

Mejillones, 18 de enero de 2019

TIPO : Informe

AUTOR : Manuel Parvu

ÁREA : Departamento de Ingeniería y Proyectos

Determinación del Mínimo Técnico de la unidad IEM 1

DISTRIBUCIÓN:

Raf Anne

Pablo Jorquera

Verónica Medina / Marco Velarde

ENGIE ENERGÍA CHILE S.A.

Av. Apoquindo 3721, pisos 6, Las Condes.
Santiago de Chile
www.engie-energia.cl



Índice

1.- Resumen ejecutivo	2
2.- Características de la unidad IEM	3
3.- Parámetros operacionales	4
La unidad tiene los siguientes parámetros de operación según el diseño del fabricante:	4
4.- Generalidades	5
5.- Mínimo Técnico para el caso de IEM 1 (MNCR=106,2 MW)	6
6.- Prueba y análisis de variables	9
7.- Conclusiones	10
8.- Anexos	11



1.- Resumen ejecutivo

El presente informe se preparó con el objetivo de declarar el mínimo técnico de operación de la unidad IEM 1 perteneciente a la empresa Engie Energía Chile cumpliendo con lo indicado en el Anexo Técnico “Determinación de Mínimos Técnicos de Unidades Generadoras”. Esta unidad empezó su construcción el año 2015 y actualmente se encuentra en pruebas de puesta en marcha.

El primer paso consistió en determinar el valor teórico del Mínimo Técnico (MT) de la unidad para operar en forma estable, segura y permanente. El siguiente paso consistió en verificar y analizar el comportamiento operacional de la unidad durante 12 horas utilizando el nivel de carga determinado en el paso anterior. El tercer y último paso consistió en verificar que la unidad cumple con la Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas (DS N°13) operando al MT encontrado en el primer paso y verificado en el segundo.

En base a lo señalado, es posible concluir que el MT de la unidad IEM 1 sin regulación de frecuencia y cumpliendo con la mencionada norma ambiental es de 106,2 MW, que corresponde al 28,3 % de la potencia máxima esperada (375 MW), valor que está totalmente dentro de lo esperado para centrales del tipo carbón pulverizado.

La limitante que impide operar a un menor nivel de potencia está dada por el flujo másico mínimo de carbón que debe pasar por los quemadores para evitar la utilización de un combustible adicional como ser diésel, operando de esta manera con 2 de los 4 molinos instalados.

2.- Características de la unidad IEM

General:

Potencias: Pmax / MT: 375 MW / 106 MW

Calentadores: 4 de alta presión, 4 de baja presión y 1 desaireador

Transformador principal: 350/442 MVA, 20kV/220 kV, trifásico, YNd11

Caldera:

Fabricante: Doosan Heavy Industries & Construction Co.

Tipo: Subcrítica, de carbón pulverizado, circulación natural y 1 domo

Combustible - Partidas: Diésel

Combustible - Operación nominal: Carbón

Cantidad de VTI / VTF: 2 / 2

Pre calentador de aire: 2

Control de NOx: Selective Catalytic Reduction fabricado por Doosan + Quemadores bajo NOx

Control de SOx: Flue Gas Desulphurization System (con Carbonato de calcio) fabricado por Doosan

Control de MP: Filtros de manga con by-pass por emergencias

Turbina

Fabricante / Potencia máxima: Skoda / 375 MW

Sistema de lubricación: Aceite forzado

Regulador de velocidad: Electrónico

Actuador válvulas de corte y control: Hidráulico

DCS: Siemens T3000

Generador:

Fabricante: Siemens

Potencia aparente: 442 MVA

Cos fi: 0,85

Voltaje en bornes: 20 kV

Corriente en bornes: 12.759 A

Corriente de excitación: 3280 A

Esquema
general de IEM:



Esquema general -
IEM.pdf

3.- Parámetros operacionales

La unidad tiene los siguientes parámetros de operación según el diseño del fabricante:

Parámetro	Valor
Carga máxima esperada (TMCR)	375 MW
Carga nominal (MCR)	354MW
Flujo agua alimentación (nominal)	984,54t/h
Flujo vapor (nominal)	984,54 t/h
Temperatura vapor principal (nominal)	568°C
Presión vapor principal	178 bara
Temperatura vapor recalentado (frio)	350°C
Presión vapor recalentado (frio)	42 bara
Temperatura vapor recalentado (caliente)	566°C
Presión vapor recalentado (caliente)	38 bara
Válvulas bypass AP / BP	2
Calendadores de agua	8 + 1 desuperheater
Vacío condensador	0.04 bara

Tabla 1: Parámetros operacionales de la unidad IEM 1

Fuente: Datos contractuales del fabricante

Para poder utilizar la misma terminología de los manuales de la unidad, es importa establecer las siguientes definiciones:

MCR: Significa carga nominal

TMCR: Significa carga máxima continua

BMCR: Significa carga máxima continua de la caldera

MNCR: Significa carga mínima continua

Los análisis y las evaluaciones de los parámetros de operación de la unidad en bajas cargas han identificado limitaciones de combustión (flujo de combustible / quemador) y limitaciones termo-mecánicas de la turbina a vapor (operación de la turbina con calidad de vapor adecuado, inestabilidad térmica en cargas bajas por el fenómeno de ventilación).

Para comprobar y demostrar el mínimo alcanzable, se ha llevado la carga de la unidad a un valor teórico de 106,2 MW que correspondería a las limitaciones de combustión (flujo total mínimo de 42 t/h carbón de referencia).

Con la carga alcanzada se operó en forma continua por 12 horas, adquiriendo información sobre los parámetros esenciales y su control efectivo.

La prueba demostró que el mínimo técnico de la unidad IEM 1 es de 106,2 MW que representa el 28,3% de la carga máxima esperada de 375 MW. La unidad puede operar en forma permanente a este nivel de potencia sin corrector de frecuencia insertado y cumpliendo con la norma de emisiones actualmente vigente.

4.- Generalidades

En las unidades térmicas de carbón pulverizado la carga mínima depende del régimen de la caldera y turbina a vapor.

a. Caldera – Combustión

Para la caldera hay dos indicadores importantes:

- La capacidad de combustión, y
- el rango versátil de regulación, es decir, el turndown ratio de los quemadores.

El turndown ratio en una definición simple que expresa la razón entre el máximo y el mínimo controlable de un componente, en el caso práctico de los quemadores sería su flujo térmico máximo (por ende el flujo másico máximo) dividido entre su flujo térmico mínimo controlable (y sin quemadores de diésel de apoyo).

Evidentemente el turndown ratio es un criterio que debe tomar en consideración la estabilidad termodinámica y debe necesariamente satisfacer las normas de emisiones en el rango completo de operación, por lo tanto también en carga mínima.

b. Turbina

El mínimo técnico obtenido en punto a) se debe considerar para el funcionamiento de la turbina a vapor como sigue:

- Título o calidad del vapor salida de la última etapa de la turbina (sujeto a carga de la unidad).

Uno de los indicadores importantes para la operación continua de la turbina de vapor es el régimen de expansión de la turbina de baja presión, específicamente la condición del vapor en la salida de la turbina, definida por el título o calidad del vapor en la última etapa del cuerpo de baja presión. La temperatura de ingreso en el cuerpo de baja presión depende en forma directa de la carga de la turbina, por lo tanto es esencial definir una expansión del vapor hasta una temperatura que asegure un título de vapor > 90% (90% título significa funcionamiento de la turbina de BP con 10% humedad por debajo de la curva de saturación). Lo indicado es

fundamental en el diseño de la turbina de baja presión dado que un título <90% en una operación continua produce erosión de las paletas de dicha turbina.

- Inestabilidad térmica en el cuerpo de alta presión (AP) que ocurre con los flujos bajos de vapor apareciendo el fenómeno de ventilación que produce un estancamiento del flujo de vapor resultando en un calentamiento del cuerpo de alta presión de la turbina.

El fenómeno de ventilación en el cuerpo de AP obligaría a tiempos de operación limitados con cargas menores que la admisible (En estos casos y para proteger la turbina, el sistema de control turbina induce un bypass del cuerpo de AP para proteger ante ventilación).

- Funcionamiento de las extracciones de la turbina

Las extracciones de vapor de una turbina están agrupadas en extracciones de vapor de baja presión y extracciones de vapor alta presión.

En la mayoría de las máquinas existentes, las extracciones se habilitan en una cierta secuencia: las de baja presión se pueden habilitar apenas la unidad se sincroniza (incluyendo el desgasificador) y las extracciones de alta presión se deben habilitar de forma segura en un cierto valor de presión de vapor de las etapas de extracción (para asegurar el correcto flujo hacia los calentadores de agua).

Las condiciones de arriba deben ser compatibles con el cumplimiento de las normas de emisiones vigentes, las que se indican a continuación para fuentes emisoras nuevas:

Combustible	Material Particulado	Dióxido de Azufre	Oxidos de Nitrogeno
Sólido	30mg/Nm ³	200mg/Nm ³	200mg/Nm ³
Líquido	30mg/Nm ³	10mg/Nm ³	120mg/Nm ³
Gas	n/a	n/a	50mg/Nm ³

Tabla 2: Límites de emisiones ambientales

Fuente: Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas (DS N°13)

5.- Mínimo Técnico para el caso de IEM 1 (MNCR=106,2 MW)

La caldera está diseñada con 4 molinos y con 20 quemadores en 4 filas (un molino para 5 quemadores por fila). En operación normal, para alcanzar la TMCR=375MW utilizando carbón de referencia (evidentemente también para MCR=354MW), se requieren 3 molinos.

Tal como se podrá apreciar en el Anexo N°2, se tienen lo siguiente:

Parámetro	Filas quemadores
Cantidad	4
Capacidad máxima	8,388 t/h por quemador
Turndown ratio	2
Capacidad mínima	4,194 t/h por quemador
Mínimo operable	2 filas de 5 quemadores
Flujo de carbón al mínimo operable	41,94 t/h

Tabla 3: Límites de emisiones ambientales

Fuente: Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas (DS N°13)

En base a esta información, el mínimo técnico de operación se tiene cuando la caldera está con 2 filas de quemadores en operación, utilizando 10 de ellos, los que consumen un total de 41,94 t/h de carbón sin necesidad de utilizar combustible diésel adicional de apoyo.

El carbón de referencia considerado en el análisis tiene las siguientes características:

LHV	5577kcal/kg
HHV	5857 kcal/kg
Humedad	13.07%
Ceniza	12.61%
Azufre	0.64%
Materia volátil	31.56%
Carbón fijo	42.76%

Tabla 4: Características del carbón de referencia

Fuente: Datos contractuales con el fabricante de la unidad

Por lo tanto, según el número de molinos, quemadores por fila y los turndown ratios asociados se evalúa que la carga mínima operable en forma continua es con 2 molinos y 10 quemadores (2x5).

El valor de potencia mínima que se obtiene se determina con la condición térmica de la turbina a vapor para las tres restricciones: título, estabilidad térmica del cuerpo de AP y el régimen de las extracciones de vapor. En el caso mencionado se esperan títulos del vapor >90%.

Titulo vapor:

El fabricante de la turbina a vapor, Doosan Skoda, ha definido los límites de funcionamiento de cuerpo baja presión con humedad $\leq 10\%$ en función del vacío en condensador (el límite de expansión isentropica del vapor en cuerpo de BP) ver Anexo 3.

El fabricante ha implementado el módulo de lógica de control de turbina (ves extracto del manual TCS Turbina vapor PIEM-32200-N-SA-SKO-05-014_B_LOGIC DIAGRAMS, LCM module, block 92) que representa la curva de carga vs vacío – modulo que protegería la turbina para los casos fuera del rango.

El intervalo de carga 68-106MW es un rango prohibido por el fabricante por las siguientes limitaciones:

- Los quemadores de carbón no pueden funcionar en forma estable con una carga menor de 28,6 MWth / quemador equivalente a 4194kg / h / quemador - turndown ratio de los quemadores es 2 (ver Anexo 2 que es un extracto del manual de operaciones del quemador: "Coal Burner O&M Manual_PIEM-01000-G-OM-DHI-05-027_Z")
- Impacto en la turbina a vapor: Existiendo un intervalo de inestabilidad térmica para el cuerpo de alta presión entre 68-90MW (en operación continua) observado durante los arranques en frio, templado y caliente.
- No cumple con la norma de emisiones vigentes,
- Para tener una combustión estable, la unidad debe obligatoriamente operar con un solo molino (una fila de quemadores), lo que significa que por cualquier inestabilidad del mismo molino en marcha resultaría en el disparo de la unidad.
- La temperatura de los gases de entrada al SCR estarían por debajo de los valores de operación normal.
- La temperatura de los gases salida chimenea $< 50^{\circ}\text{C}$ (incumplimiento RCA).

Extracciones:

Para el caso de las extracciones de vapor de alta presión, se deben confirmar durante la operación, pero se estima teóricamente que su habilitación es compatible con el valor de carga arriba mencionado.

Emisiones de gases:

Para cumplimiento de las normas nacionales de emisiones se ha considerado operar la unidad con la carga indicada y evaluar las limitaciones térmicas de inyección de amoníaco (NH_3) en el SCR. En el caso de IEM 1, la temperatura debe ser $\geq 305^{\circ}\text{C}$ (límite inferior) para operación continua del SCR. Ver también las instrucciones en el extracto del manual de operación de SCR Anexo 4A/ 4B y 5.

El sistema de mediciones de gases de la unidad (CEMS) estuvo aprobado y validado frente SMA (Superintendencia de Medio Ambiente) para varias cargas.

6.- Prueba y análisis de variables

Las pruebas iniciaron el 10 de enero de 2019 a hrs 07:00 terminando a hrs. 19:00. Durante las 12 horas de operación continua se adquirieron datos operacionales para evidenciar la teoría desarrollada en el capítulo de arriba. En los anexos se adjuntó el material de apoyo para la operación en mínimo técnico.

Resumen de la maniobra operacional:

La unidad se encontraba con una carga de 354MW y se inició la reducción en control coordinado hasta alcanzar el límite de flujo de combustible descrito en el inciso 5 correspondiente al Turndown ratio de los quemadores igual a 2 (específicamente, se tuvo un flujo de carbón de 42t/h).

Nota: El flujo de combustible durante la prueba (42.97t/h) estuvo levemente sobre el calculado (42t/h) debido a la compensación del blow down que estaba con una apertura mínima asegurando la pureza del vapor (silica).

Revisión de estabilidad de la unidad:

Caldera

Estabilidad control agua alimentación domo: Anexo 7A - La válvula de control 30% carga completamente cerrada (fuera rango control). La válvula de control 100% carga con apertura 12% (entrada en rango de regulación).

Estabilidad parámetros vapor principal / vapor recalentado:

- Presión – Anexo 7A / Anexo 7B– Presión en rango correspondiente a 30% carga: 99barg=100bara /
- Temperatura: Anexo 7A / 7B / 8: Temperaturas en rango normal de operación sostenidas de atemperaciones.
- Válvulas de Bypass de alta / baja presión cerradas: Anexo 13

Estabilidad de combustión: Anexo 9 / Anexo 10 / Anexo 11 / Anexo 12. Flujo mínimo quemadores. En Anexo 10 - Flujo de combustible sin apoyo de quemadores de petróleo (en recirculación IN-OUT = 0 t/h diésel).

Anexo 14: Sistema aire gas

- Límite inferior admisible temperatura gases de salida hogar.
- Temperatura gases chimenea 46.4 levemente inferior a 50°C (requisito de la RCA).
- Exceso aire 40% ves también grafico ANEXO 15 entonces exceso oxígeno (aprox. 6%)
 $\%O = 20,9x\%aire / (100+\%aire) = 5.97\%$

Emisiones de gases (decreto 13 Ministerio del Medio Ambiente): Anexo 16/ Anexo 17A/17B
Cumple la norma de emisiones (SO₂ / MP/ NO_x). Temperatura entrada SCR límite inferior alcanzado.

Funcionamiento turbina a vapor: Durante la prueba turbina opero sin perturbaciones o limitaciones que está representada por las respuesta de las:

Válvulas de control: Anexo 18: Alta presión: 3 abiertas 1 cerrada / Media presión 2 en apertura 33%

Comportamiento termo mecánico turbina:

- Anexo 19 / Anexo 20 Prestación normal turbina vapor con valores de Vibraciones, expansiones térmicas y temperaturas cojinetes en rangos aceptable.
- Anexo 21: Extracciones turbina en servicio y vacío condensador 0.03bara (temperatura entrada agua de mar 15°C). Título vapor en cuerpo BP levemente <90%.

7.- Conclusiones

El enfoque principal del presente informe es comprobar el valor teórico entregado por el fabricante a través de un test operacional.

En el informe se ha presentado la metodología para determinar la carga mínima continua, que consistió en identificar las limitaciones del equipamiento principal: Caldera, Turbina, cumplimiento de las normas ambientales y la RCA de la unidad.

La prueba de la carga mínima tuvo como objetivo llevar la unidad a los valores mínimos de combustión (específicamente 42t/h) monitoreando la carga alcanzada y comprobando la respuesta a las limitaciones de todos los sistemas y equipamiento asegurando el cumplimiento de las normas de emisiones vigentes y la Resolución de Calificación Ambiental aprobado por SMA.

Principales conceptos utilizados:

Combustión caldera: Determinación del límite inferior de los elementos de combustión: molinos (pulverizadores) y quemadores a través del turndown ratio (Max/Min):

Quemadores (5/ molino): T/D =2

Se concluye que la potencia térmica mínima de los quemadores determinará el flujo de combustible mínimo para estabilidad de la llama: 4,194 t/h / quemador = 5 x 4.194 t/h =21t/h por molino.

Respuesta dinámica turbina: determinación del límite inferior para turbina considerando la expansión isentrópica hasta la curva de saturación correspondiente al vacío del condensador manteniendo el título del vapor > 90%. Según los análisis se presenta el módulo de control de la carga según vacío condensador y se determina que la carga de operación de la turbina de manera estable, continua y segura es de 106,2 MW que correspondería a 30%MCR asegurando un título de vapor mínimo sin consecuencias destructivas para la última etapa de la turbina de BP.

Las cargas inferiores a 106,2 MW son cargas prohibidas por el fabricante por los impactos de la combustión de la caldera y la estabilidad termo-mecánica de la turbina (calentamiento cuerpo de AP por el efecto de ventilación).

A través de la prueba se observó que las cargas inferiores a 106,2MW producen incumplimiento de las normas NOx debido a que el SCR quedaría fuera del rango aceptable de operación (temperatura gases entrada reactor >305).

Según los análisis y las pruebas efectivas realizadas en la fecha indicada se concluye que el mínimo técnico de la Unidad IEM 1 es de 106,2 MW en control coordinado sin corrector de frecuencia La carga mencionada satisface todos los parámetros operacionales, ofreciendo estabilidad, seguridad para el personal y la unidad, cumpliendo con las normas de emisiones nacionales.

8.- Anexos

Anexo 1: Fotos de la unidad

Anexo 2: Extracto de las características del quemador (Turndown ratio T/D=2)

Anexo 3: Modulo de control TS3000 - la función Carga vs Vacío para turbina vapor: limitación de título vapor en cuerpo baja presión con representación gráfica del Módulo de control carga vs vacío.

Anexo 4A/4B: Extracto del manual de operación para SCR con indicación del límite inferior de funcionamiento de inyección amonnia (NH₃):305°C

Anexo 5: Temperatura gases entrada SCR vs carga

Anexo 6: Diagrama de balance energético 30% carga en Presión deslizante (control coordinado).

Anexo 7A/7B: Tendencia de parámetros térmicos

Anexo 8: Sistema de atemperación vapor sobrecalentado y recalentado

Anexo 9: Sistema de pulverizadores

Anexo 10: Sistema inyeccion petroleo

Anexo 11: Pulverizador C

Anexo 12: Pulverizador D

Anexo 13: Valvulas bypass AP/BP

Anexo 14: Sistema aire gas

Anexo 15: Exceso de aire vs carga

Anexo 16: Trend CEMS

Anexo 17A/17B: Sistema reductor NOX - SCR / FGD

Anexo 18: Valvulas de control turbina

Anexo 19: Vibraciones turbina

Anexo 20: Temperaturas cojinetes turbina

Anexo 21: Turbina a vapor / Extracciones / Vacío condensador

Anexo 22: Control coordinado (Master Unit control)

Anexo 23: Diagrama electrica simplificada Generador – Subestacion GIS

Anexo 1

Unidad IEM 1 de 375 MW:



Anexo 2



2.4 Coal Burner General Information and Process Characteristics

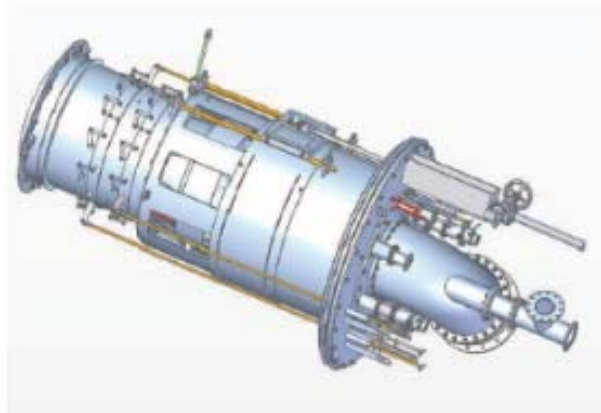
Low NOx Burner Development

Designed for Both New Build and Retrofit Application

- High Integrity
- Lower NOx
- Enhanced Combustion Efficiency

Designed for Both New Build and Retrofit Application

- Reduced combustion zone stoichiometry
- Controlled swirl for enhanced fuel / air mixing
- New flame holder design for optimum fuel rich combustion



Specification

- Type ; Low Nox Burner
- Manufacturer ; DOOSAN
- Heat input per burner, kcal/h(MWth) @ BMCR ; 49.2 x 106(57.2)
- Capacity per burner, kg/hr ; max. 8,388
- Turndown ratio ; 2 to 1
- Number of Burner ; 5 per pulverizer, 20 per boiler
- Position of burners in furnace ; Front & Rear Wall

Anexo 3

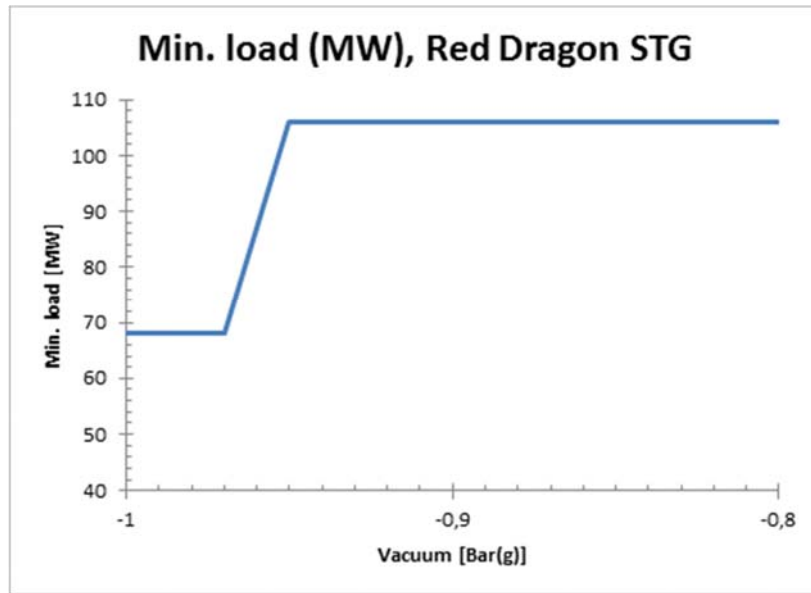


Setting parameters

214/B

LCM (Load Control Module)

ITEM	ADJUSTMENT	NOTE
10	range 0-100 % position	PI controller
	F ... k = 0,8 [-]	
	T = 2,2 [s]	
	I ... > 100 % range/s	
20	range 0-400 MW	set point of el. load
	I ₁ ... > 100 % range/s	
	I ₂ ... = input value S (MW/min)	
	I ₃ ... = 15 % range/min. ... 60 MW/min.	
S ... > 100 % range/s		
21	range 0-25 MW	set point of initial load
	I ₁ ... > 100 % range/s	
	I ₂ ... > 100 % range/s	
22	range -30+30 MW	time constant of frequency corrector
	I ₁ ... > 100 % range/s	
	I ₂ ... = 1 % range/s ... 0,6 MW/s	
	I ₃ ... = 1 % range/s ... 0,6 MW/s	
23	range 0-400 MW	upper limit
	I ₁ ... = 0,25 % range/s ... 1 MW/s	
	I ₂ ... = 0,25 % range/s ... 1 MW/s	
24	range 0-375 MW	lower limit
	I ₁ ... = 0,27 % range/s ... 1 MW/s	
	I ₂ ... = 0,27 % range/s ... 1 MW/s	
25	range 0-44 MW/min	set point of el. load gradient
	I ₁ ... > 100 % range/s	
	I ₂ ... = 23 % range/min ... 10 MW/min	
	I ₃ ... > 100 % range/s	
90	f(x) parameterizable function	frequency corrector
	range 0-60 Hz	
	Frequency 49,9-50,1 Hz	
	Deadband 0-100 mHz	
	Drop 4-12 %	
	Saturation 4-35 MW	
91	f(x)	set initial load
	x: IP mean integral temp. [°C]	
	y: initial load [MW]	
	x 0 120 405 460 600	
	y 18 18 38 106 106	
92	f(x)	minimal load
	x: vacuum [bar]	
	y: minimal load [MW]	
	x -1,00 -0,97 -0,95 1,50	
	y 68 68 106 106	



Anexo 4A



- Receiving "Auto Stop" signal from DCS

- If dilution air blower B is selected by an operator, the operating concept is the same as above. (Duty B)

2) Ammonia Injection Valve

- The initial operation of ammonia injection valves(05HSJ92/93AA101) and flow control valves(05HSJ92/093AA201) shall be open after receiving running signal of a dilution air blower on the condition that the ammonia vaporization unit is in service and the flue gas temperature at SCR reactor inlet is above 305°C.
- Ammonia injection valves and flow control valves shall be closed under the following conditions;
 - Flue Gas Temperature at SCR Reactor Inlet: below 305°C
 - Dilution Air Flow: below 1,890Nm³/h
 - Dilution Air/NH₃ Ratio: Air< 93%, NH₃> 7%
 - Stop Signal from Dilution Air Blower
 - Master Fuel Trip
- Ammonia injection flow control valves(05HSJ92/093AA202) for stand-by shall be open if the deviation between the valve position feedback signal and the actual valve opening signal from DCS is more than 10%.

5.2.4 Spray Water System

Service water shall be supplied for auto-mode operation of spray water system.

1) Spray Water for Tank Lorry & Compressor

- Water spray valve (05HSJ62AA101) shall be open when ammonia is detected above 30ppm by an ammonia gas detector (05HSJ01CQ001, 05HSJ11CQ001) installed in tank lorry & compressor area and the valve shall be closed when the ammonia concentration becomes below 10ppm after spray water.

2) Spray Water for Ammonia Storage Tank

- Water spray valve (05HSJ63AA101) shall be open when ammonia is detected above 30ppm by an ammonia gas detector (05HSJ21CQ001, 05HSJ21CQ002) installed in the ammonia storage tank A and the valve shall be closed when the ammonia concentration becomes below 10ppm after spray water.
- Water spray valve (05HSJ64AA101) shall be open when ammonia is detected above 30ppm by an

Anexo 4B



6. System Operation Descriptions

6.1 Normal Start-up

The operator shall select one of ammonia flow control valves (FCV) installed two per reactor in DCS before start-up. The selected FCV is a duty and the other one is a stand-by.

FCV shall be controlled according to the boiler flue gas flow and NO_x value measured by NO_x analyzer installed at SCR reactor inlet and outlet. If ammonia injection allowable temperature is out of range, one of critical factors for De-NO_x efficiency, the catalyst can be damaged. Therefore, the allowable operating temperature should be observed.

The range of ammonia injection allowable temperature shall be from 305°C to 400 °C.

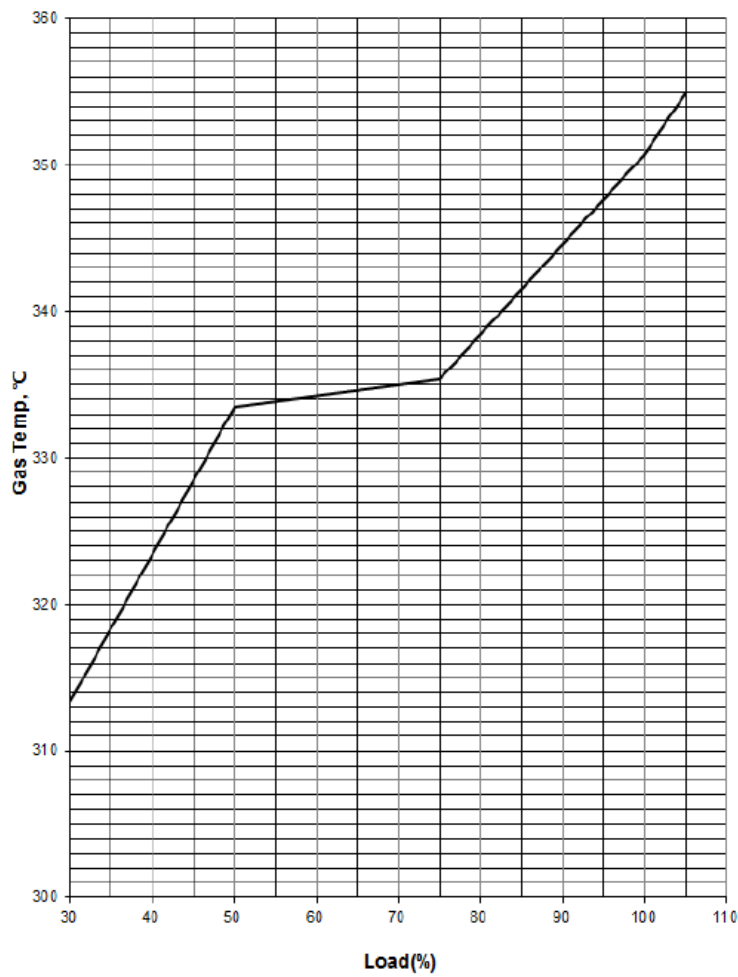
- Steam for the vaporizer shall be supplied five (5) hours before boiler start-up and the ammonia vaporization system shall be operated simultaneously with boiler start-up.
- Verify that the flue gas analyzers (i.e. NO_x and O₂) are in service.
- Verify the ammonia shut-off valve is closed, switch the ammonia flow controller to "Manual" and set the ammonia flow control valve closed.
- Start up one of dilution air blowers after ID fan start-up, and verify that the dilution air flow is over the minimum design value in operation
- Start-up the Plant watching the flue gas temperature at the SCR inlet and outlet, the catalyst temperature, and the combustion condition of boiler system.
- Verify that the ammonia gas pressure is at the design value.
- Open the NH₃ shut-off valve, if the following conditions are satisfied;
 - Gas temperature at the SCR inlet exceeds 305 °C maintaining over 5 minutes
 - NH₃ facility and all instruments are ready
- Supply ammonia to the ammonia/air mixer by manual adjustment of the flow control valve, and introduce NH₃/air mixture to the ammonia injection grid.
(Before ammonia injection to the SCR system, butterfly valve of ammonia injection header shall be open)
- Increase NH₃ gas flow rate to attain set De-NO_x efficiency and then change over NH₃ flow controller to "Automatic" mode.
- Make sure that the SCR system is operating in stability.
- At a minimum, the following operation data should be recorded;
 - NH₃ supply data (flow rate, pressure, tank level, etc.)
 - NH₃ injection flow rate
 - NO_x concentration at SCR reactor inlet and outlet
 - O₂ concentration at SCR reactor inlet and outlet
 - NH₃ concentration at SCR reactor outlet

Anexo 5

PEEM Thermal Power Plant

BMCR (=TMCR)	MCR	75% MCR (Sliding)	50% MCR (Sliding)	30% MCR (Sliding)
-----------------	-----	----------------------	----------------------	----------------------

Gas Temp. vs. Load



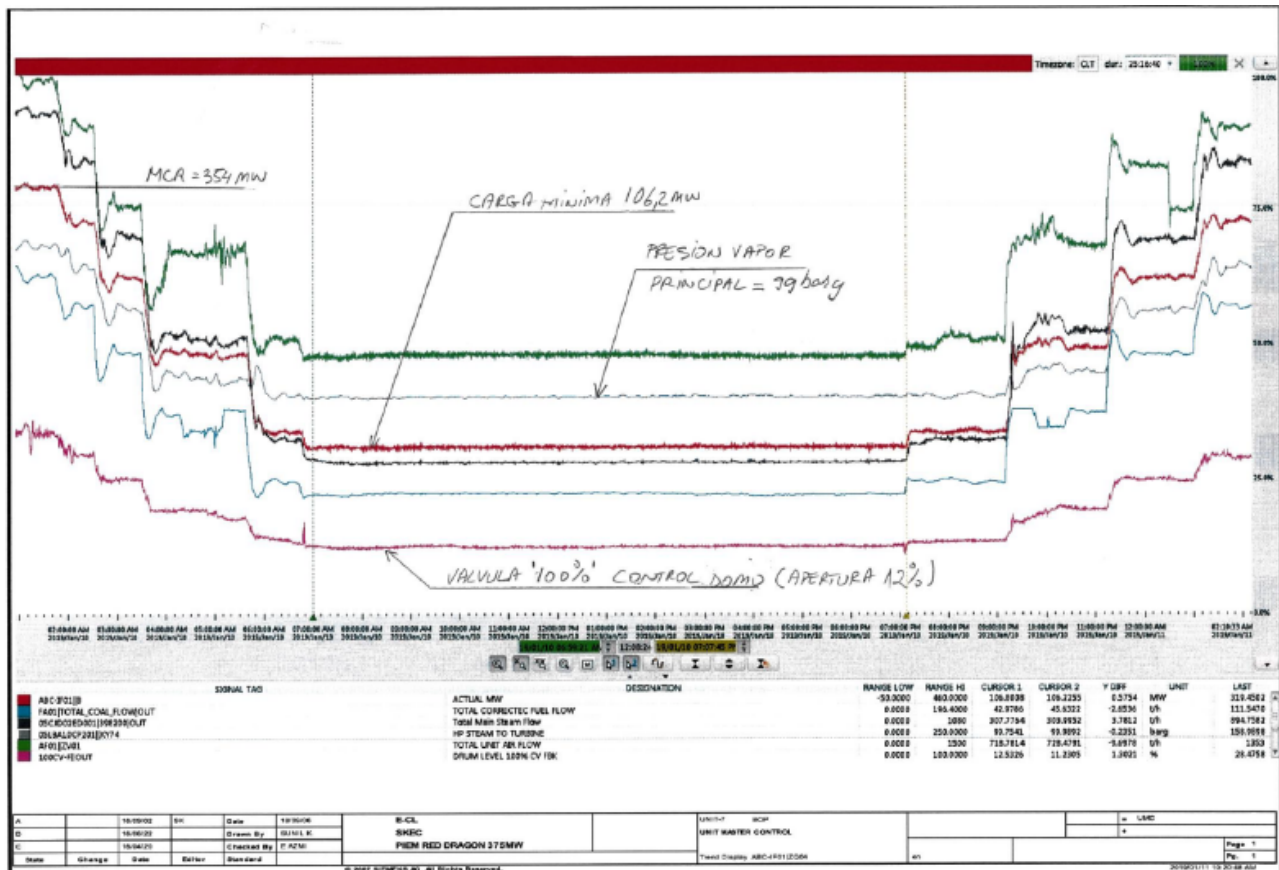
Anexo 6

Balance Energético al 30% de MCR

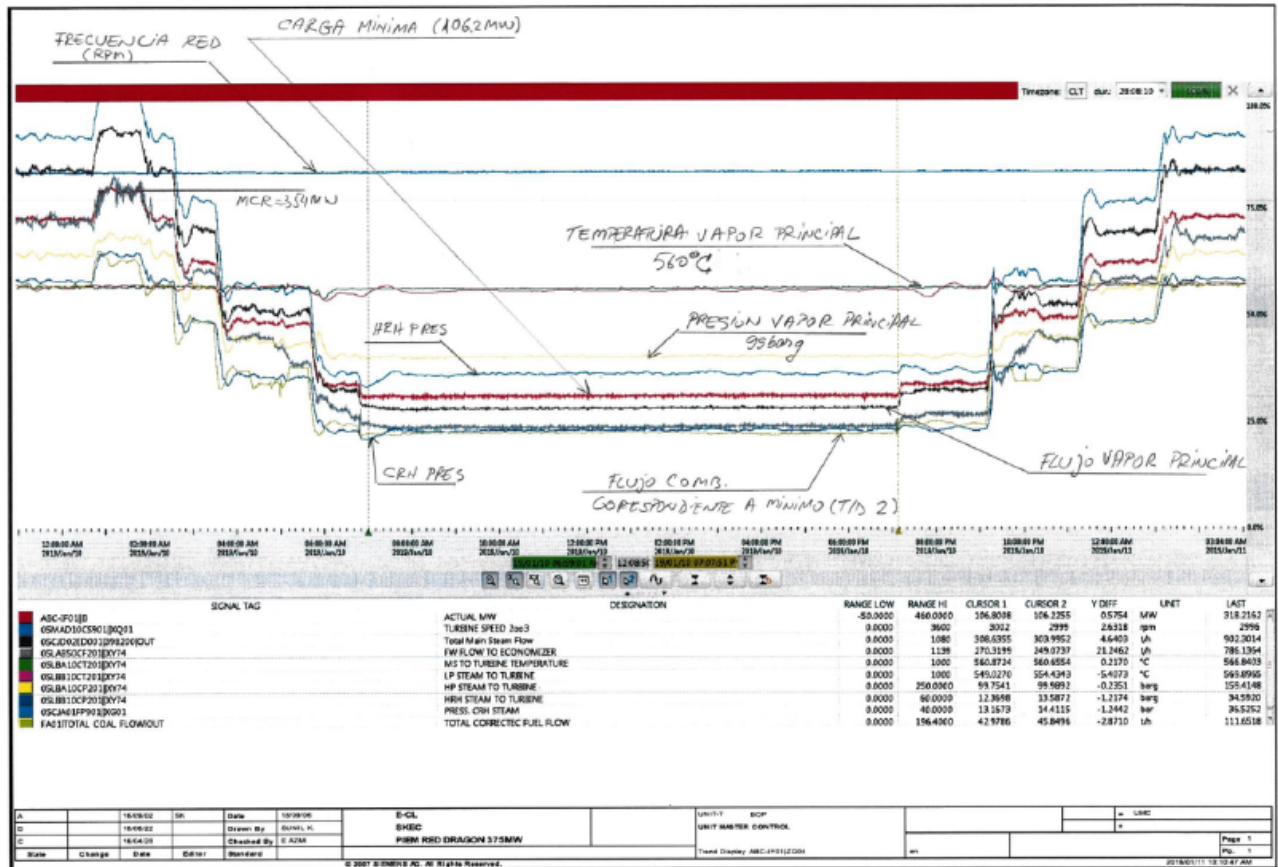


Heat balance - 30%
de MCR.pdf

Anexo 7A

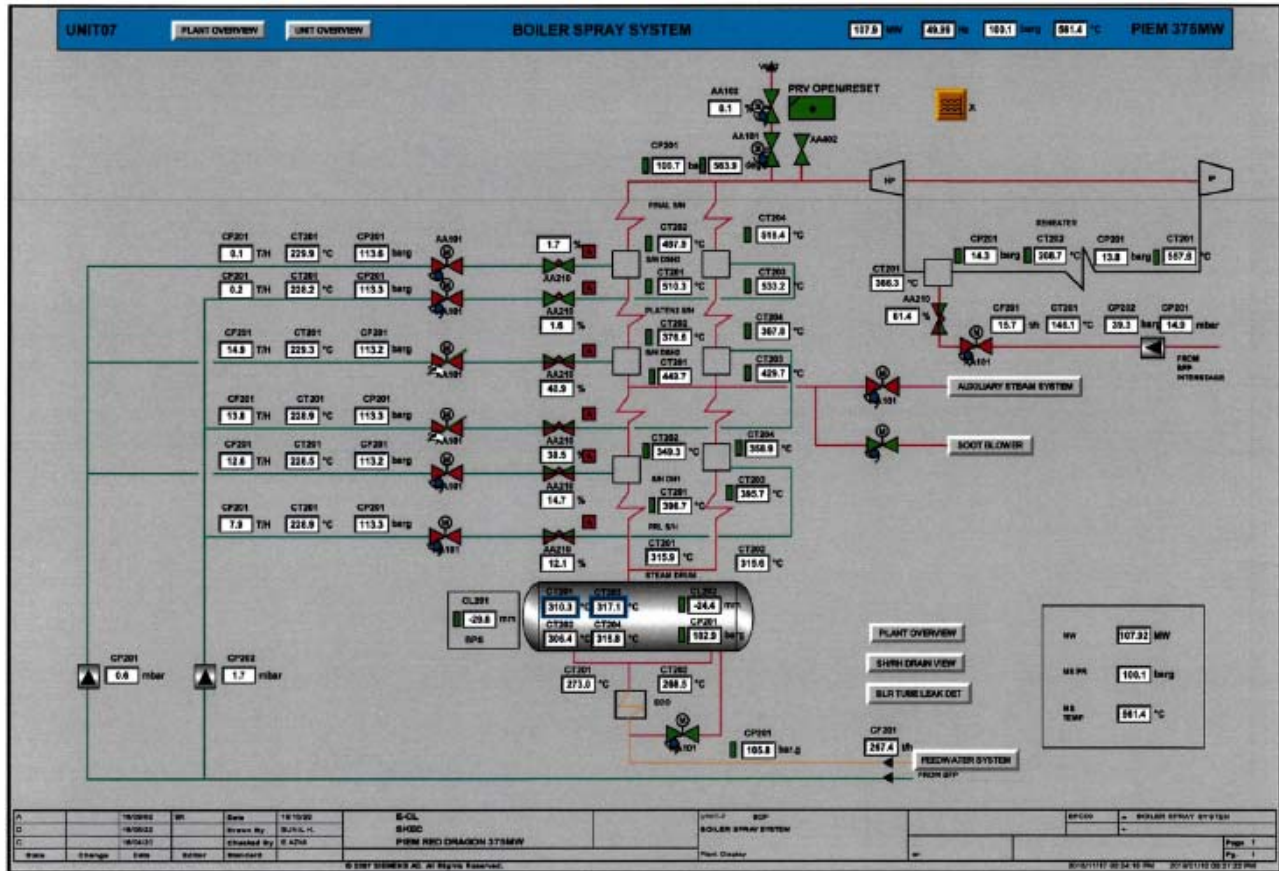


Anexo 7B



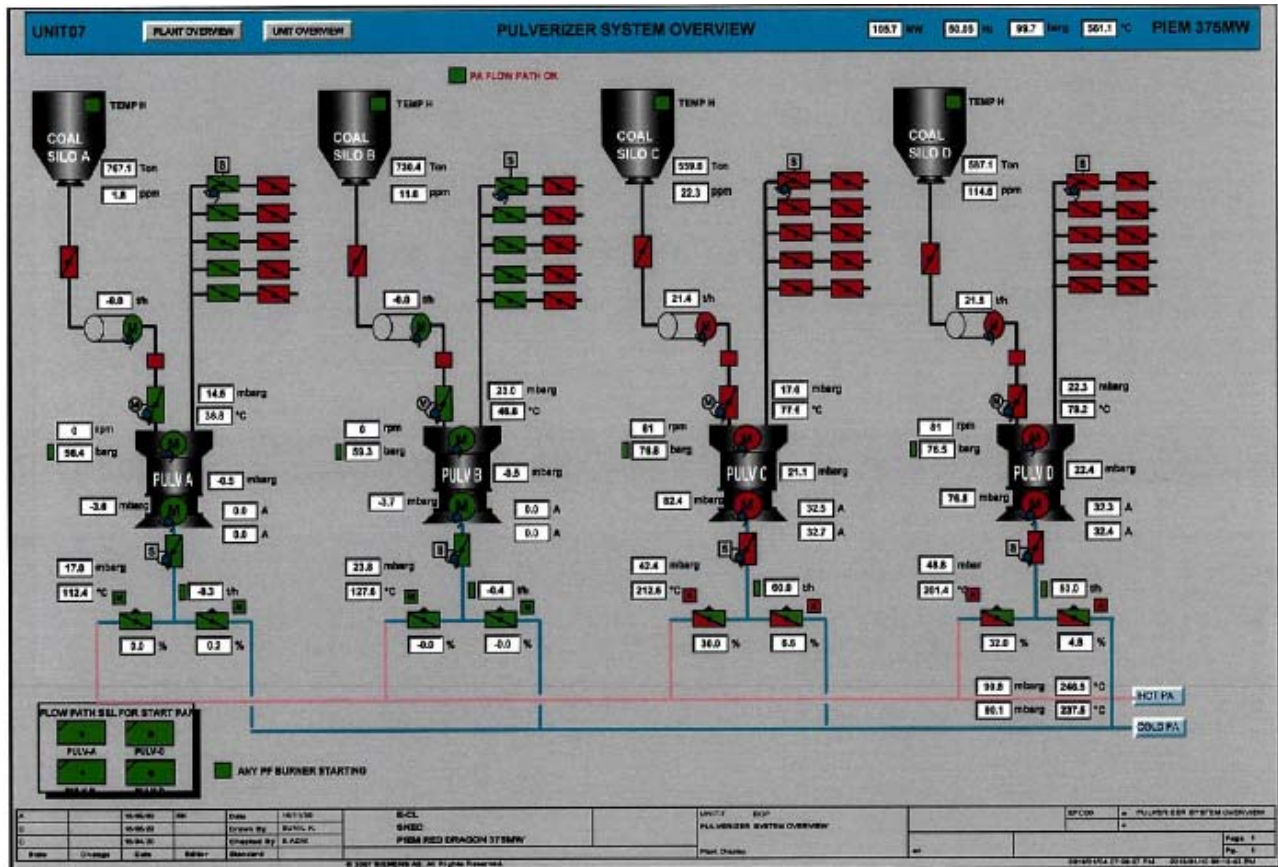
Anexo 8

Sistema atemperación vapor sobrecalentado y recalentado



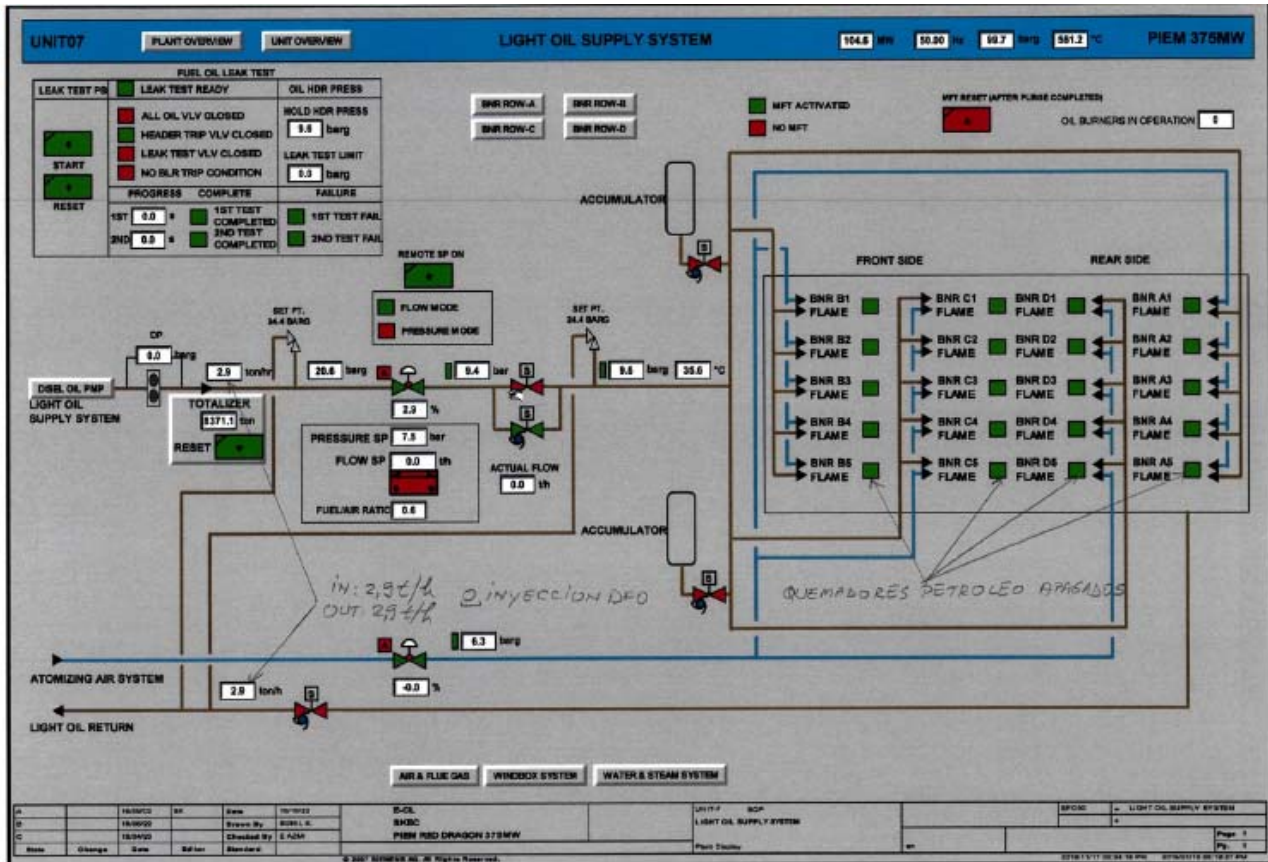
Anexo 9

Sistema de pulverizadores (C y D en marcha, A, B en stand by)



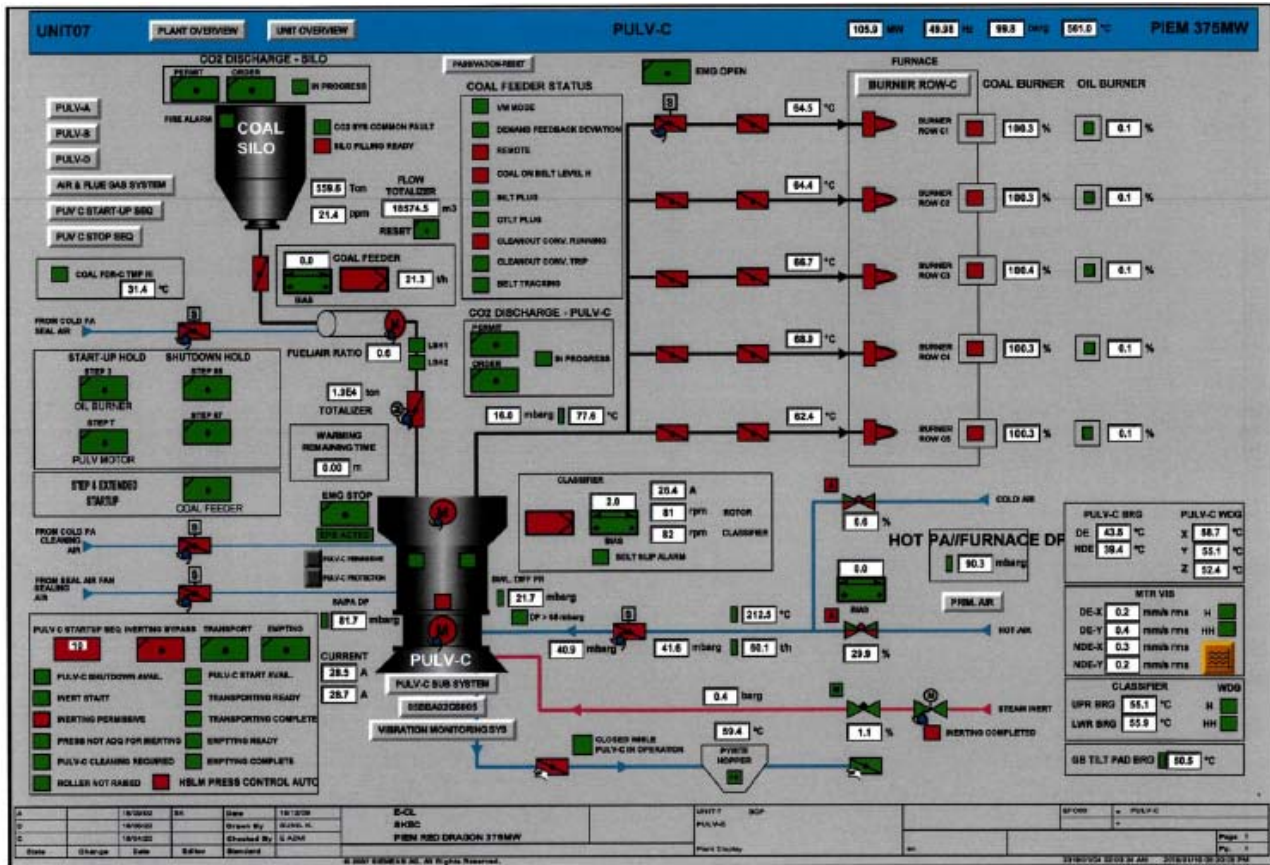
Anexo 10

Sistema de inyección petróleo Diesel



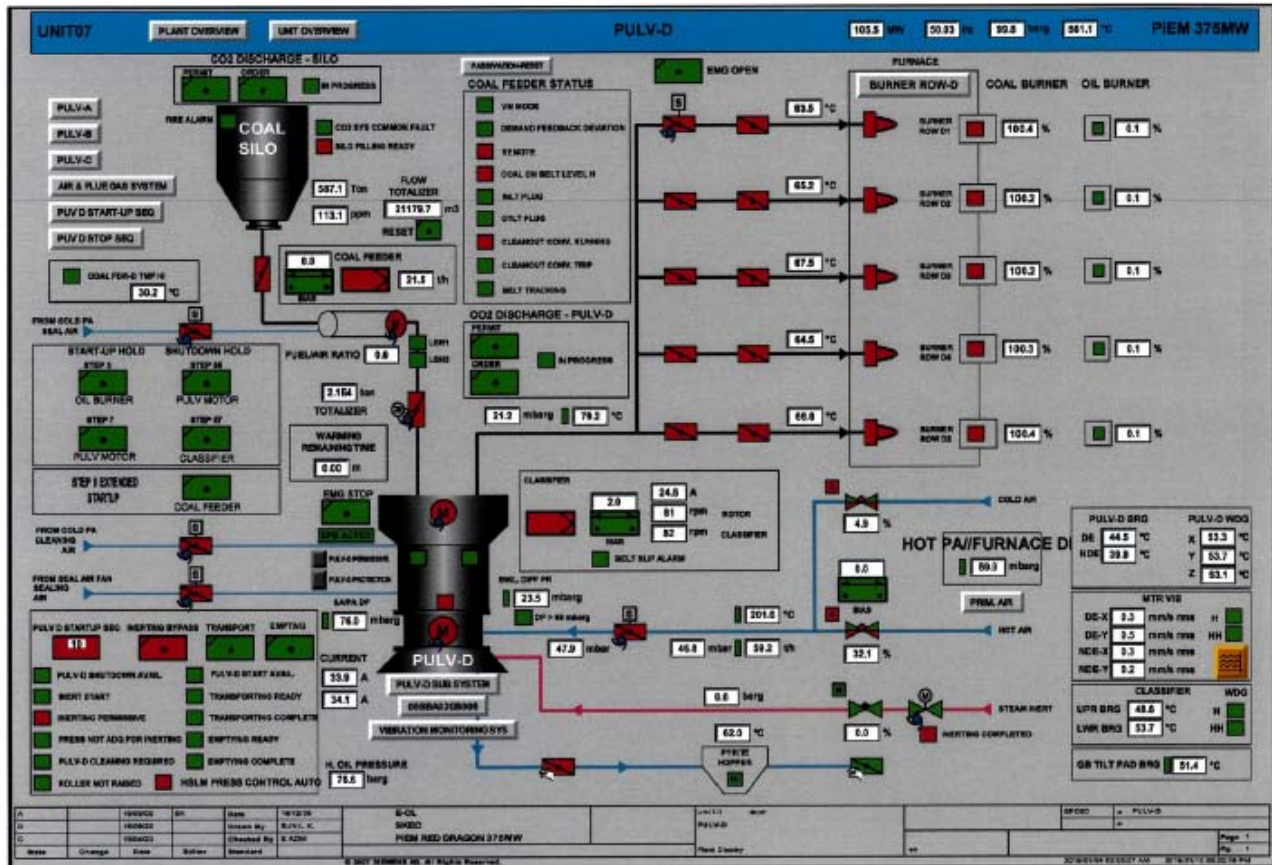
Anexo 11

Pulverizador C



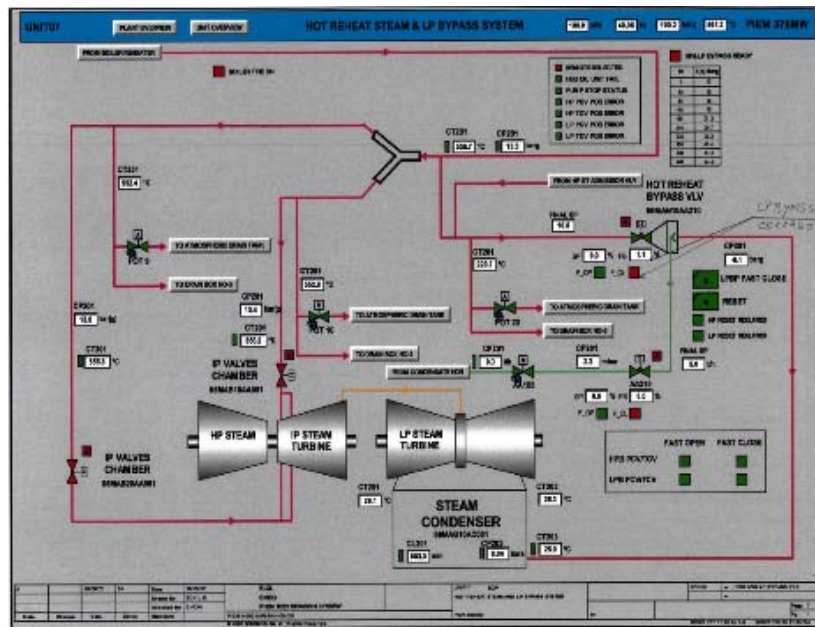
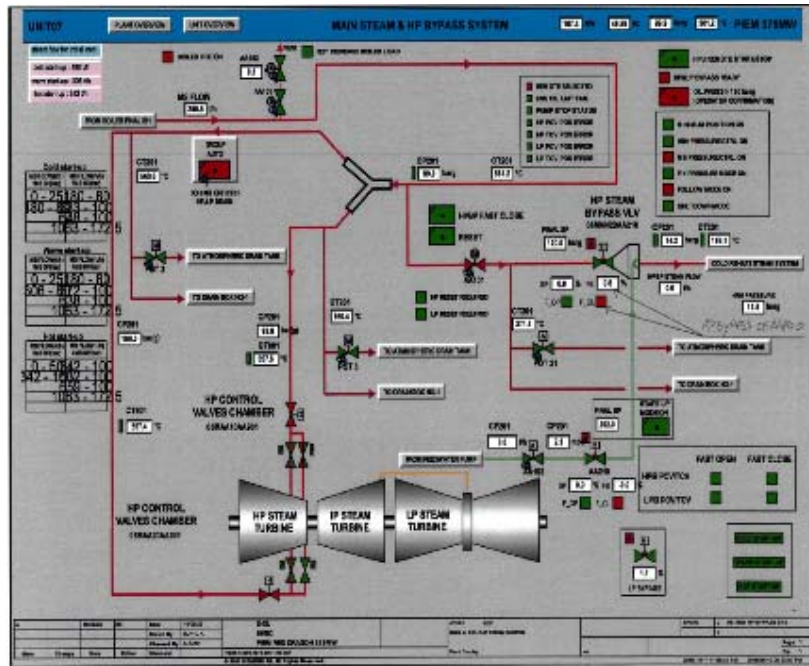
Anexo 12

Pulverizador D



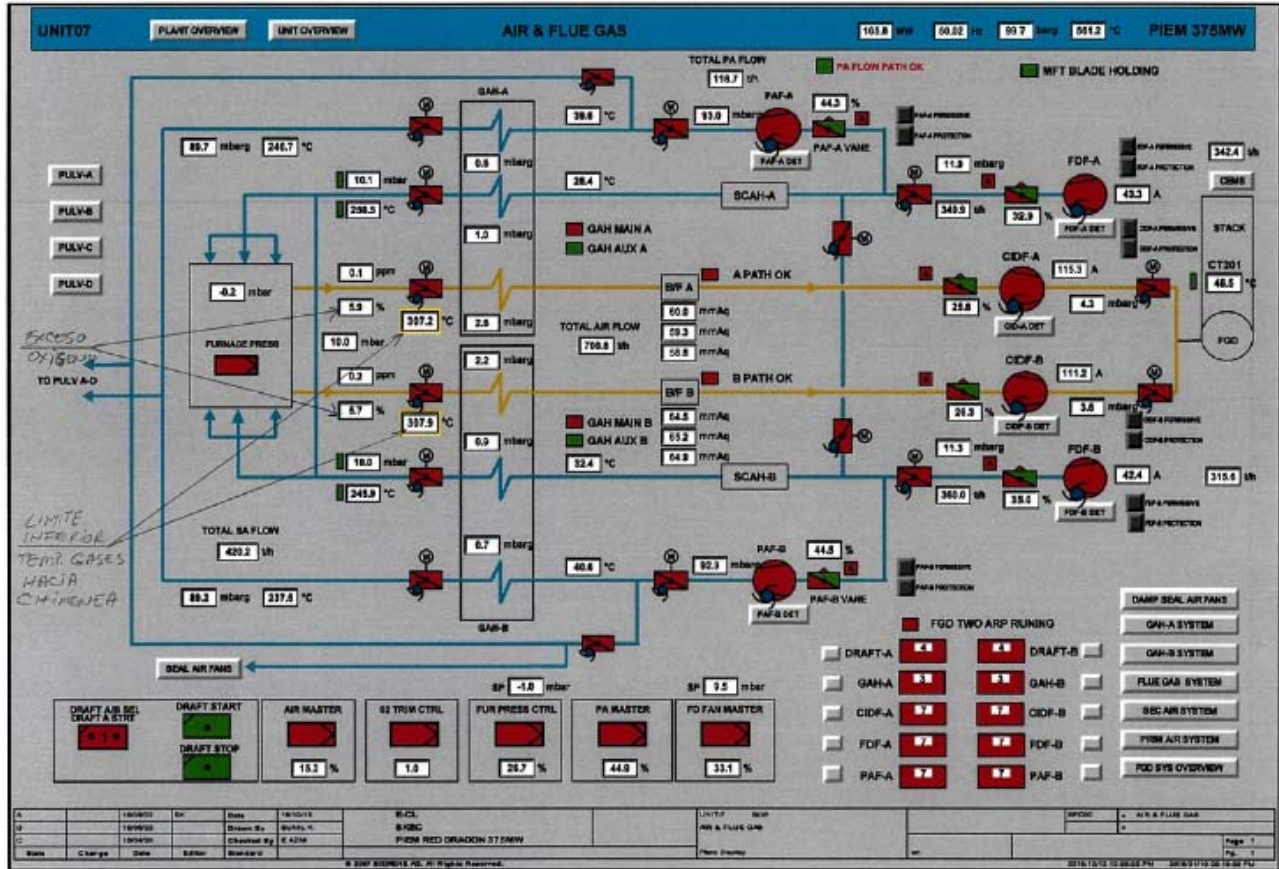
Anexo 13

Válvulas bypass AP/ BP (cerradas en mínimo técnico)



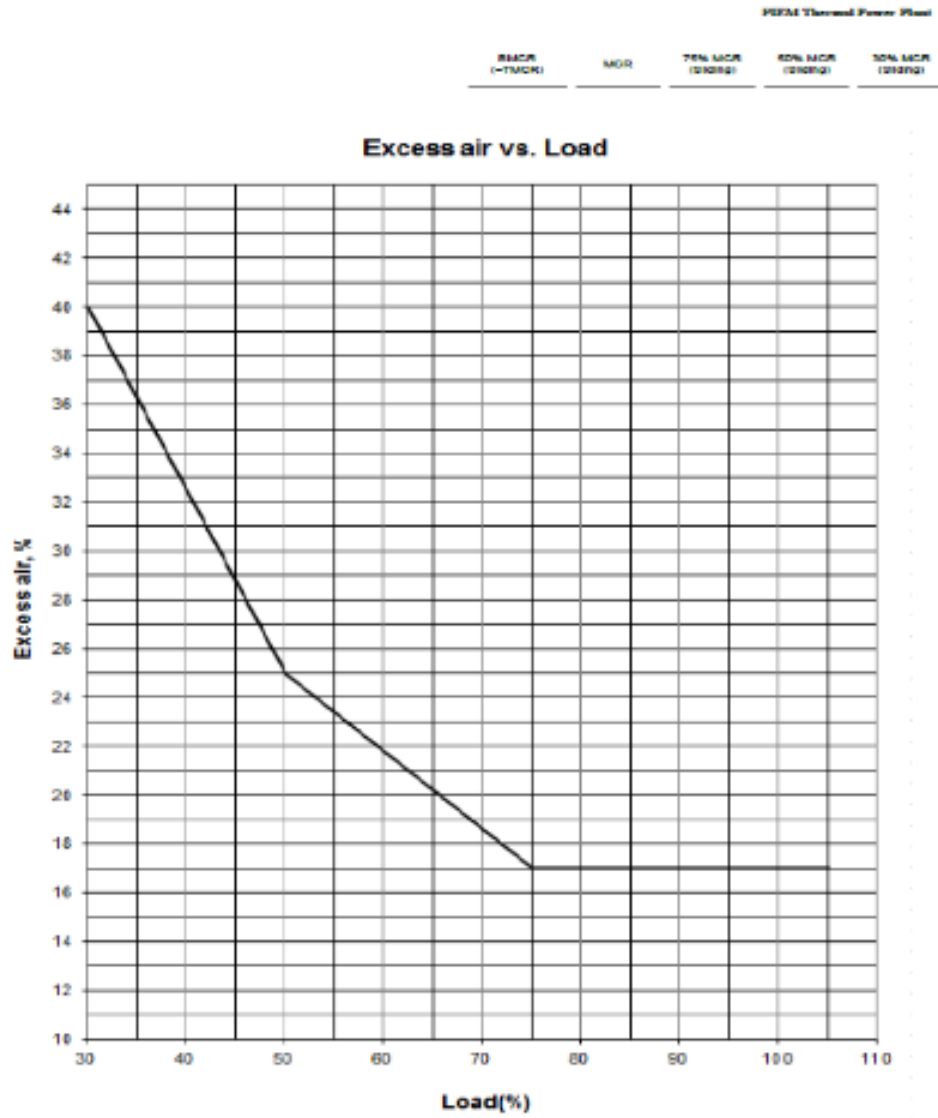
Anexo 14

Sistema aire – gas



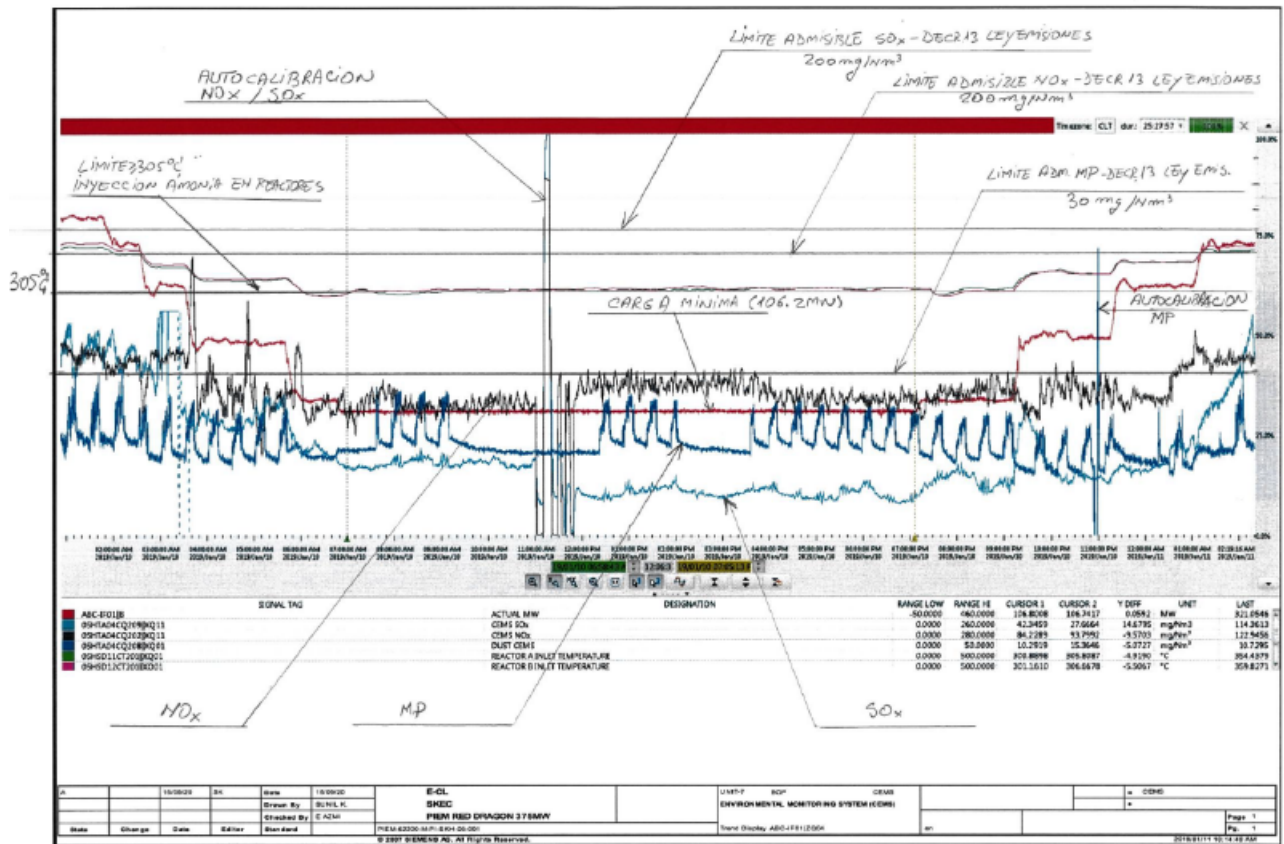
Anexo 15

Exceso aire vs carga (40% aire = 5.97% Oxígeno)



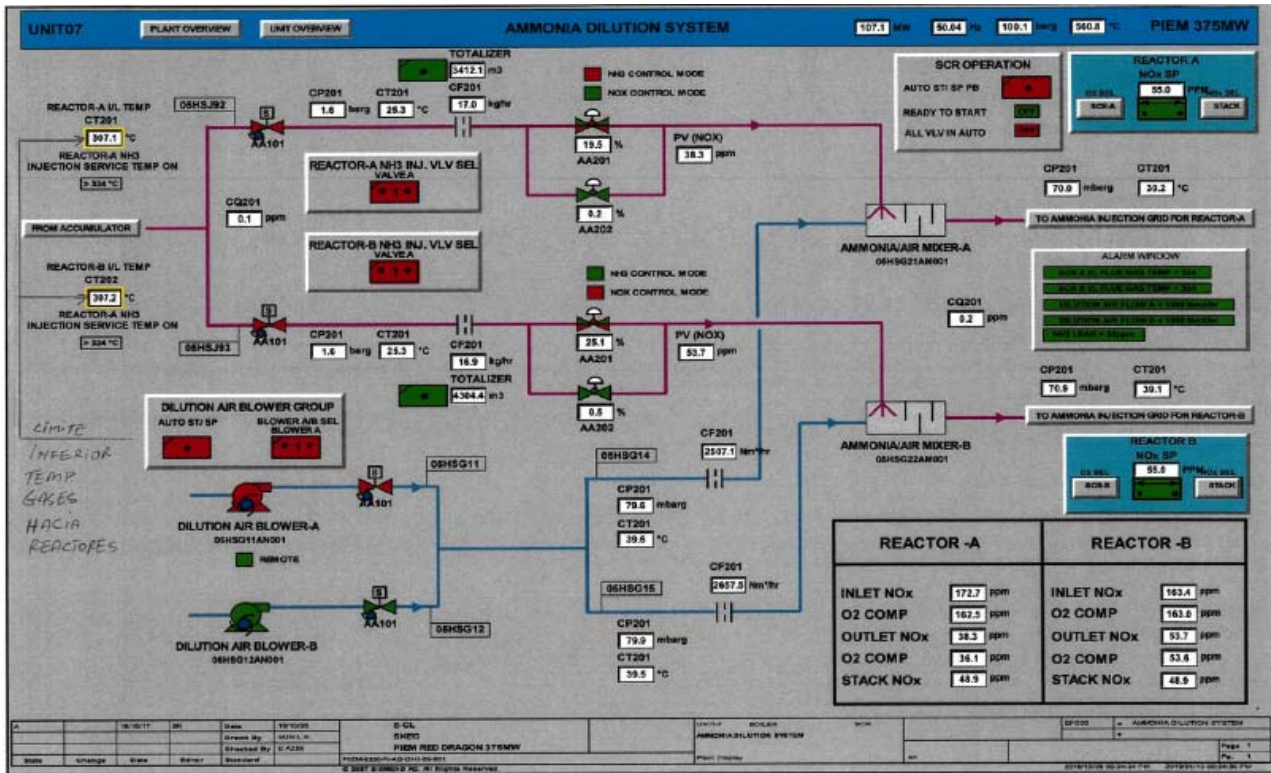
Anexo 16

Tendencias del CEMS



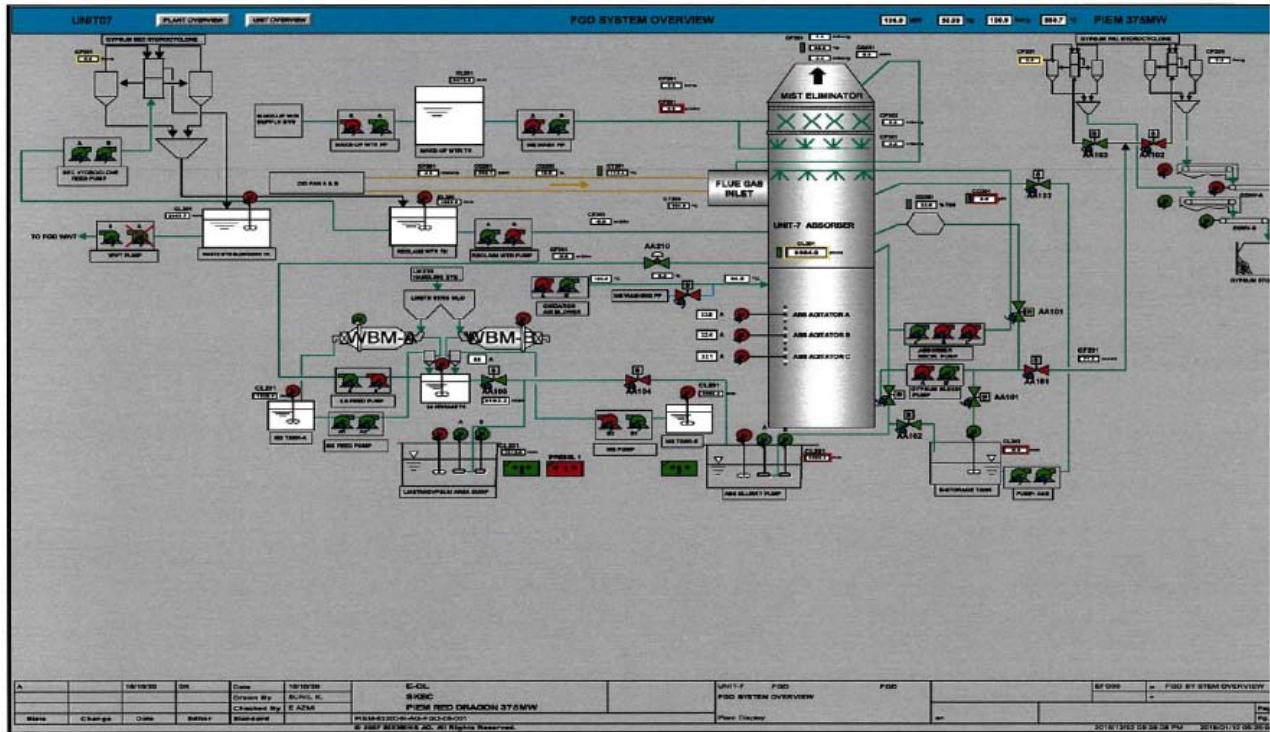
Anexo 17A

Sistema reductor NOx - inyeccion amonia en SCR



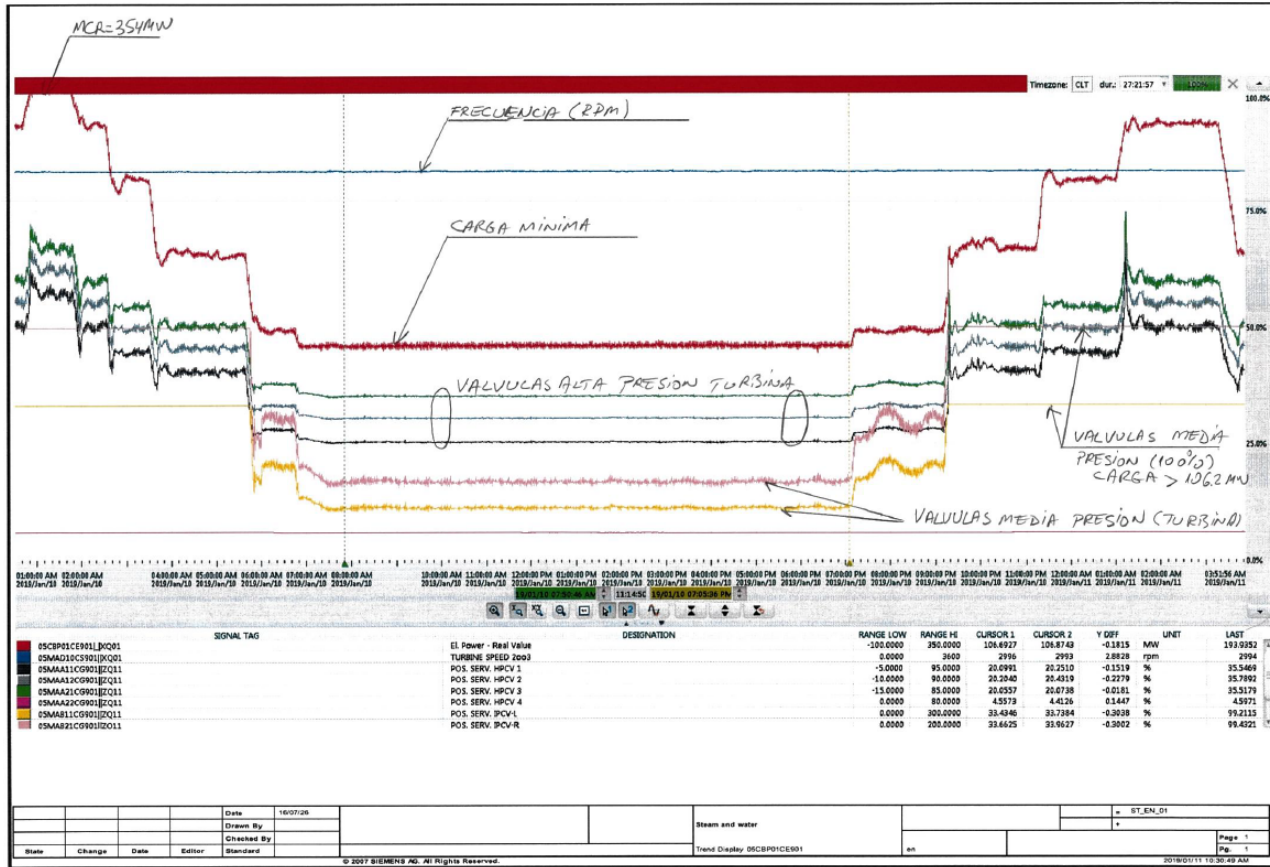
Anexo 17 B

FGD- Sistema reductor de SO₂



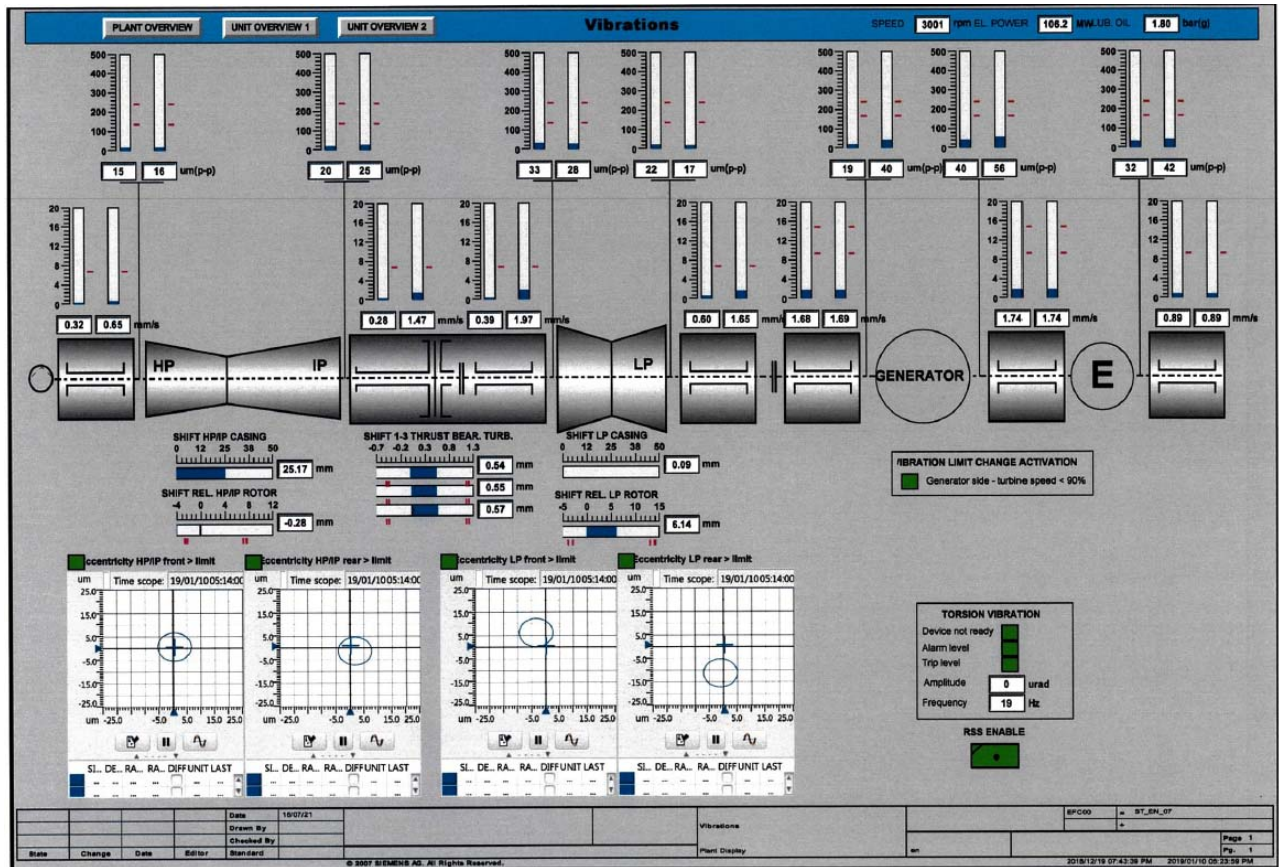
Anexo 18

Valvulas de control turbina



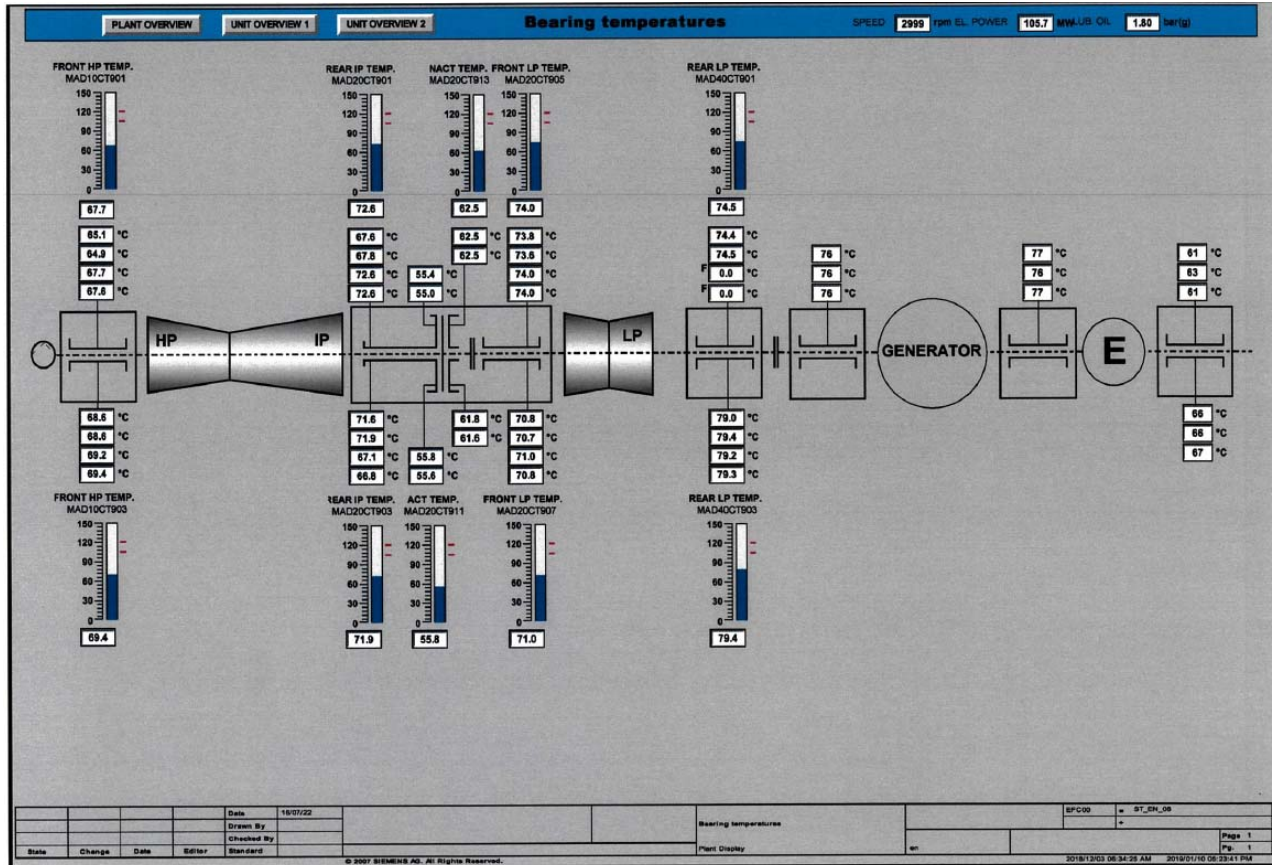
Anexo 19

Vibraciones turbina



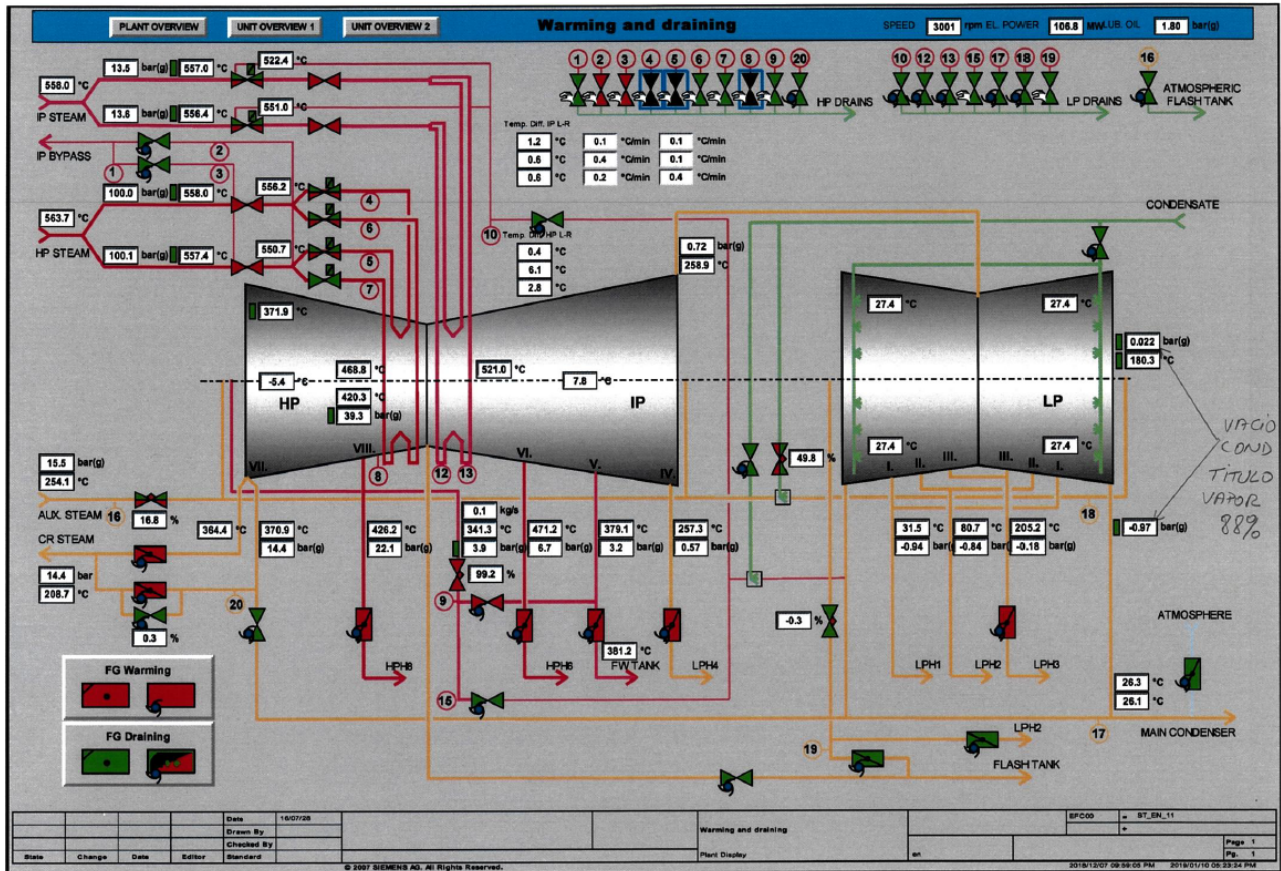
Anexo 20

Temperatura de cojinetes



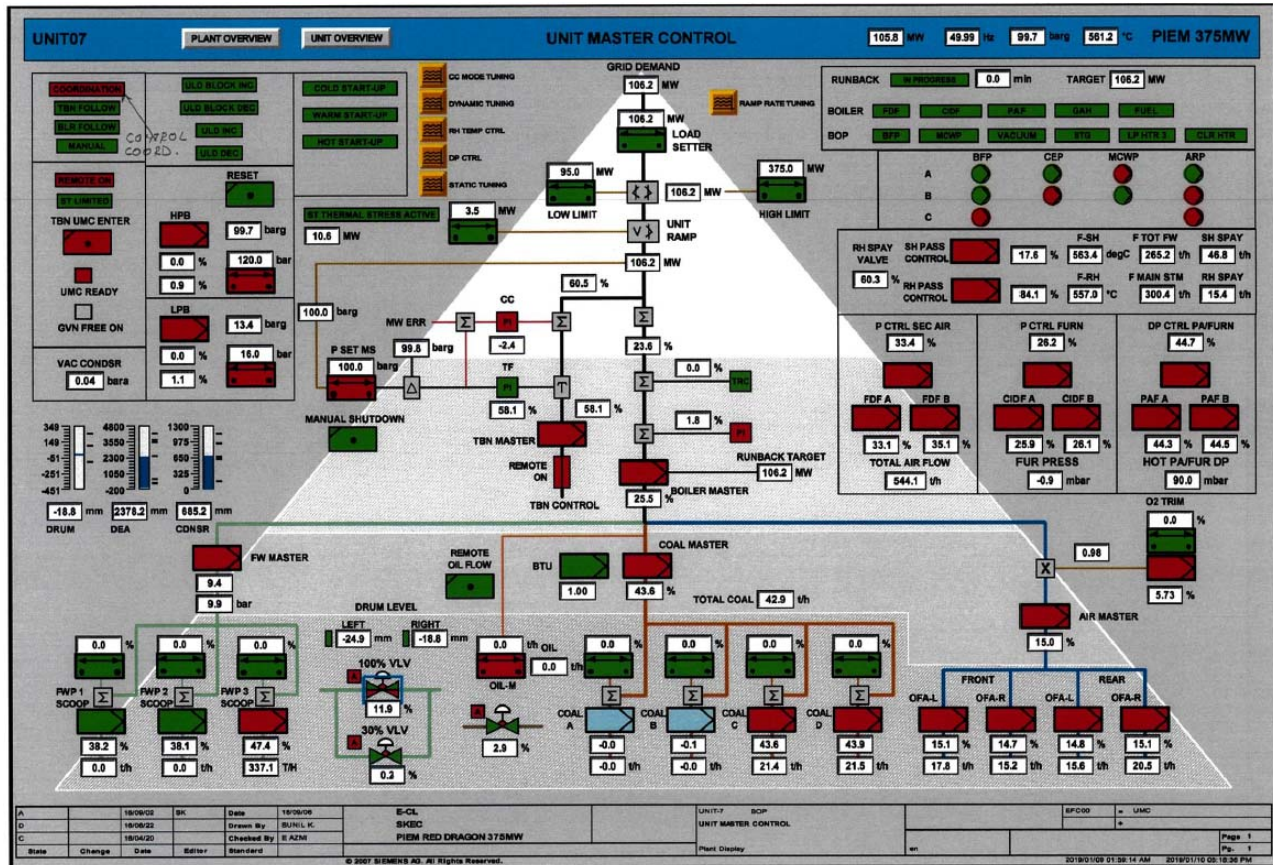
Anexo 21

Turbina a vapor / extracciones y vacío condensador



Anexo 22

Control coordinado (Master Unit Control)



Anexo 23

Diagrama eléctrico simplificado Generador – Subestacion GIS

