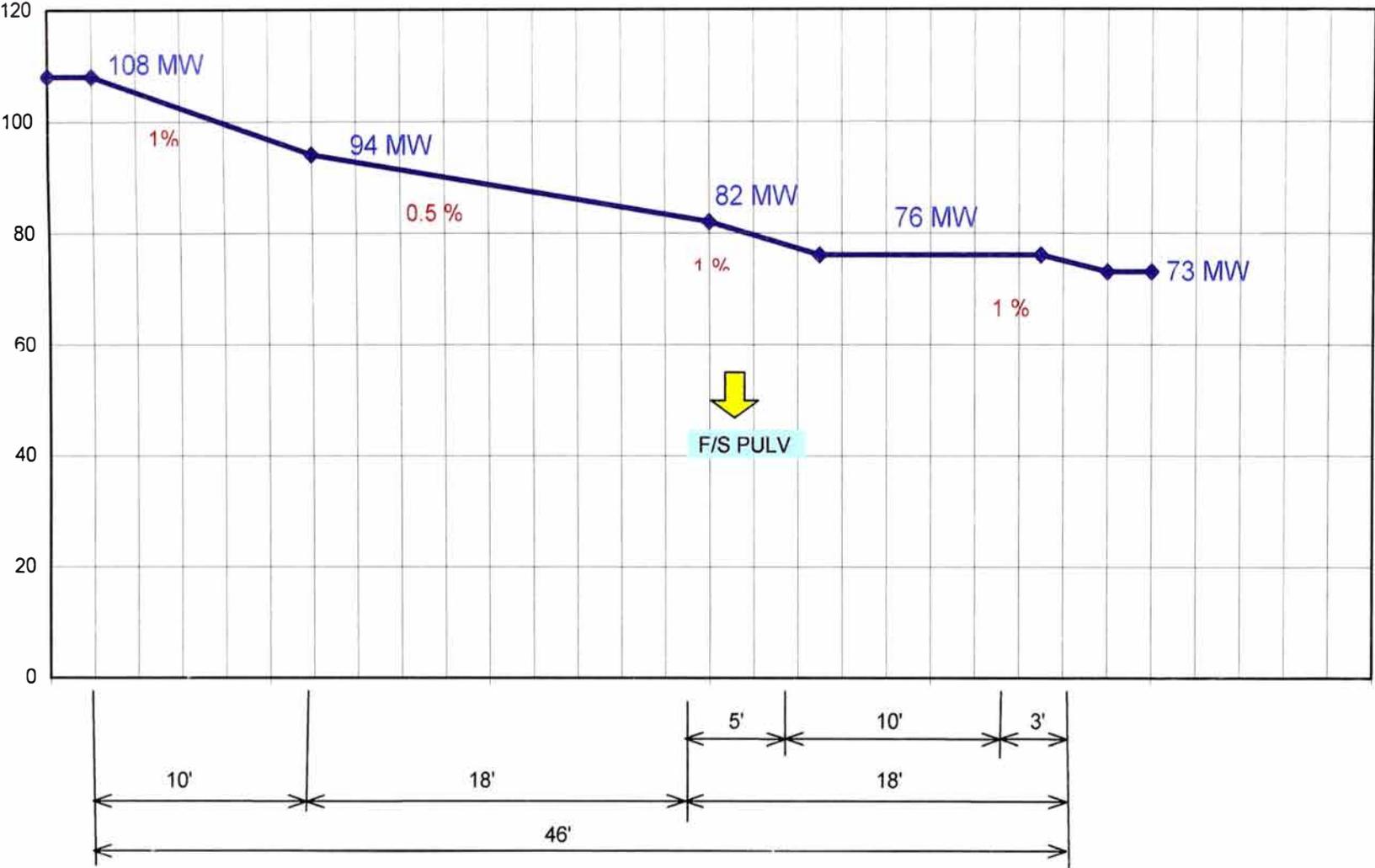
15-may	Rampa de bajada de carga hasta alcanzar máximo flujo mínimo en pulv.	Bajada de carga desde 88 MW hasta 81 MW	0,5 MW/min	12:53	0:31			
	Rampa de bajada de carga durante parada de Pulv. hasta lograr control de MSP	Bajada de carga de 81 a 76 MW & Parada de pulv. A	1,35 MW/min	13:24	0:02			
	Tiempo de estabilización	Inicio Tiempo de estabilización		13:26	0:01			

Rampa de bajada desde carga alcanzada en parada de Pulv. hasta carga estable.	Bajada de carga de 76 MW hasta 73 MW	3 MW/min	13:27	0:01			
	Unidad con 73 MW		13:28				
T O T A L				0:35			
<i>Comentarios: Δ MSPmax: +0,49/-0,7 MPa</i>							

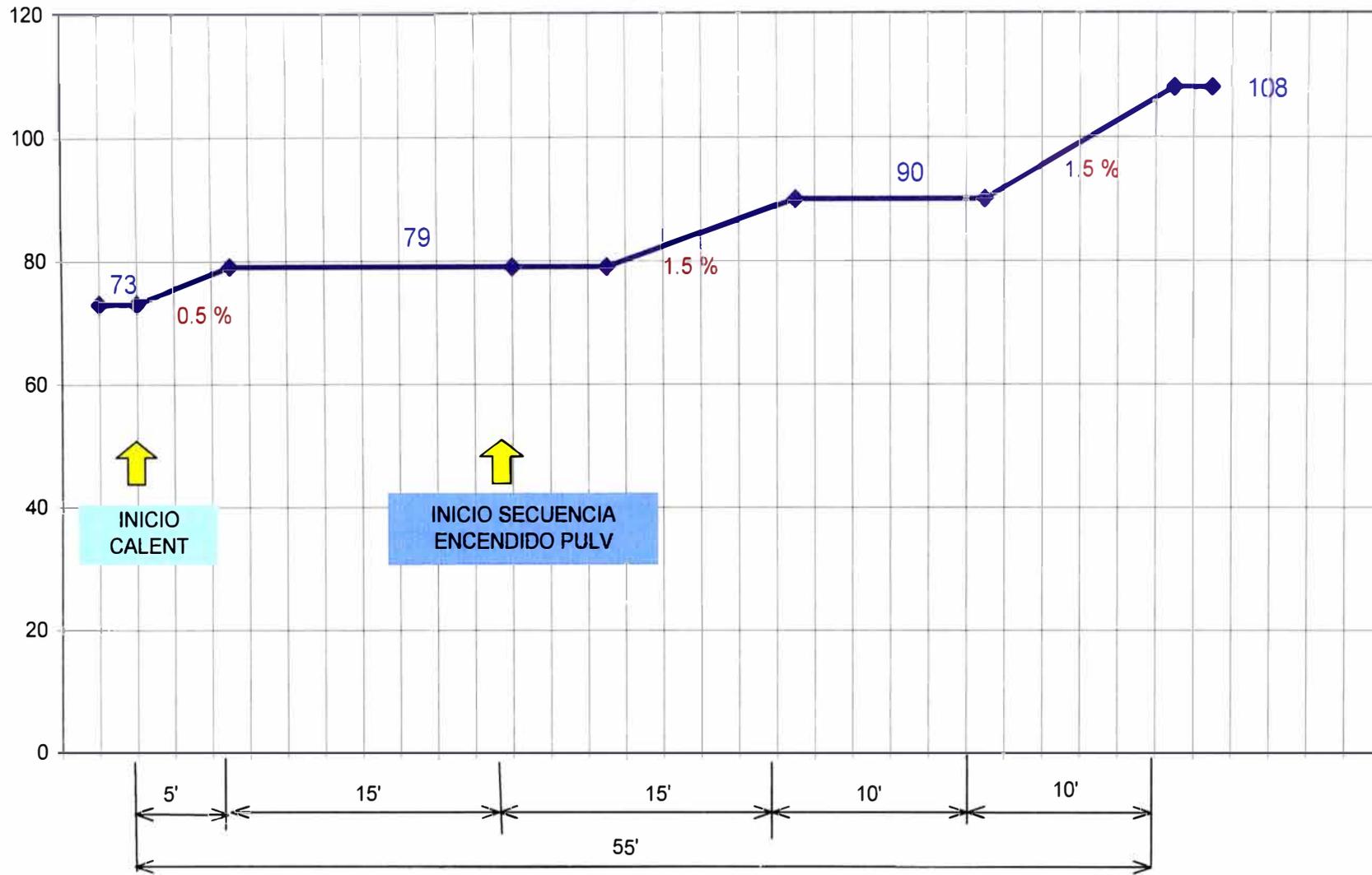
			HORA	MIN	Diesel (t)	Carbón (t)	MWh
15-may	Rampa de bajada de carga hasta alcanzar máximo flujo mínimo en pulv.	Bajada de carga desde 94 MW hasta 82 MW	0,675 & 0,5 MW/min	22:41	0:33		
	Rampa de bajada de carga durante parada de Pulv. hasta lograr control de MSP	Bajada de carga de 82 a 76 MW & Parada de pulv. C	1,35 MW/min	23:14	0:05		
	Tiempo de estabilización	Inicio Tiempo de estabilización		23:19	0:16		
	Rampa de bajada desde carga alcanzada en parada de Pulv. hasta carga estable.	Bajada de carga de 76 MW hasta 60 MW	1,35 MW/min	23:35	0:13		
		Unidad con 60 MW		23:48			
T O T A L				1:07	0,35	28,73	
<i>Comentarios: Δ MSPmax: +0,5/-0,1 MPa</i>							
<i>Operación con 1ra revisión de curva de carbón esperado para parar pulverizador</i>							

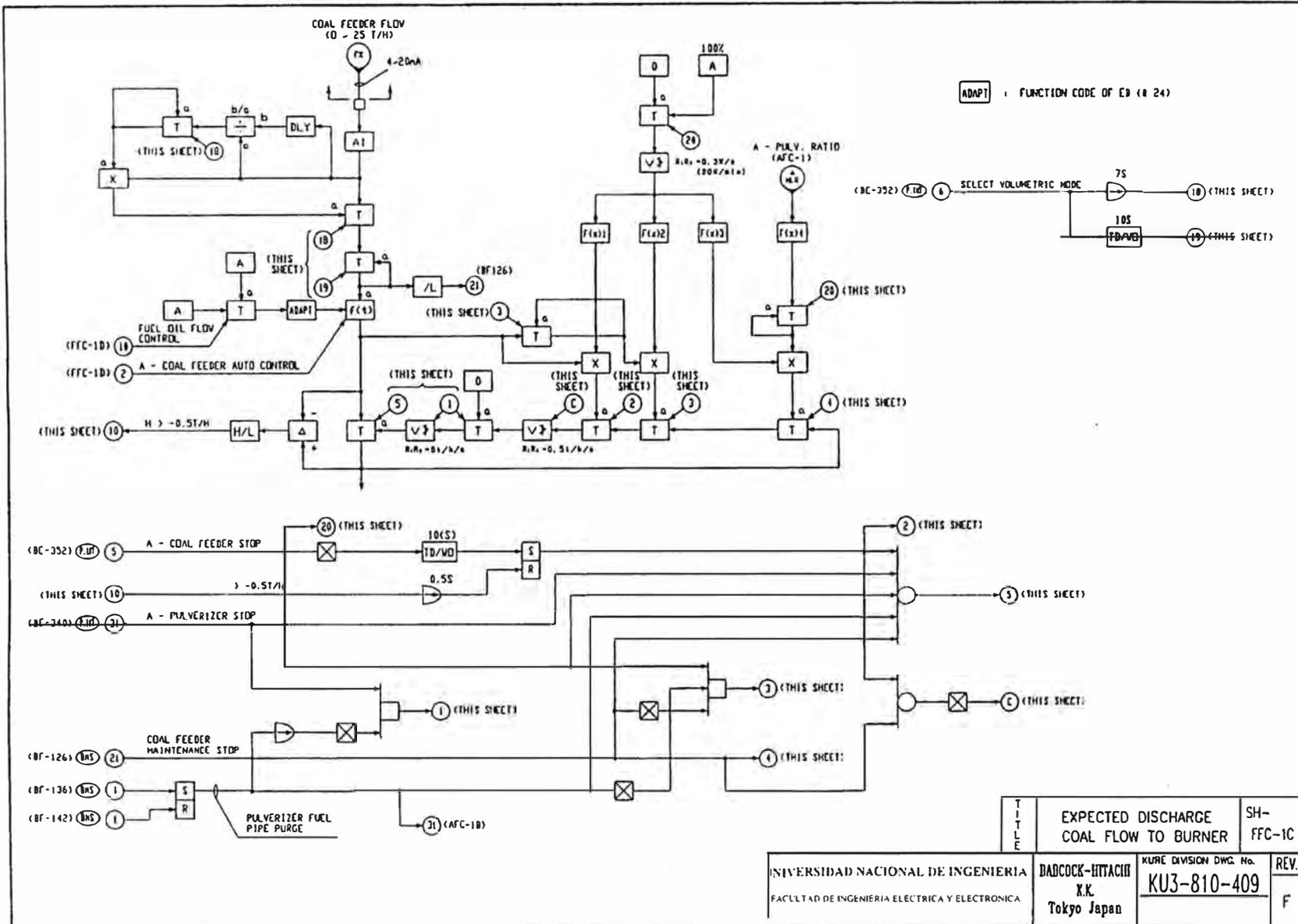
16-may	Rampa de bajada de carga hasta alcanzar máximo flujo mínimo en pulv.	Bajada de carga desde 94 MW hasta 83 MW	1,35 & 0,5 MW/min	21:18	0:29		
	Rampa de bajada de carga durante parada de Pulv. hasta lograr control de MSP	Bajada de carga de 83 a 77 MW & Parada de pulv. A	1,35 MW/min	21:47	0:04		
	Tiempo de estabilización	Inicio Tiempo de estabilización		21:51	0:03		
	Rampa de bajada desde carga alcanzada en parada de Pulv. hasta carga estable.	Bajada de carga de 77 MW hasta 73 MW	0,675 MW/min	21:54	0:07		
		Unidad con 73 MW		22:01			
T O T A L				0:43	0,22	21,93	
<i>Comentarios: Δ MSPmax: +0,63/-0,25 MPa</i>							
<i>Operación con 1ra revisión de curva de carbón esperado para parar pulverizador</i>							

CURVA 13: SALIDA DE SERVICIO (F/S PULV)

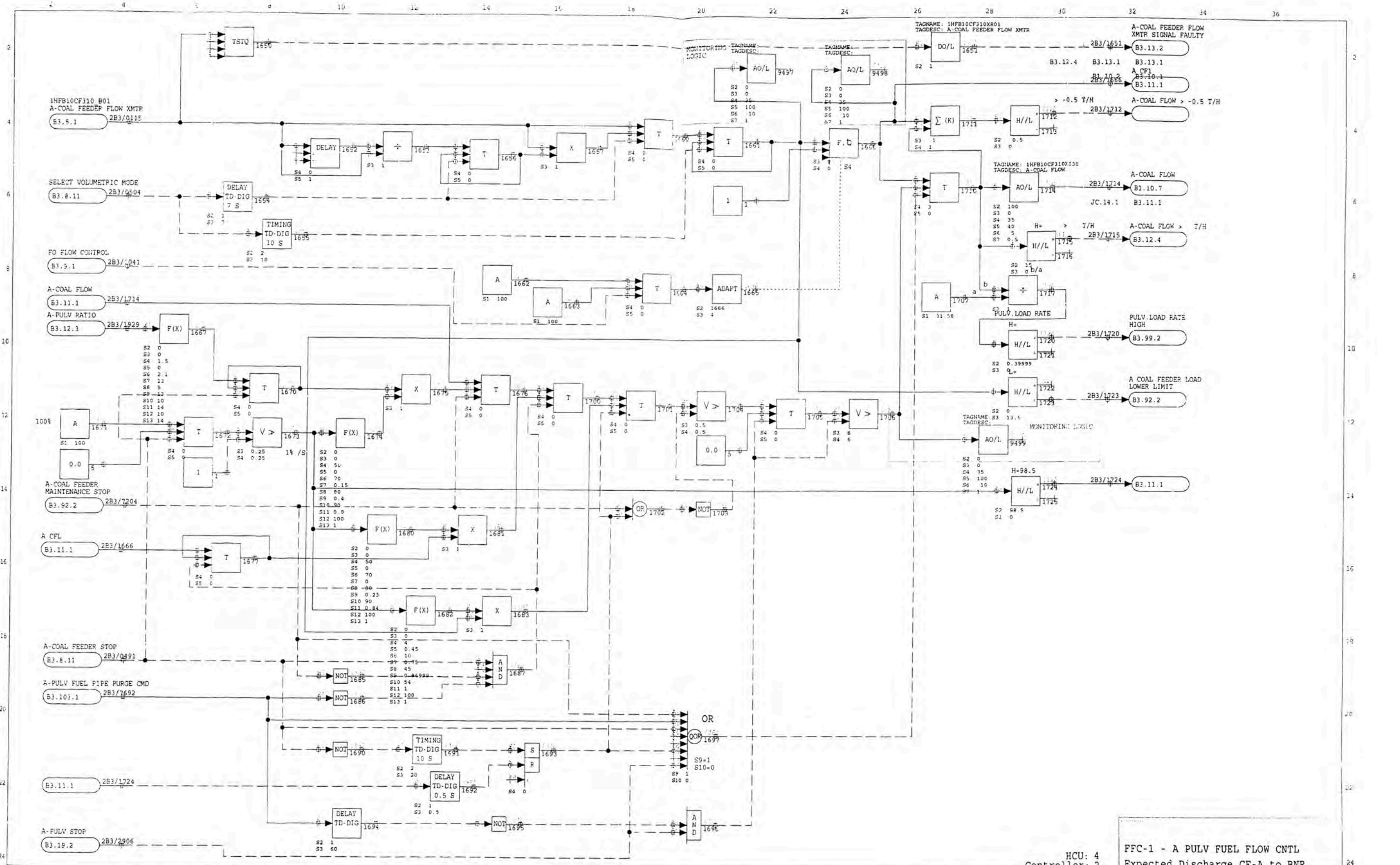


CURVA 14: PUESTA EN SERVICIO (E/S PULV)





PLANO 16



HCU: 4
Controller: 2

FFC-1 - A PULV FUEL FLOW CNTL
Expected Discharge CF-A to BNR



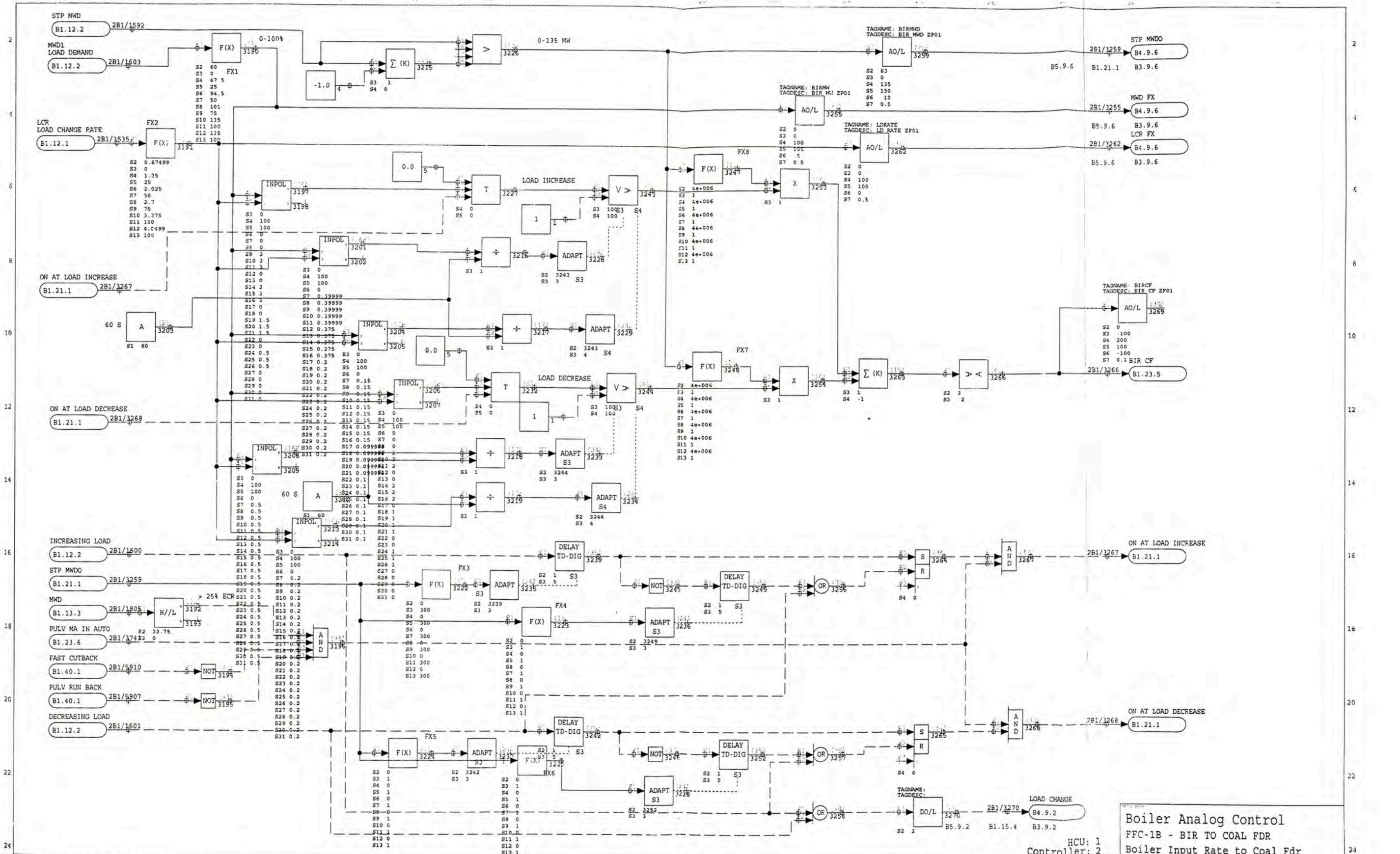
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

G					
F					
E					
D					
C					
B	99/12/22	AS SHIPPED	JK	JK	JK
A					

EnerSur
 Ilo II, Unit 1
 Hitachi
 Elsag Bailey (Canada) Inc.
 PSH001401 C353600 99/12/22
 BD93536 L 2 B3.11.1 B

BLK. ORDER=RELATIVE

PLANO 17



Boiler Analog Control	
FFC-1B - BIR TO COAL FDR	
Boiler Input Rate to Coal Fdr	
Manufacturer:	EnergSur
Model:	Ilo II, Unit 1
Manufacturer:	Hitachi
Supplier:	Elsag Bailey (Canada) Inc.
Order No.:	PSH001401
Part No.:	C353600
Serial No.:	20 SEP 2000
Inventory No.:	BD93536 L 2 B1 21 1 C

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
 FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA



THIS DRAWING IS THE PROPERTY OF
 THE MANUFACTURER AND IS NOT TO BE
 REPRODUCED OR TRANSMITTED IN ANY
 FORM OR BY ANY MEANS, ELECTRONIC
 OR MECHANICAL, INCLUDING PHOTOCOPYING,
 RECORDING, OR BY ANY INFORMATION
 STORAGE AND RETRIEVAL SYSTEM.

HCU: 1
 Controller: 2

G			
F			
E			
D			
C	00/09/20	AS COMMISSIONED	
B	99/12/23	AS SHIPPED	

PLANO 18

5.4 Comparación Costos - Ahorro

La secuencia utilizada por Hitachi para la parada/arranque de un pulverizador requiere un consumo promedio de 8,4 toneladas de Diesel 2, teniendo en cuenta una parada de pulverizador sin desviaciones considerables en los parámetros operativos de la unidad.

Al lograr disminuir este consumo de 8,4 t x 2 (8,4t en la puesta en servicio y 8,4t en la sacada de servicio) a 0,6 t (que corresponde solo a encender chisperos por seguridad), el ahorro durante la parada del Pulverizador está entre US\$ 2 696 a US\$ 2 926, y lo mismo puede decirse de la puesta en servicio del pulverizador.

En conclusión, tendríamos un ahorro de alrededor US\$5.000,00 diarios si se tiene un régimen de carga desde 50% a 100% y de 100% a 50% diario, comportamiento que va a presentar la planta de acuerdo al nuevo panorama eléctrico nacional durante gran parte del año, podríamos afirmar que el mínimo tiempo que tendría este comportamiento sería de alrededor de tres meses.

PRUEBAS DE OPTIMIZACION DE CONSUMO DE COMBUSTIBLE

Costo carbón COCED03	39,21 U\$/t	Fuente: Resumen análisis de carbon
Costo Diesel 2	5,38 S/gal	Fuente: Logística (2001-06-08)
	1,51 U\$/gal	Cambio: 3,56

Poder Calorífico Diesel	10182 kcal/kg	42629,9976 kJ/kg
Poder Calorífico Carbón CO.CED.03	5929 kcal/kg	24823,5372 kJ/kg

Arranque del 2do pulverizador**En Rampa de carga de 73 MW a 108 MW**

	CONSUMO			COSTO		TOTAL US\$
	Diesel 2		Carbón	Diesel 2	Carbón	
	t	gal	t	US\$	US\$	
Con quemadores Diesel	8,0	2.471,9	33,9	3.735,7	1.329,2	5.064,8
Sin quemadores Diesel	0,4	120,4	33,1	182,0	1.296,7	1.478,6
Diferencia	7,6	2.351,5	0,8	3.553,7	32,5	3.586,2

Reducción de costos (US\$)	3.586,2
----------------------------	---------

Parada del 2do pulverizador**En Rampa de carga de 108 MW a 73 MW**

	CONSUMO			COSTO		TOTAL US\$
	Diesel 2		Carbón	Diesel 2	Carbón	
	t	gal	t	US\$	US\$	
Con quemadores Diesel	7,5	2.301,3	29,5	3.477,8	1.157,3	4.635,1
Sin quemadores Diesel	0,3	107,3	31,1	162,2	1.218,3	1.380,4
Diferencia	7,1	2.194,0	(1,6)	3.315,6	(61,0)	3.254,7

Reducción de costos (US\$)	3.254,7
----------------------------	---------

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. La carga mínima estable con dos Pulverizadores para los carbones de alto poder calorífico de Colombia es de 88 MW.
2. La secuencia de parada del 2do. Pulverizador se puede realizar con la unidad en 82 MW y no será necesario el uso de quemadores Diesel en el futuro.
3. La puesta en servicio del 2do. Pulverizador se puede realizar con 76 MW y no es necesario el uso de quemadores Diesel en el futuro.
4. El consumo de Diesel en arranque de pulverizador ha disminuido de 2472 gl a 120 gl, este último corresponde a los encendedores Diesel. El tiempo de variación de carga de 73 a 108 MW se redujo en 16 minutos. El ahorro estimado de combustible asciende a US\$ 3041.
5. El consumo de Diesel en parada de pulverizador ha disminuido de 2377 gl a 107 gl, este último corresponde a los encendedores Diesel. El tiempo de variación de carga de 108 a 73 MW se redujo en 3 minutos. El ahorro estimado de combustible asciende a US\$ 2934.
6. Durante el periodo de pruebas, la unidad no sufrió desviaciones considerables en sus parámetros operativos.
7. La vibración máxima en la parada del pulverizador está en el rango permisible ($<20 \mu\text{m}$).

ANEXO 1.- Simbología de Control

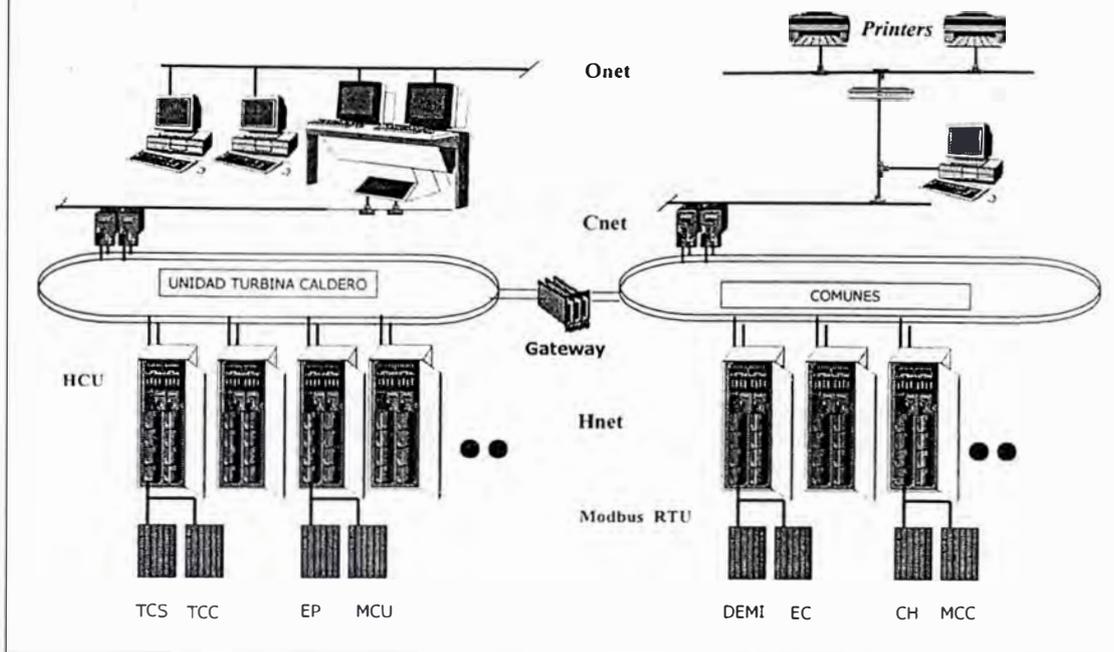
	CROSS REFERENCE WITH OTHER SHEET	AND	OR	NOT	CHANGING RATE LIMITER. $Y=X$ WHEN $TS=0$ LIMITED AT $TS=1$ A : INCREASE SET B : DECREASE SET	ANALOG MEMORY
		FLIP FLOP A : SET B : RESET	SIGNAL CHANGE WITH BUMPLESS ACTION $TS=0 ; Y=X1$ $TS=1 ; Y=X2$	SUMMER $Y=K1 \cdot X1 + K2 \cdot X2 + K3 \cdot X3 + K4 \cdot X4$ K1-K4 : ADJUSTABLE		
ANALOG TRANSMITTER FX: FLOW Tr PX: PRESS Tr LX: LEVEL Tr AX: ANALYZER TE: THERMOCOUPLE	TPU TDO TDWO	FUNCTION GENERATOR X \rightarrow $F(X)$ \rightarrow Y	SETTING VALUE A \rightarrow Y	HI-LO LIMITER X \rightarrow Y	HI-LO MONITOR $H=1$ AT $X >$ SET POINT $L=1$ AT $X <$ SET POINT	UPPER LIMITER
	HI SELECTOR LO SELECTOR ROOTER	(DIFFERENCE) $Y=X1-X2$	SUMMER $Y=X1+X2+X3+X4$	ANALOG DELAY OUTPUT $Y=X$ $TS=0$ $Y=Xn$ $TS=0$	PULS MODULE X \rightarrow Y	GAIN $Y=K \cdot X$
TIME LAG AND LEAD LAG $Y=X$ WHEN $TS=0$ $Y = \frac{1+S \cdot T1}{1+S \cdot T2}$ WHEN $TS=1$	MULTIPLIER $Y=K \cdot X1 \cdot X2$	(SIGNAL EXCHANGE $\oplus \leftrightarrow \ominus$)	APG LOGIC DIAGRAM (KU3-810-824)	BURNER MANAGEMENT SYSTEM INTERLOCK BLOCK DIAGRAM (KU3-810-100)	AUXILIARY INTERLOCK BLOCK DIAGRAM (PULVERIZER INTERLOCK) (KU3-810-501)	
INTEGRAL DIFFERENTIATOR	INTEGRAL $Y=K0(KP+K1 \int dt + KD \cdot d/dt) \cdot X$ $Y=TR$ AT $TS=0$	INTEGRAL DIFFERENTIATOR	BMS BURNER MANAGEMENT SYSTEM INTERLOCK BLOCK DIAGRAM (KU3-810-100)	P.INT AUXILIARY INTERLOCK BLOCK DIAGRAM (PULVERIZER INTERLOCK) (KU3-810-501)		

T I T L E	SYMBOLS	SH-4
	UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA	BABCOCK-HITACHI K.K. TOKYO JAPAN

KU3-810-409

ANEXO 2: Descripción del Sistema de Control : Hardware y Software

Configuración del Sistema de Control para la Unidad y Comunes ILO21



DCIS

La Organización del DCIS esta dada por dos lazos principales, el de la Unidad (Turbina - Caldero) y el de Comunes

La Configuración del Sistema de Control comprende tres jerarquías, el nivel de la Sala de Control Central con 7+1 consolas, el nivel de la Sala Electrónica, y el nivel Local.

En el nivel de la Sala de Control Central se encuentran las Consolas de Operación, las cuales están comunicadas a través de una red Ethernet. También tenemos los anunciadores principales.

En el nivel de la Sala Electrónica tenemos toda la adquisición, procesamiento y comunicación de las señales. Este nivel termina poniendo los datos en el bus de comunicación C-NET, desde el cual son leídos a través de las respectivas interfaces en las consolas. Cabe mencionar que también llega data de campo a través del protocolo de comunicación MODBUS.

En el nivel local tenemos toda la instrumentación de campo y los sistemas controlados con PLC's.

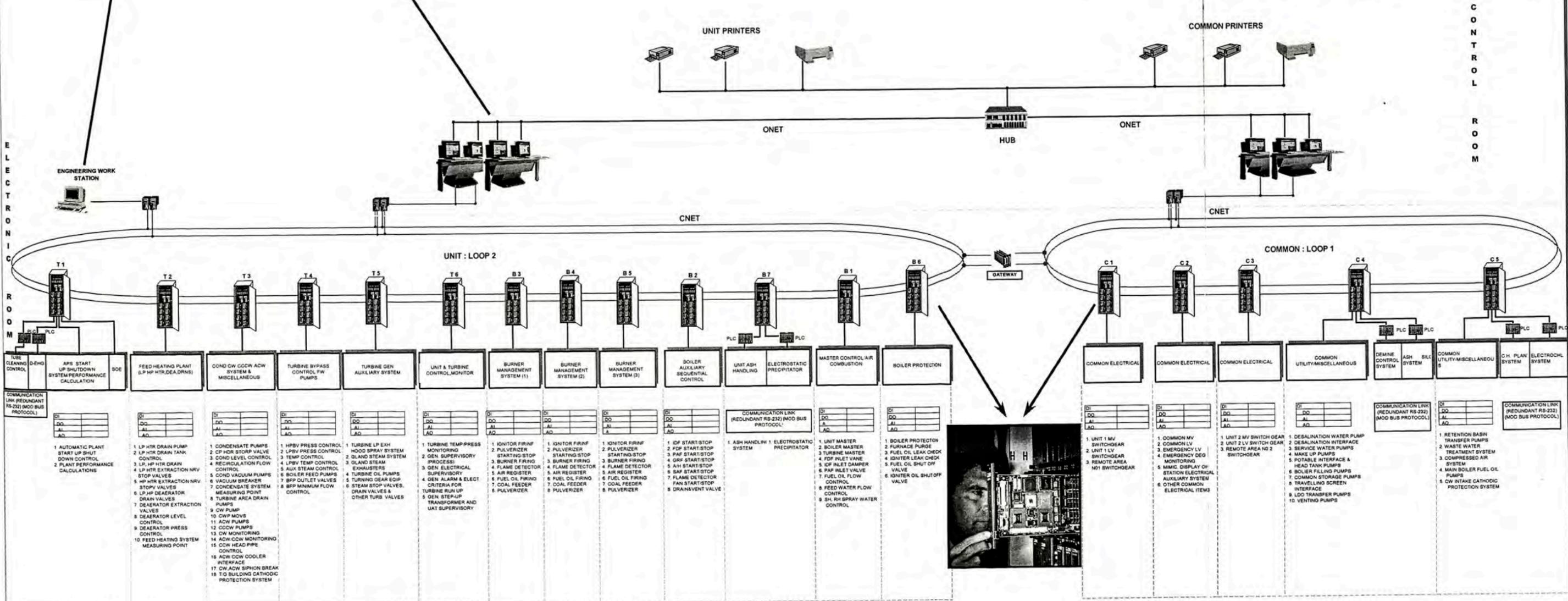
La Interface entre los sistemas StanAlone y el DCIS es cableada y a través de protocolo de comunicación MODBUS RTU.

En Resumen podemos mencionar que el Control en ILO21 maneja 8767 I/O

PLANO 19

DCIS FUNCTION DISTRIBUTION ON ILO 2 POWER PLANT

Ilo 2 Plant Control System



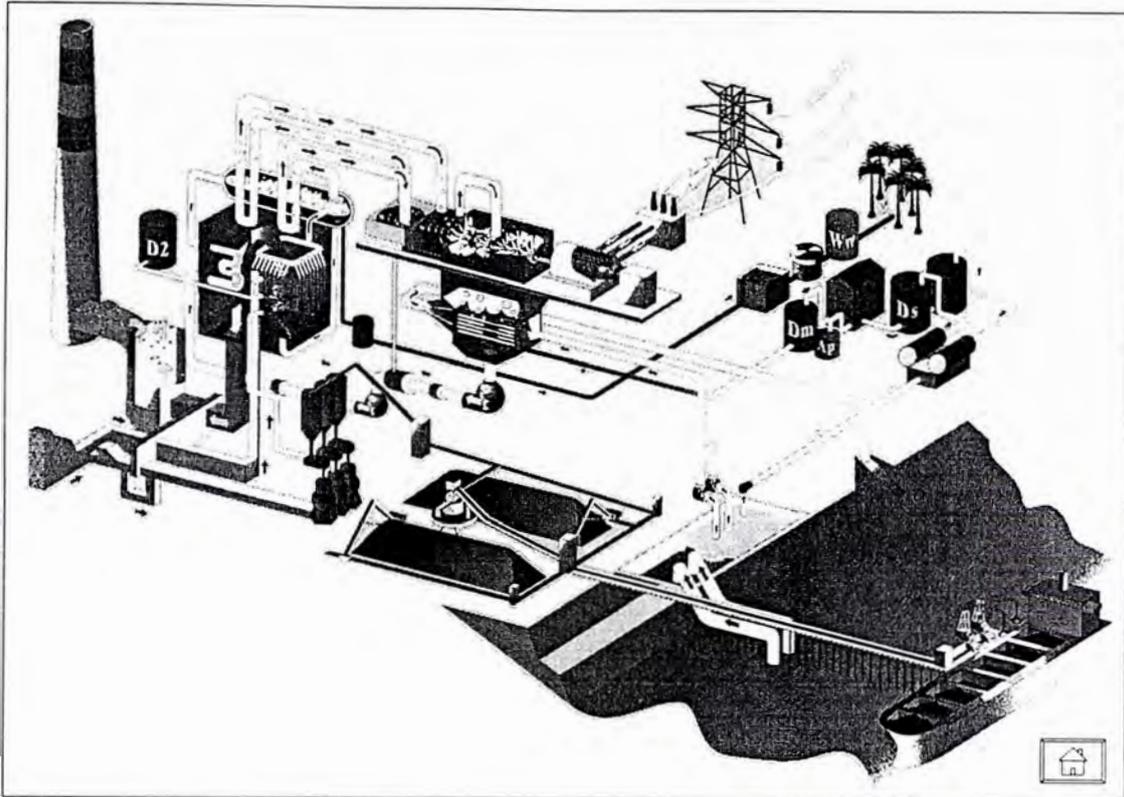
ELECTRONIC ROOM

CONTROL ROOM



**ANEXO 3.- Resumen de los Sistemas de Control en la Planta de Generación
Eléctrica ILO 2**

SISTEMAS DE CONTROL	TECNOLOGIA	FABRICANTE	COMUNICACION	ENTRADAS DIGITALES	SALIDAS DIGITALES	ENTRADAS ANALOGAS	SALIDAS ANALOGAS	I/O TOTAL
UNIDAD TURBINA CALDERO	DCS	ABB AUTOMATION	ETHERNET / MODBUS RTU / C-NET / H-NET	2233	977	576	223	4009
MANEJO DE CARBON(CH)	PLC	SIEMENS	ETHERNET / PROFIBUS OP / MODBUS RTU	2038	424	17	9	2488
MANEJO DE CENIZA(MCU / MCC)	PLC	mitsubishi	MODBUS RTU	343	336	2	0	681
SISTEMA DE CONTROL DE TURBINA(TCS)	PROPIETARIO	HITACHI	MODBUS RTU	129	122	45	29	325
SOPLADORES DE HOLLIN	PLC	mitsubishi	CABLEADO	198	116	0	0	314
DEMINERALIZADORA(DEMI)	PLC	ALLENBRADLEY	MODBUS RTU	113	115	32	8	268
SISTEMA CONTRA INCENDIO	PROPIETARIO	GRINNELL	ETHERNET	175	60	0	0	235
ELECTROCLORINACION(EC)	PLC	ALLEN BRAOLEY	MODBUS RTU	98	92	6	0	196
TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES(WWTP)	PLC	SIEMENS	CABLEADO	54	56	10	7	127
LAVADO POR BOLAS(TCC)	PLC	mitsubishi	MODBUS RTU	48	34	0	0	82
GENERADOR DIESEL DE EMERGENCIA(DEG)	PLC	mitsubishi	CABLEADO	24	18	0	0	42
LIMPIEZA DE FILTROS	PLC	mitsubishi	CABLEADO	24	14	0	0	38
TOTAL				5477	2364	688	276	8767



DESCRIPCIÓN

La Central Termoeléctrica ILO21 tiene una potencia efectiva bruta de 141,46 MW y un sistema de control de tipo Coordinado.

El generador tiene una potencia nominal de 169 MVA, la tensión de operación es de 17 kV, la excitación es por diodos rotativos, y el enfriamiento por aire.

La Turbina es de tipo tandem, de condensación, con recalentamiento intermedio y doble flujo de escape al condensador

El Caldero de circulación natural, tiro balanceado, con sobrecalentamiento, recalentamiento y economizador tiene una producción de 432 t/h, a 16,57 MPa y 539°C

La Unidad cuenta con los siguientes sistemas auxiliares: Sistema de Manejo de Carbón, Sistema de Desalinización, Sistema de Demineralización, Sistema de Tratamiento de Aguas Residuales, Sistema de Manejo de Cenizas, Sistema de Circuito Cerrado de Enfriamiento, Sistema de Circuito Auxiliar de Enfriamiento.

ANEXO 4.- Índice de Figuras

INDICE DE FIGURAS

	Página
Figura 1.- Arreglo Jerárquico del Control de Planta	8
Figura 2.- Arreglo Típico de una turbina de Condensación con Extracción no controlada.	9
Figura 3.- Balance Calorífico de Caldero Turbina para una Unidad de Producción Eléctrica	11
Figura 4.- Arreglo típico de una Turbina con Recalentamiento	12
Figura 5a.- Diagrama de Bloques del Control Caldero siguiendo Turbina	14
Figura 5b.- Variación del Control Caldero Siguiendo Turbina	14
Figura 5c.- Diagrama de Bloques utilizando adelanto más retroalimentación	15
Figura 6a.- Diagrama de Bloques del Control Turbina siguiendo Caldero	16
Figura 6b.- Variación del Control Turbina siguiendo Caldero	16
Figura 7.- Diagrama de Bloques del Control Coordinado y su variación de Control	18
Figura 8.- Circuito de Flujo de Carbón Esperado	63
Figura 9.- Ejemplo de Cambio de Parámetros en función a las variaciones de la variables mencionadas.	65

ANEXO 5.- Índice de Diagramas

ÍNDICE DE DIAGRAMAS

	Página
Diagrama 1a : Operation Mode – Representación Babcock Hitachi (SH-7)	20
Diagrama 1b: ABB Elsag Bailey –APC BM-3 Operation Mode (B1 37 1)	21
Diagrama 2a: Diagrama de Bloques del Control Maestro de la Unidad (SH – UM-1)	23
Diagrama 2b: ABB Elsag Bailey – UM1 (Unit Master Control) (B 1 12 1C)	24
Diagrama 2c: ABB Elsag Bailey – UM1 (Unit Master Control) (B 1 12 2C)	25
Diagrama 3a: Diagrama de Bloques del Control Maestro de la Unidad (SH – UM-2)	27
Diagrama 3b: ABB Elsag Bailey – UM2 (Unit Master Control) (B 1 13 2C)	28
Diagrama 3c: ABB Elsag Bailey – UM2 (Unit Master Control) (B 1 13 3C)	29
Diagrama 4a: Diagrama de Bloques del Control Maestro de la Turbina (SH – UM-3)	31
Diagrama 4b: ABB Elsag Bailey – UM3 (Unit Master Control) (B 1 14 2C)	32
Diagrama 5a: Diagrama de Bloques del Control Maestro de la Caldera (SH – BMC-1)	35

Diagrama 5b: ABB Elsag Bailey – BMC-1 (Boiler Master Control) (B 1 15 2C)	36
Diagrama 5c: ABB Elsag Bailey – BMC-1 (Boiler Master Control) (B 1 15 3C)	37
Diagrama 5d: ABB Elsag Bailey – BMC-1 (Boiler Master Control) (B 1 15 4C)	38
Diagrama 6a: Diagrama de Bloques del Control de Flujo del Combustible / Demanda de Fuego (SH – FFC-1A)	40
Diagrama 6b: ABB Elsag Bailey – FFC-1A (Fuel Flow Control) (B 1 20 1C)	41
Diagrama 7a: Diagrama de Bloques del Control de Flujo del Combustible (SH – FFC-1)	45
Diagrama 7b: ABB Elsag Bailey – FFC-1 (Fuel Flow Control) (B 1 23 3C)	46
Diagrama 7c: ABB Elsag Bailey – FFC-1 (Fuel Flow Control) (B 1 23 4C)	47
Diagrama 7d: ABB Elsag Bailey – FFC-1 (Fuel Flow Control) (B 1 23 5C)	48
Diagrama 7e: ABB Elsag Bailey – FFC-1 (Fuel Flow Control) (B 1 23 6C)	49
Diagrama 8a: Diagrama de Bloques de la Razón Diesel / Carbón (FFC- 1E)	53
Diagrama 8b: ABB Elsag Bailey – FFC-1E (Oil/Coal Ratio Set) (B 1 22 1C)	54

Diagrama 8c: ABB Elsag Bailey – FFC-1E (Oil/Coal Ratio Set) (B 1 22 2C)	55
Diagrama 9a: Diagrama de Bloques del Flujo de Carbón de la Descarga Esperada a Quemador (FFC- 1C)	90
Diagrama 9b: ABB Elsag Bailey – FFC-1 (A Pulv Fuel Flow Control) (B 3 11 1B)	91
Diagrama 10a: Diagrama de Bloques del Ajuste al Alimentador de Carbón (FFC- 1B)	92
Diagrama 10b: ABB Elsag Bailey – FFC-1B (Boiler Input – Rate to Coal Feeder) (B 1 21 1C)	93
Diagrama 10c: ABB Elsag Bailey – AFC-1 (Air Flow Control) (B 1 16 2C)	94

ANEXO 6.- Índice de Curvas

ÍNDICE DE CURVAS

	Página
Curva 1: Procedimiento de Transferencia Diesel / Carbón	56
Curva 2: Procedimiento de Cambio de Carga de 71.8 a 108 MW	57
Curva 3: Procedimiento de Cambio de Carga de 108 a 71.8 MW	58
Curva 4: Procedimiento de Cambio de Carga de Carbón / Diesel	59
Curva 5: Procedimiento de Transferencia de Pulverizadores	60
Curva 6: Relación Calorías Carbón a Ganancia de MW	61
Curva 7: Curva de la Ganancia Proporcional del Maestro de Caldero	68
Curva 8: Curva de la Ganancia Integral del Maestro de Caldero	69
Curva 9: Curva de Descarga Esperada - Arranque	70
Curva 10: Curva de Descarga Esperada - Parada	71
Curva 11.- Curva de Carbón esperado de la puesta en servicio de un pulverizador	75
Curva 12.- Curva de Carbón Esperado de la salida de servicio de un pulverizador	76
Curva 13.- Fuera de Servicio de Pulverizador – Tiempos	88
Curva 14.- Puesta en Servicio de Pulverizador – Tiempos	89

ANEXO 7.- Índice de Tablas

ÍNDICE TABLAS

	Página
Tabla 1.- Salida de Servicio de Pulverizador sin Diesel – 23/05/01	77
Tabla 2.- Entrada en Servicio de Pulverizador sin Diesel – 26/05/01	78
Tabla 3.- Salida de Servicio de Pulverizador sin Diesel – 26/05/01	79
Tabla 4.- Entrada en Servicio de Pulverizador sin Diesel – 02/06/01	80
Tabla 5.- entrada en Servicio de Pulverizador sin Diesel – 4/06/01	81
Tabla 6.- Salida de Servicio de Pulverizador sin Diesel – 4/06/01	82
Tabla 7.- Resumen de Pruebas de Puesta en Servicio de Pulverizador sin Diesel desde el 13 al 18 de Mayo.	83-85
Tabla 8.- Resumen de Pruebas de Salida de Servicio de Pulverizador sin Diesel desde el 13 al 16 de Mayo.	86-87

BIBLIOGRAFÍA

1. Sam G. Dukelow: “ The Control of Boilers” . Editorial ISA, 2da Edición, Año de Edición 1991.
2. BABCOCK HITACHI – ENERSUR: “Boiler Control Loop Diagram”. Project Drawing N° XPI – 01 – C99 – LD – 14141 Rev.2
3. Symphony: “Function Code Application Manual”. Editorial Elsag Bailey. Año de Edición 1998.
4. Samuel M. Herb: “ Understanding Distributed Processor Systems For Control”. Editorial ISA. 1era Edición 1999.