

TRACTEBEL ENGINEERING S.A.

Cerro Colorado 5240, Of. 1601, Ed. Torre del Parque II,
Las Condes, Zip Code 7560995 - Santiago – CHILE
tel. +56 2 2715 8000 - fax +56 2 2715 8001
engineering-cl@tractebel.engie.com
tractebel-engie.com

INFORME TÉCNICO

Código de Documento: P012464-2-GE-INF-00032

RESTRINGIDO

Cliente: Bioenergías Forestales
Proyecto: Determinación de Parámetros de Partida y Detención CMPC
Asunto: Informe de Parámetros de Partida y Detención – Central CMPC Laja
Comentarios: Revisión para Coordinador Eléctrico Nacional.

REV.	DD/MM/AA	ESTATUS	ESCRITO	VERIFICADO	APROBADO	VALIDADO
0	24/09/2018	Revisión Coordinador	Ismael Rodríguez	Francisco Bellalta	Eduardo Andrzejewski	Eduardo Andrzejewski
C	20/09/2018	Revisión CMPC	Ismael Rodríguez	Francisco Bellalta	Eduardo Andrzejewski	Eduardo Andrzejewski
B	13/09/2018	Revisión CMPC	Ismael Rodríguez	Francisco Bellalta	Eduardo Andrzejewski	Eduardo Andrzejewski
A	20/08/2018	Revisión Interna	Ismael Rodríguez	Francisco Bellalta	Eduardo Andrzejewski	Eduardo Andrzejewski

Informe de Parámetros de Partida y Detención – Central CMPC Laja

TABLA DE CONTENIDO

RESUMEN EJECUTIVO	3
1. OBJETIVO.....	4
2. DEFINICIONES Y ABREVIACIONES.....	4
3. DOCUMENTOS Y NORMAS APLICADAS.....	5
4. DESCRIPCIÓN DE LA CENTRAL Y SUS UNIDADES	5
5. MÍNIMO TÉCNICO.....	7
6. PARÁMETROS DE PARTIDA Y DETENCIÓN.....	8
6.1. Antecedentes Operacionales	9
6.2. Parámetros de Partida	10
6.3. Parámetros de Detención	12
7. CONCLUSIONES.....	13
8. ANEXOS	14
ANEXO A – INFORMACIÓN TÉCNICA CALDERA RECUPERADORA	
ANEXO B – INFORMACIÓN TÉCNICA CALDERA BIOMASA	
ANEXO C – INFORMACIÓN TÉCNICA UNIDAD TG3.....	
ANEXO D – INFORMACIÓN TÉCNICA UNIDAD TG4.....	
ANEXO E – CARTA DE-03624-18.....	

RESUMEN EJECUTIVO

La central CMPC Laja es una central de cogeneración de vapor y electricidad para el proceso de celulosa. La central utiliza energía renovable no convencional (ERNCC) en forma de biomasa y licor negro para producir vapor en dos calderas y posteriormente electricidad en dos turbinas de vapor.

La capacidad instalada de generación eléctrica es de 107 MW. Los excedentes de la generación eléctrica son inyectados al sistema interconectado (SI) en el punto de conexión Laja 220kV, que a su vez conecta con la S/E Charrúa 220 kV, con excedentes de 25 MW acorde a lo declarado ante el Coordinador como potencia máxima.

Conforme resolución de la CNE, las empresas generadoras deberán determinar e informar a la Dirección de Operación los Parámetros de Partida y Detención (PPD) de sus unidades generadoras en conformidad a las disposiciones del Anexo Técnico de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS) – Resolución exenta N°375.

De acuerdo a la Carta DE 03624-18, el Mínimo Técnico de Despacho de la central es 0 MW. Los Parámetros de Partida y Detención de esta Central se determinan según el valor de Mínimo Técnico antes indicado.

	Proceso de Partida Desde Mínimo Técnico Despacho hasta Potencia Máxima	Proceso de Detención Desde Potencia Máxima hasta Mínimo Técnico Despacho
Tiempo	183 min	183 min
Consumo Combustible Biomasa	51.750 kg	51.750 kg
Energía Eléctrica Consumida	No aplica. Los consumos de auxiliares eléctricos se consideran parte del proceso.	
Tiempo mínimo de operación antes de poder detenerse, una vez concluido un proceso de partida	No aplica. La central puede bajar carga inmediatamente.	

Tabla 1: Resumen de Parámetros de Partida y Detención, central CMPC Laja.

1. OBJETIVO

El presente documento tiene como objetivo informar y respaldar los Parámetros de Partida y Detención de la Central CMPC Laja, ubicada en Laja, Región del Biobío, conforme a lo establecido en el Anexo Técnico “Determinación de Parámetros para los Procesos de Partida y Detención de Unidades Generadoras” de la NTSyCS.

2. DEFINICIONES Y ABREVIACIONES

Definiciones

Mínimo Técnico	Según el Anexo Técnico, se entenderá por Mínimo Técnico la potencia activa bruta mínima con la cual una unidad puede operar en forma permanente, segura y estable inyectando energía al SI en forma continua.
Mínimo Técnico de Despacho	Potencia activa excedente mínima de inyección al sistema.

Abreviaciones

CB	Caldera Biomasa
CNE	Comisión Nacional de Energía
CR	Caldera Recuperadora
ERNC	Energía Renovable No Convencional
MT	Mínimo Técnico
NTSYCS	Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio
PDM	Partículas de Madera
PPD	Parámetros de Partida y Detención
S/E	Subestación Eléctrica
SI	Sistema Interconectado
TG	Turbo Generador
tonVAP	Toneladas de Vapor de Alta Presión

3. DOCUMENTOS Y NORMAS APLICADAS

Los documentos aplicables para la determinación de los parámetros de partida y detención, son los siguientes:

- Anexo Técnico “Determinación de Parámetros para los Procesos de Partida y Detención de Unidades Generadoras”.
- Informe de Mínimo Técnico – Central CMPC Laja, P012464-2-GE-INF-0031.
- Carta DE 03624-18 “Carta de Aceptación del Mínimo Técnico Unidades de las Centrales Termoeléctricas CMPC”.
- Manuales de Operación.
- Registros Operacionales año 2017.

4. DESCRIPCIÓN DE LA CENTRAL Y SUS UNIDADES

La planta CMPC Laja fue la primera planta de celulosa Kraft construida en Chile y la segunda de Sudamérica, comenzando su operación en 1959. Actualmente produce celulosa kraft blanca de fibra larga en base a madera de pino (BSKP) y papel sack kraft.

CMPC Laja cuenta con una cogeneradora de vapor y electricidad para autoconsumo de la planta de Celulosa. La central se compone de dos calderas y dos turbinas de vapor acopladas a su respectivo generador eléctrico. La Figura 1 muestra un esquema simplificado de la central.

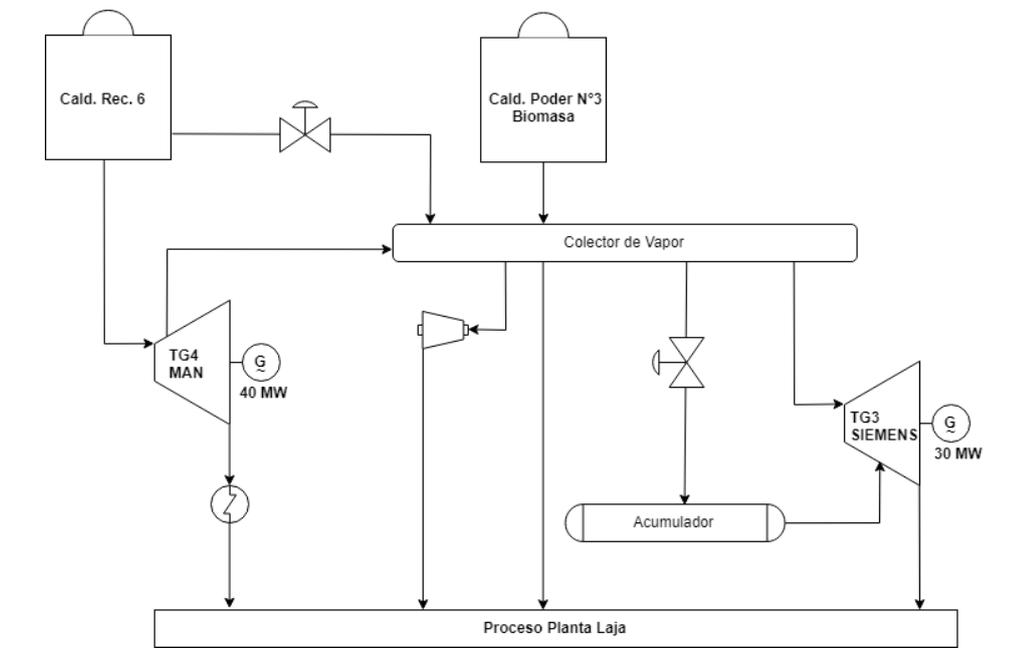


Figura 1: Diagrama de flujo simplificado de sistema distribución de vapor CMPC Laja.

Las unidades son alimentadas por dos calderas generadoras de vapor: la primera, una caldera recuperadora (CR) que en condiciones normales opera a plena carga dado que su funcionamiento forma parte del proceso productivo de celulosa. La segunda caldera es de biomasa (CB) y tiene como propósito modular la producción de vapor y electricidad de forma indirecta. La CB se conecta directamente al colector y la CR se conecta por medio de válvulas reductoras de presión, como se puede apreciar en la Figura 1.

En la Tabla 2 se indican las características principales de las calderas y en los Anexos A y B se adjunta su documentación técnica.

Calderas CMPC Laja	Caldera Recuperadora CR6	Caldera Biomasa CB3
Fabricante	Andritz	Metso
Tipo Caldera	Recuperadora	Lecho Fluidizado
Combustible	Licor Negro	Biomasa
Capacidad Nominal [ton/h]	425	180
Presión [bar] / Temperatura [°C]	105 / 503	45 / 428

Tabla 2: Características principales de las calderas Central CMPC Laja

En la Tabla 3 se indican las características principales de las turbinas de vapor y parámetros de la central. En los Anexos C y D se incluye documentación técnica de las unidades.

Turbinas Vapor CMPC Laja	TG3	TG4
Fabricante	Siemens	MAN
Modelo	G50-E	Type C
Tipo Turbina	Contrapresión	Condensación
Generador	Alstom G20K4	Brush BDAX 72-340ERH
Potencia Bruta	45 MW	63 MW
Generación Normal	30 MW	40 MW
Consumos Internos Planta	45 MW	
Excedentes Declarados	25 MW	

Tabla 3: Características principales de las unidades de Central CMPC Laja.

5. MÍNIMO TÉCNICO

De acuerdo a la Carta de Aceptación de Mínimo Técnico DE 03624-18, en su Tabla N°2: *Potencia activa excedente mínima de inyección al sistema* (adjunta en Anexo E), el Mínimo Técnico de Despacho de la Central es de 0 MW, ya que esta opera como cogeneradora, produciendo vapor y electricidad para sus procesos internos, y luego tiene la posibilidad de generar excedentes eléctricos. La Figura 2 muestra los excedentes eléctricos de la central inyectados durante el 2017.

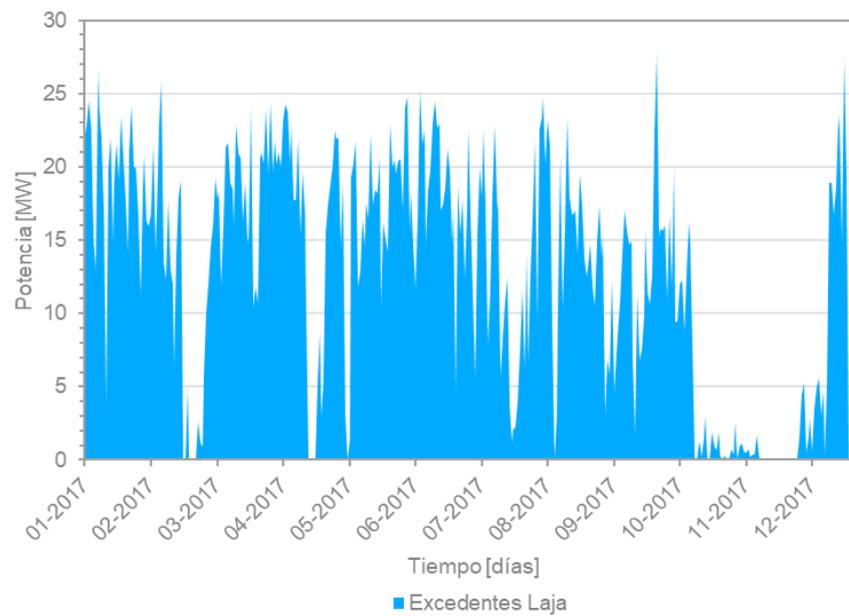


Figura 2: Excedentes energía eléctrica inyectada a SI durante el año 2017.

6. PARÁMETROS DE PARTIDA Y DETENCIÓN

De acuerdo al Artículo 6 del Anexo Técnico, se deberá informar los siguientes parámetros:

- Cantidad y tipo de combustible utilizado en el proceso de partida.
- Energía eléctrica consumida durante el proceso de partida.
- Tiempo requerido para el proceso de partida.
- Cantidad y tipo de combustible utilizado en el proceso de detención.
- Energía eléctrica consumida durante el proceso de detención
- Tiempo requerido para el proceso de detención.
- Tiempo mínimo de operación antes de poder detenerse, una vez concluido un proceso de partida.

Estos valores deberán informarse desglosados por periodos, según corresponda.

Debido a la condición de la central CMPC Laja de cogeneradora y autoprodutora, resulta necesario definir los parámetros de partida y detención conforme al despacho de excedentes.

Primero, la planta debe iniciar sus procesos internos los cuales involucran consumos de energía térmica y eléctrica. En esta condición la central aún no se encuentra disponible para el despacho, pero ya está conectada al SI, importando energía.

Una vez estabilizados los procesos internos, la central está en condiciones de subir carga e inyectar excedentes eléctricos al Sistema Interconectado, ver esquema en Figura 3.

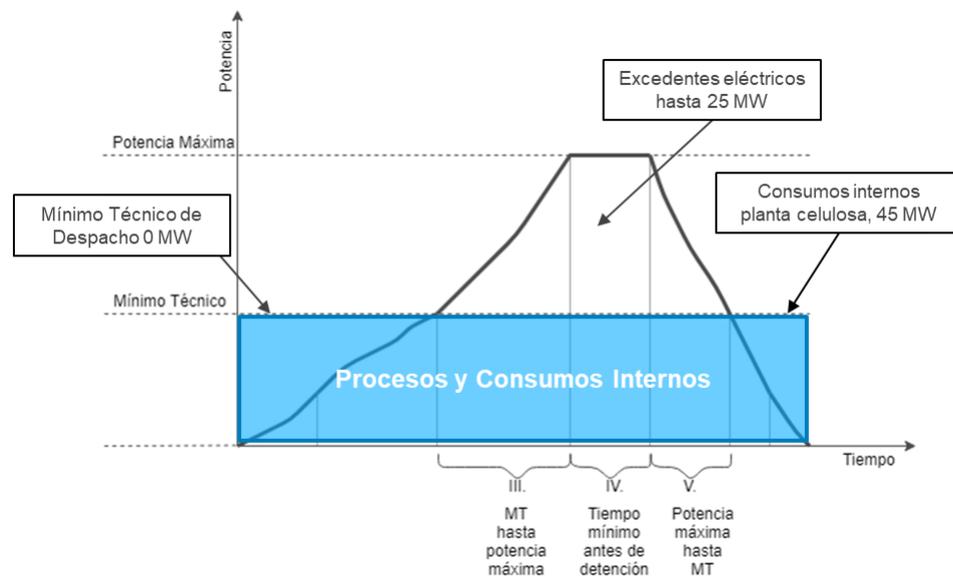


Figura 3: Esquema del despacho de excedentes de central de cogeneración

Dado lo anterior, los Parámetros de Partida y Detención de este tipo de central, estarán definidos por el correspondiente conjunto caldera-turbina capaz de subir carga para la generación de excedentes eléctricos.

En la central CMPC Laja, la producción de vapor es modulada indirectamente por la caldera de biomasa CB3 que posteriormente se traduce en energía eléctrica a través de la turbina de condensación TG4. Por su parte, la turbina de contrapresión TG3 opera a carga base junto con el proceso de producción.

Según su porcentaje de carga, la caldera de biomasa utiliza distintas mezclas de biomasa interna y biomasa externa.

En los próximos capítulos se analizan los registros operacionales que permiten definir los parámetros requeridos.

6.1. Antecedentes Operacionales

De los registros operacionales, se tienen los siguientes parámetros de interés.

Parámetro	Valor	Referencia y Observaciones
Capacidad Máxima	70 MW	Datos Operacionales, ver Figura 4
Consumos Internos Planta	45 MW	Datos Operacionales, ver Figura 4
Excedentes Declarados	25 MW	Infotécnica Coordinador
Tasa de carga caldera CB	4 %/min	Manual de Operación y Mantenimiento, Cap. 6.2
Tasa de aumento de carga TG4	5 MW/min	Infotécnica Coordinador
Tasa de reducción de carga TG4	10 MW/min	Infotécnica Coordinador
Consumo específico caldera CB3	499 kg PDM/tonVAP	Resultados Operacionales
Consumo específico turbina TG4	4,3 tonVAP/MWh	A carga máxima

Tabla 4: Parámetros operacionales de la central

En la Figura 4 se muestra la generación apilada de las turbinas TG3 y TG4 y los consumos internos de la planta durante el año 2017.

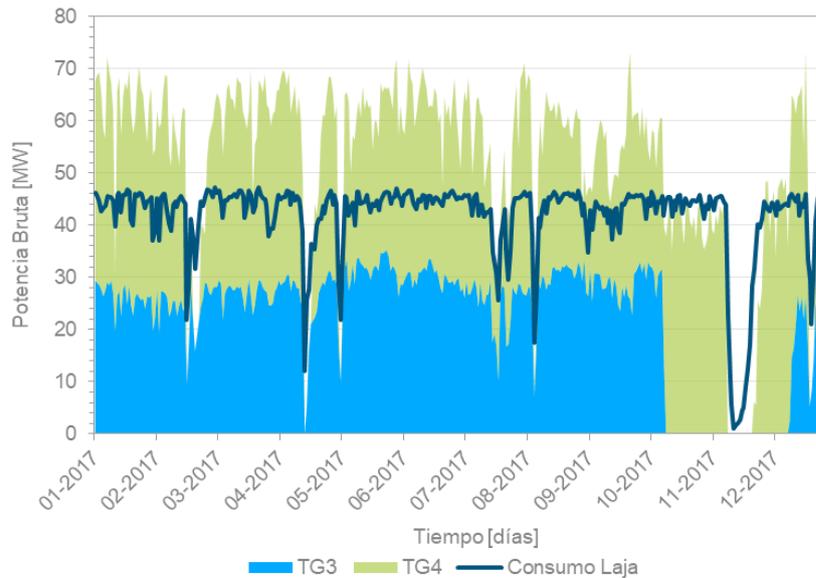


Figura 4: Generación agregada y consumo energía eléctrica central CMPC Laja (2017).

6.2. Parámetros de Partida

Como se indicó anteriormente, para la central CMPC Laja no es posible aplicar las definiciones del Anexo Técnico tales como *estado apagado*, *sincronización* y *proceso de partida*, ya que antes de estar habilitada para el despacho, la central ya se encuentra en funcionamiento, importando energía del SI.

Debido a lo anterior, resulta adecuado definir los parámetros de partida asociados al despacho de excedentes, estos son desde Mínimo Técnico de Despacho (0 MW) hasta los Excedentes Máximos Declarados (25 MW).

En términos absolutos, esto significa que la Central pase de generar 45 MW (condición de inyección cero) a 70 MW (capacidad máxima).

Para esto la caldera de biomasa debe aumentar carga desde 117 ton/h hasta 185 ton/h. Esta cantidad adicional de vapor se traducirá en excedentes eléctricos a través de la turbina de condensación TG4.

En la condición de MT de despacho, la totalidad de la producción de energía es para autoconsumo. La caldera recuperadora y la turbina TG3 operan a carga base, generando 30 MW.

Dado que la potencia de inyección al SI es modulada indirectamente por la CB3, en la práctica, los cambios de carga no se efectúan con la rapidez que indica el manual de la caldera (Tabla 4), debido a problemas de estabilidad de la presión del colector. Dado lo anterior, el tiempo de partida se determina de acuerdo a registro operacional presentado en Figura 5.

De la Figura 5 se aprecia la línea de tendencia del parámetro inyección a la red (línea azul). Esta se proyecta hasta alcanzar los 25 MW de excedentes. De esta forma se determina un tiempo de partida de 183 minutos.

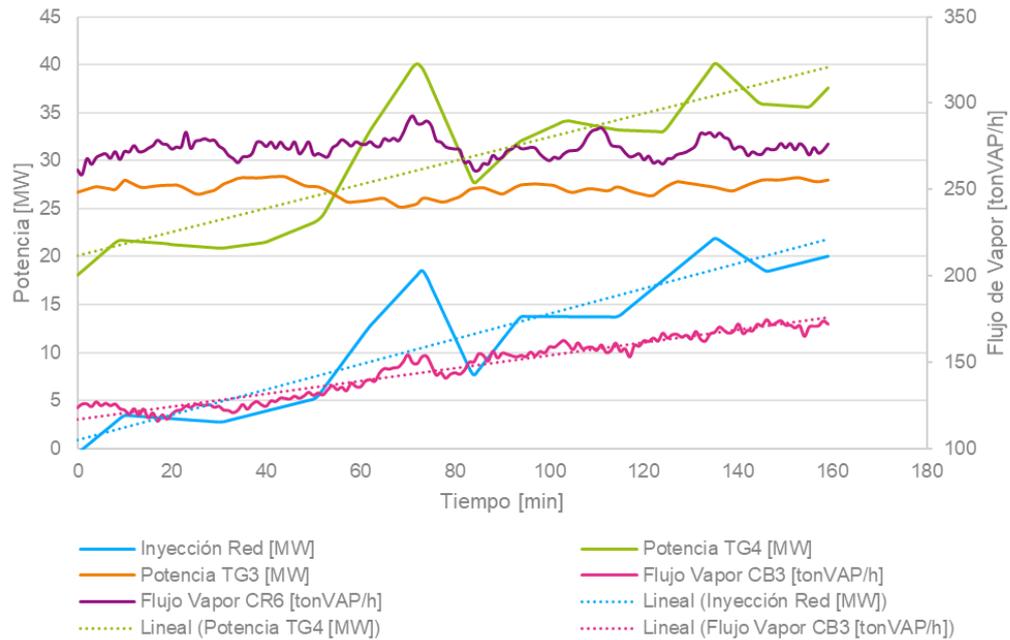


Figura 5: Registro operacional subida de carga CB3 y TG4 CMPC Laja.

Los parámetros de partida se resumen en la siguiente tabla:

Proceso de Partida	Estado Inicial	Estado Final
Excedentes	Excedentes Cero	Excedentes Máximos
Excedentes Inyectados al Sistema Interconectado	0 MW	25 MW
Generación Vapor Caldera Biomasa [tonVAP/h]	117	185
Turbina TG4 Potencia y (Vapor)	15 MW (40,6 tonVAP/h)	40 MW (115,4 tonVAP/h)
Tiempo Caldera CB	183 min	
Consumo CB Biomasa	51.750 kg	
Consumo Auxiliares Eléctricos	No aplica. Los consumos de auxiliares eléctricos se consideran parte del proceso.	

Tabla 5: Parámetros de partida de despacho de excedentes, central CMPC Laja.

Tiempo Mínimo de Operación

Una vez finalizado el proceso de partida, la central puede iniciar inmediatamente un proceso de detención, bajando carga hasta inyección cero. Dicho de otra forma, no posee un tiempo mínimo de operación.

6.3. Parámetros de Detención

Análogo a los parámetros de partida, para la central CMPC Laja no es posible aplicar las definiciones del Anexo Técnico tales como *proceso de detención*, *condición fuera de servicio* y *estado apagado*, ya que la central como planta de proceso, se mantiene conectada al SI, consumiendo y autoproduciendo energía para sus procesos internos.

Debido a lo anterior, resulta adecuado definir los parámetros de detención asociados al despacho de excedentes, estos son, desde los Excedentes Máximos Declarados (25 MW) hasta Mínimo Técnico de Despacho (0 MW).

De forma similar al proceso de partida, y dado que la potencia de inyección al SI es modulada indirectamente por la CB3, los cambios de carga no se efectúan con la rapidez que indica el manual de la caldera (Tabla 4). Esto debido a problemas de estabilidad de la presión del colector. De acuerdo a lo anterior, el proceso de detención requiere del mismo tiempo que el proceso de partida (183 minutos)¹.

Proceso de Detención Excedentes	Estado Inicial Excedentes Máximos	Estado Final Excedentes Cero
Excedentes Inyectados al Sistema Interconectado	25 MW	0 MW
Generación Vapor Caldera Biomasa [tonVAP/h]	185	117
Turbina TG4 Potencia y (Vapor)	40 MW (115,4 tonVAP/h)	15 MW (40,6 tonVAP/h)
Tiempo Caldera CB3	183 min	
Consumo CB3 Biomasa	51.750 kg	
Consumo Auxiliares Eléctricos	No aplica. Los consumos de auxiliares eléctricos se consideran parte del proceso.	

Tabla 6: Parámetros de Detención central CMPC Laja.

¹ Tiempo en el cual central puede bajar carga sin condición de venteo de vapor.

7. CONCLUSIONES

La Central CMPC Laja es una central cuyo principal propósito es cogenerar vapor y electricidad para autoabastecer sus procesos. Tiene la capacidad de inyectar 25 MW de excedentes eléctricos. El Mínimo Técnico de Despacho de la central es de 0 MW.

Los Parámetros de Partida y Detención están definidos por la Caldera de Biomasa (CB3) y la turbina de condensación (TG4), unidades que son capaces de subir carga para la generación de excedentes eléctricos.

Parámetros Proceso de Partida	Desde Inicio hasta Sincronización	Desde Sincronización hasta alcanzar MT	Desde MT a Potencia Máxima
Tiempo	No aplica.		183 min
Consumo Combustible Biomasa	La Central se encuentra conectada al SI de forma permanente salvo condiciones excepcionales.	No Aplica. Mínimo Técnico de Despacho es de 0 MW	51.750 kg
Energía Eléctrica Consumida			No aplica, los consumos eléctricos se consideran parte del proceso.

Tabla 7: Parámetros de Partida Central CMPC Laja.

Parámetros Proceso de Detención	Desde Potencia Máxima hasta MT	Desde MT hasta desconexión	Desde desconexión hasta detención final
Tiempo	183 min	No aplica.	No aplica.
Consumo Combustible Biomasa	51.750 kg	La Central se mantiene conectada al SI de forma permanente salvo condiciones excepcionales.	La Central se mantiene en funcionamiento todo el año a excepción de paradas programadas.
Energía Eléctrica Consumida	No aplica. Los consumos de auxiliares eléctricos se consideran parte del proceso.		

Tabla 8: Parámetros de Detención central CMPC Laja.

Nota: Los datos informados fueron obtenidos a partir de informaciones y antecedentes suministrados por CMPC.

8. ANEXOS

Anexo A – Información Técnica Caldera Recuperadora

Anexo B – Información Técnica Caldera Biomasa

Anexo C – Información Técnica Unidad TG3

Anexo D – Información Técnica Unidad TG4

Anexo E – Carta DE-03624-18

ANEXO A – INFORMACIÓN TÉCNICA CALDERA RECUPERADORA

CMPC LAJA
C605 CALDERA RECUPERADORA 2500 TDS/D

3	INFORMACIÓN TÉCNICA	3
3.1	Códigos de diseño	3
3.2	Partes a presión	4
3.2.1	Dimensiones Principales.....	4
3.2.2	Presión máxima de trabajo permitida.....	5
3.2.3	Domo de vapor	5
3.2.4	Componentes internos del domo	5
3.2.5	Hogar.....	7
3.2.6	Colectores/distribuidores del hogar.....	11
3.2.7	Sección generación	11
3.2.8	Colectores y distribuidores de sección generación	13
3.2.9	Economizador.....	13
3.2.10	Colectores y distribuidores de los economizadores.....	14
3.2.11	Sobrecalentador	15
3.2.12	Colectores y distribuidores de los sobrecalentadores	18
3.2.13	Atemperadores, tipo spray	18
3.2.14	Tubería interna de la caldera	19
3.2.15	Otras tuberías de interconexión	20
3.2.16	Tubería externa, fuera de código	20
3.2.17	Válvulas y fittings de la caldera	21
3.2.17.1	Indicadores de nivel del domo.....	21
3.2.17.2	Válvulas de partida y seguridad	22
3.2.17.3	Válvulas de drenaje rápido.....	22
3.3	Estructuras misceláneas, placas, material aislante y de revestimiento	23
3.3.1	Varillas de suspensión.....	23
3.3.2	Buckstays, soportes de pared y piso, soportes para material aislante	23
3.3.3	Carcasa	23
3.3.4	Tolvas de ceniza.....	23
3.3.5	Puertas de acceso e inspección	24
3.3.6	Material Refractario	25
3.3.7	Material aislante y de revestimiento.....	25
3.4	Quemadores.....	29
3.4.1	Quemadores de petróleo	29
3.4.2	Boquillas licor negro	29
3.4.3	Otros quemadores	30
3.4.4	Bombeo de petróleo y unidad calefactora.....	31
3.5	Agua de alimentación & tratamiento de condensado	32
3.5.1	Estanque agua de alimentación.....	32
3.5.2	Bombas agua de alimentación.....	32
3.5.3	Equipo alimentación química	34
3.6	Deshollinadores.....	35
3.7	Sistemas de Aire & Gas de Combustión	36
3.7.1	Pre-calentadores de aire.....	36

CMPC LAJA
C605 CALDERA RECUPERADORA 2500 TDS/D

Ductos de aire con soportes, registradores de aire y entradas con dampers de velocidad ...	37
3.7.2 Ductos gas de combustión con soportes	37
3.7.3 Silenciadores de entrada para los ventiladores de aire	38
3.7.4 Dampers abierto/cerrado & Control	38
3.7.5 Equipo de Limpieza Automático Entradas de Aire	38
3.7.6 Chimenea gases de combustión.....	40
3.8 Quemado de CNCG en la Caldera Recuperadora	40
3.9 Equipo manejo de ceniza.....	41
3.9.1 Precipitador Electrostático	41
3.9.2 Transportadores de ceniza y alimentadores rotatorios.....	42
3.9.3 Sistema Extracción de Ceniza	42
3.10 Intercambiadores de calor	43
3.10.1 Precalentadores directos de licor negro	43
3.10.2 Enfriador del Scrubber gases de venteo	44
3.10.3 Precalentador agua desmineralizada	44
3.10.4 Enfriador circulación canales de fundido.....	44
3.11 Estanques	45
3.14.2 Scrubber gases de venteo estanque disolvedor	45
3.14.3 Estanque disolvedor con agitadores, canales de fundido y chimenea de venteo.....	45
3.14.4 Otros estanques	47
3.12 Bombas y Ventiladores.....	48
3.12.1 Bombas de proceso centrífugas.....	48
3.12.2 Ventiladores.....	49

CMPC LAJA
C605 CALDERA RECUPERADORA 2500 TDS/D

3 INFORMACIÓN TÉCNICA

3.1 Códigos de diseño

Las partes presurizadas de la caldera se diseñan de acuerdo al Código ASME, Sección I, Calderas y Partes Presurizadas.

La tubería auxiliar a presión de caldera, será diseñada, fabricada e inspeccionada de acuerdo a ASME B 31.1 (Tubería de Poder).

Los Recipientes a Presión sin Fuego se diseñan de acuerdo al Código ASME, Calderas y Recipientes Presurizados, Sección VIII, División 1.

Todo el diseño y fabricación del equipo se basa en el estándar ANSI, B 4.2, API 620 y 650 o recomendaciones EN.

Todos los ítemes diseñados de acuerdo a ASME están sin timbre.

Donde sea aplicable, se seguirán las recomendaciones de BLRBAC.

CMPC LAJA
C605 CALDERA RECUPERADORA 2500 TDS/D

3.2 Partes a presión

3.2.1 Dimensiones Principales

Dimensiones principales y superficies de transferencia de calor		
Hogar		
Ancho	mm	11284
Ancho	mm	11284
Area de piso	m ²	127.3
Altura		
- a nariz de toro	m	29.9
- altura total	m	46.9
Superficie de transferencia de calor		
- hogar a nariz de toro *	m ²	1353
- hogar superior a pantalla de pared trasera**	m ²	863
Volumen		
- hasta pantalla de pared trasera	m ³	5621
Sobrecalentadores (real)		
- Superficie de transferencia de calor, total	m ²	12795
Pantalla de pared trasera		
- superficie de transferencia de calor	m ²	298
Banco generador (real)		
- superficie de transferencia de calor	m ²	6942
Economizadores (real)		
- superficie de transferencia de calor	m ²	23929

* proyectado, excluyendo el piso

** proyectado

CMPC LAJA
C605 CALDERA RECUPERADORA 2500 TDS/D

3.2.2 Presión máxima de trabajo permitida

Las partes a presión están diseñadas para una presión máxima de trabajo permitida (de diseño) de 128 bar(g).

3.2.3 Domo de vapor

El domo de vapor de construcción soldada está equipado con tuberías internas para distribución de agua de alimentación y recolección uniforme de la purga continua, conexiones para los downcomers del hogar y sección generación, tubería de vapor saturado, medidores locales de nivel y presión, transmisores de instrumentación, líneas de venteo y puertas de acceso (con bisagras) en ambos extremos del domo.

Todas las boquillas son soldadas al domo antes del tratamiento de alivio de tensión.

Domo de vapor		
Dimensiones		
- longitud (cilíndrica)	mm	13000
- ID (diámetro interno)	mm	1829
Material		SA302GrB
Densidad de pared		
- manto	mm	115
- cabezales	mm	100
- tolerancia de corrosión	mm	3

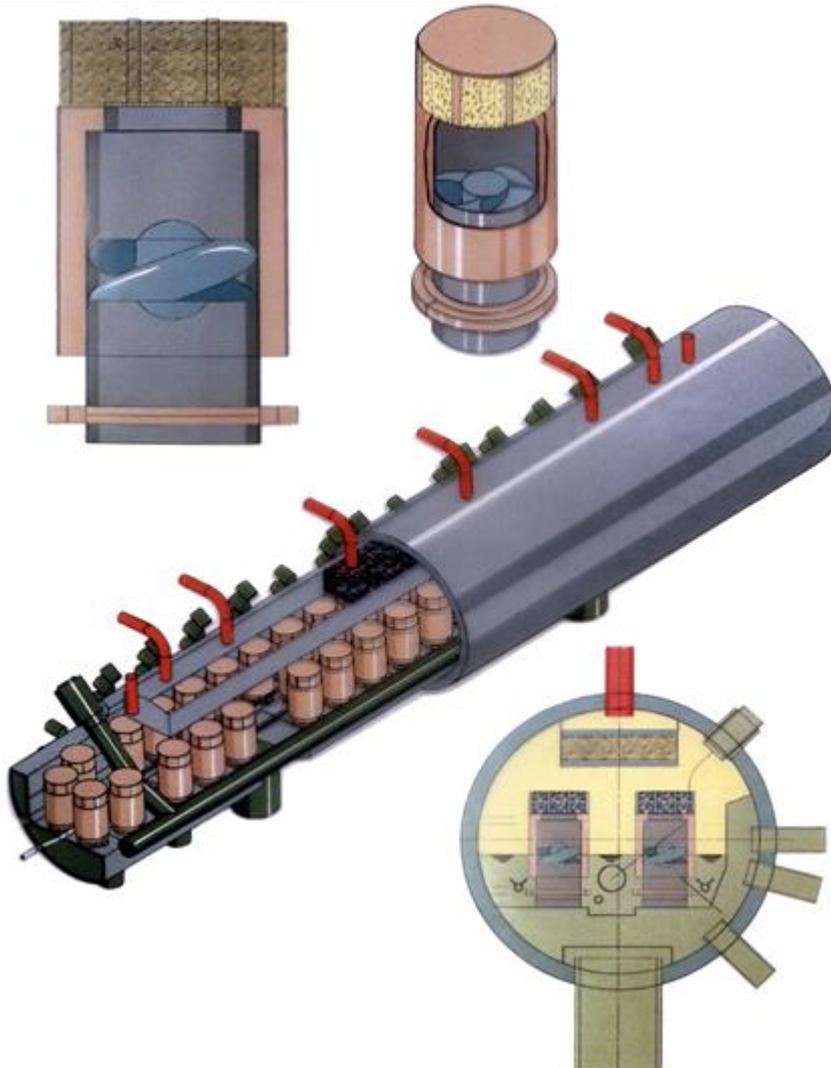
3.2.4 Componentes internos del domo

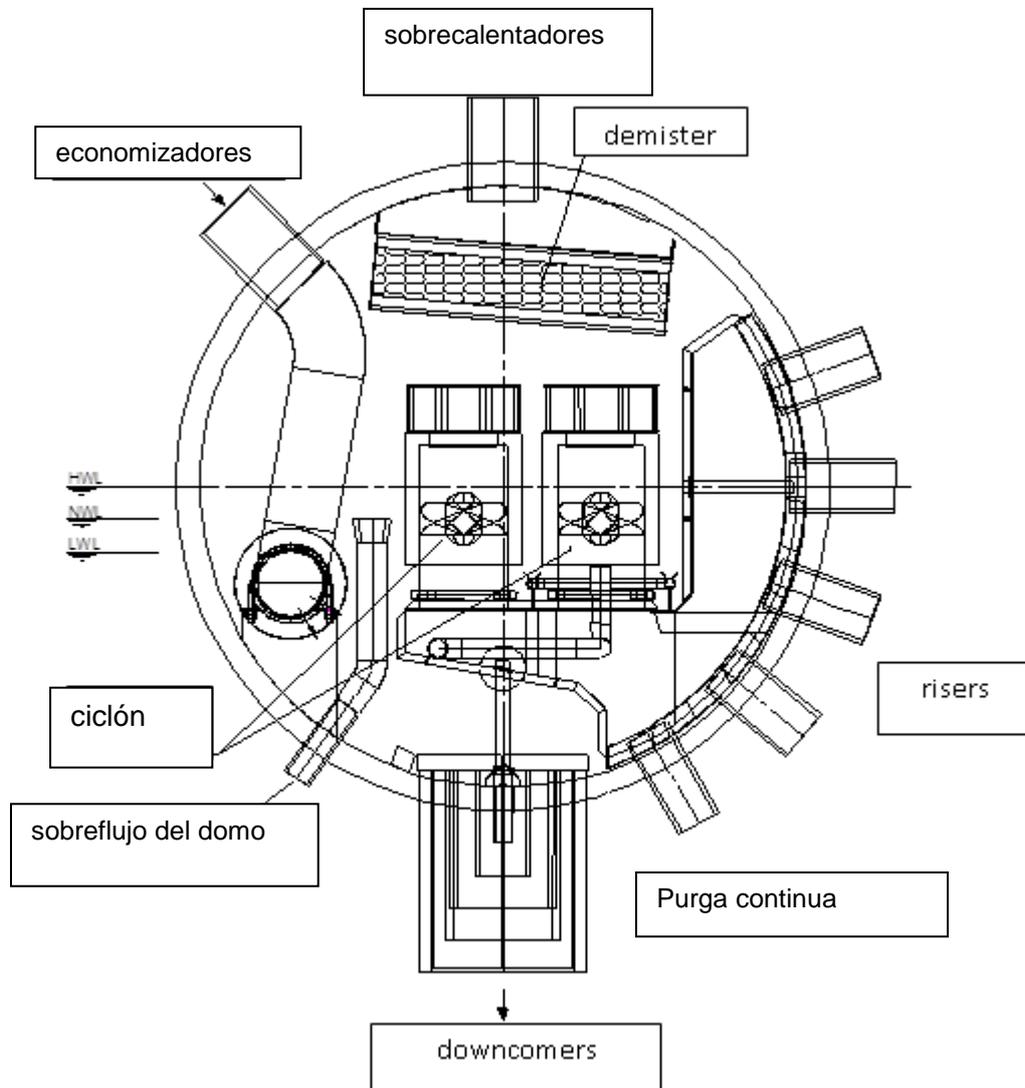
Separadores primarios tipo ciclón y separadores secundarios tipo demisteres para separación agua/vapor y control de humedad y sólidos en el vapor.

Los componentes internos del domo son de construcción apernada para desmontaje fácil con el fin de permitir la inspección detallada del interior del domo.

CMPC LAJA
C605 CALDERA RECUPERADORA 2500 TDS/D

Domo de vapor y ciclón



CMPC LAJA
C605 CALDERA RECUPERADORA 2500 TDS/D

3.2.5 Hogar

Piso del hogar

El piso del hogar es una construcción membranada de tubos de acero carbono con membranas y las paredes de agua del hogar inferior están construidas de material compuesto (composite). El piso del hogar forma las paredes frontal y trasera, en las cuales la sección de tubos de Sanicro 38 comienza a una altura de 500 mms más arriba de las entradas de aire primario, desciende y conforma alrededor de 500 mms de piso, pasada la tangente de la curva piso/ pared del hogar (pared del frente y del fondo). Las aberturas de

CMPC LAJA
C605 CALDERA RECUPERADORA 2500 TDS/D

aire primario de las paredes laterales están fabricadas de Sanicro 38. Además, uno (1) de los tubos de piso – el más cercano a cada pared lateral - está fabricado de Sanicro 38.

El piso del hogar está hecho por decantación para protegerlo de la alta radiación directa del hogar. Debido a este diseño de decantación, los tubos del piso están siempre cubiertos, y protegidos, por una delgada capa de fundido petrificado. Tiene una inclinación de 2.8° para prevenir la acumulación de burbujas de vapor dentro de los tubos, lo cual asegura suficiente transferencia de calor y evita el sobrecalentamiento de los tubos.

Piso del hogar		
Tubos		
- material		SA210-A1
- OD (diámetro externo)	mm	63.5
- espesor de pared	mm	6.6
- espesor de pared, mínimo	mm	4.08
- tolerancia total	mm	2.52
- espaciamiento	mm	78
Membranas		
- material		SA36
- ancho	mm	14.5
- espesor	mm	6

Cinco (5) tubos de piso, los más cercanos a cada pared lateral, están hechos de material compuesto con material superficial Sanicro 38.

Hogar inferior

Las paredes de agua del hogar inferior, hasta una altura de un metro y medio (1.5 mt) sobre el eje de las entradas de aire terciario, están fabricadas de tubos composite 304L.

Las paredes frontal y trasera, hasta 600 mm sobre el eje central de las entradas de aire primario, están hechas de Sanicro 38. Las entradas aire primario en las paredes laterales (1 tubo a cada lado) están hechas de Sanicro 38.

CMPC LAJA
C605 CALDERA RECUPERADORA 2500 TDS/D

Hogar inferior		
Tubos		
- material		SA210-A1 / AISI304L or Sanicro 38 (ver arriba)
- OD	mm	63.5
- espesor de pared	mm	6.53
- espesor de pared, mínimo	mm	4.08
- espesor de componente CS	mm	4.88
- espesor de componente SS	mm	1.65
- tolerancia total	mm	0.8+1.65
- espaciamiento	mm	78
Membranas		
- material		AISI304L or Alloy 825 (see above)
- ancho	mm	14.5
- espesor	mm	5

Hogar medio y superior y techo

Las paredes del hogar medio y superior, desde un metro y medio (1.5 mt) sobre el eje de las aberturas de aire terciario, son tubos con membranas de acero carbono de construcción membranada soldada.

El hogar y el techo del área sobrecalentadores es la continuación de la pared frontal del hogar. Donde los tubos de los sobrecalentadores pasan a través del techo, los tubos del techo están curvados para permitir la penetración de los tubos de los sobrecalentadores. Los puntos de penetración están equipados con cajas de sello.

Hogar medio/superior y techo		
Tubos		
- material		SA210-A1
- OD	mm	63.5
- espesor de pared	mm	6.6/6.1
- espesor de pared, mínimo	mm	4.08
- tolerancia total	mm	2.52/2.02
- espaciamiento	mm	78
Membranas		
- material		SA36
- ancho	mm	14.5
- espesor	mm	6

CMPC LAJA
C605 CALDERA RECUPERADORA 2500 TDS/D

El hogar está diseñado para soportar una presión positiva o negativa de 5 kPa. Por razones de seguridad, hay una esquina de alivio entre los inyectores de licor y las elevaciones de la nariz de toro, para ruptura fácil y alivio de la presión en caso de explosión, disminuyendo así el daño a las partes a presión de la caldera y el peligro para las personas.

Paredes laterales extendidas

Las paredes laterales del hogar son extendidas para proporcionar un espacio membranado hermético a los gases, que encierra el área de los sobrecalentadores.

Paredes laterales extendidas		
Tubos		
- material		SA210-A1
- OD (diámetro externo)	mm	63.5
- espesor de pared	mm	6.1
- espesor de pared, mínimo	mm	3.73
- tolerancia total	mm	2.37
- espaciamiento	mm	114
Membranas		
- material		SA36
- ancho	mm	50.5
- espesor	mm	6

Pantalla de pared trasera

La nariz de toro/pared posterior conecta con un distribuidor que alimenta la pantalla de pared trasera. La mezcla vapor/agua de alimentación se colecta en el colector de pantalla de pared trasera y retorna al domo de vapor a través de risers.

Pantalla de pared trasera		
Tubos		
- material		SA210-A1
- OD (diámetro exterior)	mm	57.2
- espesor de pared	mm	5.59
- espesor de pared, mínimo	mm	3.35
- tolerancia total	mm	2.24
- espaciamiento lateral	mm	312
- espaciamiento posterior	mm	60

CMPC LAJA
C605 CALDERA RECUPERADORA 2500 TDS/D

3.2.6 Colectores/distribuidores del hogar

A continuación se detallan los colectores / distribuidores del hogar, de las paredes laterales extendidas y de la pantalla de pared trasera; están equipados con boquillas de inspección soldadas:

Colectores/distribuidores del hogar	No.	Material	OD x s mm
Distribuidores entrada paredes laterales	1	SA106B	558.8 x 59.54
Distribuidores entrada paredes laterales extendidas	2	SA106B	219.1 x 33.33
Colectores salida paredes laterales	2	SA106B	219.1 x 33.33
Colector pared frontal/techo	2	SA106B	219.1 x 33.33
Distribuidor entrada pantalla pared trasera/colector salida pared trasera	1	SA106B	219.1 x 37
Colector salida pantalla pared trasera/pared trasera	1	SA106B	273 x 47
Distribuidores entrada paredes laterales	1	SA106B	273 x 28.58
Colector salida paredes laterales extendidas	2	SA106B	219.1 x 33.33

3.2.7 Sección generación

La sección generadora consiste en el banco generador, el frente refrigerado por agua y la estructura de pared lateral del banco generador.

El banco generador de sección generadora es un módulo de un paso único de gas, de flujo largo, compuesto por elementos con platinas de tubos con membranas. Los colectores inferiores horizontales, los cuales distribuyen el agua a cada tubo en el elemento, están escalonados verticalmente para minimizar acumulación de sulfato. Todas las soldaduras tubo-a-colector son hechas en el taller de fabricación.

El recinto cerrado del banco generador utiliza una construcción de membranas soldadas compuestas de tubos de acero al carbono y membranas.

En los tubos más posteriores del módulo, las membranas están unidas en un ángulo de 90° para formar una pared trasera de sección generadora y, de esta forma, el paso ciego de gas que va a la entrada del economizador del frente. Los colectores de los elementos superiores forman el techo de la sección generadora. Hay una cavidad central para los deshollinadores.

CMPC LAJA
C605 CALDERA RECUPERADORA 2500 TDS/D

Banco generador		
Tipo		Vertical flow, finned tube
Numero de elementos	pcs	56
Tubos por elementos	pcs	20
Longitud promedio	m	22.5
Tubos		
- material		SA210-A1
- OD (diámetro exterior)	mm	50.8
- espesor de pared	mm	4.57
- espesor de pared, mínimo	mm	2.96
- tolerancia total	mm	1.61
- espaciamiento lateral	mm	195
- espaciamiento posterior	mm	114
Membranas		
- material		SA-36
- ancho	mm	31.5
- espesor	mm	5

		Pared frontal	Paredes laterales	Pared posterior
Tipo		Membrana	Membrana	Membrana
Tubos				
- material		SA210-A1	SA210-A1	SA210-A1
- OD (diámetro exterior)	mm	63.5	63.5	51
- espesor de pared	mm	6.1	6.1	4.6
- espesor de pared, mínimo	mm	3.73	3.73	2.8
- tolerancia total	mm	114	-	97.5
- espaciamiento lateral	mm	-	114	-
Membranas				
- material		SA-36	SA-36	SA-36
- ancho	mm	50.5	50.5	31.5
- espesor	mm	5	5	5

CMPC LAJA
C605 CALDERA RECUPERADORA 2500 TDS/D

3.2.8 Colectores y distribuidores de sección generación

La distribución de colectores y distribuidores de la sección generación es:

Colectores y distribuidores pre-banco generador	No.	Material	OD x s mm
Distribuidor principal de entrada	1	SA106B	355.6 x 47.63
Colector principal de salida	1	SA106B	219.1 x 25.4
Distribuidor entrada elementos banco generador	67	SA106B	88.9 x 12.5
Colector salida elementos banco generador	67	SA106B	168.3 x 21.95
Distribuidores entrada paredes laterales	2	SA106B	168.3 x 23.01
Colectores salida paredes laterales	2	SA106B	219.1 x 33.3

Los distribuidores y colectores principales de entrada y salida están equipadas con boquillas de inspección soldadas.

3.2.9 Economizador

El economizador es de tipo flujo largo, paso único, diseño colgante que consta de tubos con membrana ensamblados en paneles. Cada panel está conectado a un colector de distribución y recolección. El economizador se compone de dos (2) secciones de flujo largo, compuesta cada una de elementos de membrana. Este es un paso ciego de gas entre las secciones del economizador.

La dirección del flujo de gas de combustión es hacia abajo, a lo largo de los tubos con membrana. Los gases de combustión fluyen en contra corriente al flujo de agua de alimentación en ambas secciones economizadoras. Hay un paso ciego de gas entre las secciones del economizador.

Las paredes frontal y trasera de los economizadores son fabricadas herméticas al gas, mediante la soldadura de membranas en un ángulo de 90°, entre los tubos extremos, excepto la pared trasera del economizador I, que logran el hermetismo por una cubierta de acero al carbono, como el resto del economizador.

El techo del economizador es hermético, con carcasa de acero al carbono ubicado en la parte superior de los colectores superiores del economizador.

No hay deflectores cruzados donde pudieran ocurrir acumulaciones y los elementos inferiores están escalonados para minimizar la formación de éstas.

CMPC LAJA
C605 CALDERA RECUPERADORA 2500 TDS/D

Economizador		
Tipo		Flujo vertical, Tubo con membrana
Numero de elementos		107
Tubos por elemento		
- economizador I	pcs	12
- economizador II	pcs	13
Longitud promedio	m	27.0
Tubos		
- material		SA210-A1
- OD (diámetro exterior)	mm	44.5
- espesor de pared ,Eco 1 / Eco 2	mm	4.19 / 4.19
- espesor de pared, mínimo	mm	2.63 / 2.6
- tolerancia total	mm	1.56 / 1.59
- espaciamento lateral	mm	104
- espaciamento posterior	mm	146
Membranas		
- material		SA-36
- ancho	mm	51
- espesor	mm	4

3.2.10 Colectores y distribuidores de los economizadores

Los distribuidores y colectores de los economizadores son:

Colectores y distribuidores de los economizadores	No.	Material	OD x s mm
Distribuidor principal entrada economizador I	1	SA106B	323.9 x 33.33
Distribuidores entrada elementos economizador I	107	SA106B	63.5 x 10
Colectores salida elementos economizador I	107	SA106B	88.9 x 12.5
Colector principal salida economizador I	1	SA106B	273 x 28.58
Distribuidor principal entrada economizador II	1	SA106B	323.9 x 33.33
Distribuidores entrada elementos economizador II	107	SA106B	63.5 x 10
Colectores salida elementos economizador II	107	SA106B	88.9 x 12.5
Colector principal salida economizador II	1	SA106B	273 x 28.58

CMPC LAJA
C605 CALDERA RECUPERADORA 2500 TDS/D

Los colectores y distribuidores principales de entrada y salida están equipados con boquillas de inspección soldadas.

3.2.11 Sobrecalentador

El sobrecalentador es un loop continuo, de construcción tipo panel, en el que los tubos están ubicados tangencialmente uno junto al otro, prácticamente sin espacio en dirección posterior-posterior. Para mantener la forma de los paneles, es decir, la posición de un tubo con respecto a los demás tubos del panel, se usan amarras deslizantes, eficientemente enfriadas, que mantienen los tubos en posición posterior-posterior.

Los colectores del sobrecalentador están soportados independientemente desde el techo del hogar. Los puntos en que los elementos del sobrecalentador (paneles) pasan a través del techo, están equipados con cajas de sello que hacen el techo hermético a los gases. Los elementos del sobrecalentador están colgados con el fin de proporcionarles flexibilidad para movimiento independiente, sin crear tensiones que produzcan fatiga y falla del metal de los tubos. No hay amarras laterales entre los paneles para evitar acumulaciones.

En la dirección del flujo de gases, las secciones del sobrecalentador están ubicadas de la siguiente manera: sobrecalentador II, sobrecalentador III, sobrecalentador IV, sobrecalentador IB y sobrecalentador IA. Todas las secciones son tipo panel y se extienden a través de todo el ancho de la unidad. En el sobrecalentador IA, la dirección del flujo de vapor es contraria a la dirección del flujo de gases de la combustión y es paralela en los demás sobrecalentadores. El espaciamiento lateral de todo el sobrecalentador es 312 mms, para minimizar el ensuciamiento y las obstrucciones.

Sobrecalentador IA		
Tipo		Platen
Disposición del flujo		Counter
Número de paneles	pcs	35
Tubos por panel	pcs	38
Tubos		
- material		SA210-A1
curvas más expuestas al calor (lazos del fondo, a 500 mms del fondo)		-
- OD (diámetro exterior)	mm	57.2
- espesor de pared	mm	5.59
- espesor de pared, mínimo	mm	3.67
- tolerancia total	mm	1.92
- espaciamiento lateral	mm	312
- espaciamiento posterior	mm	60

CMPC LAJA

C605 CALDERA RECUPERADORA 2500 TDS/D

Sobrecalentador IB		
Tipo		Platen
Disposición del flujo		Parallel
Número de paneles	pcs	35
Tubos por panel	pcs	38
Tubos		
- material		SA213-T11
curvas más expuestas al calor (lazos del fondo, a 500 mms del fondo)		-
- OD (diámetro exterior)	mm	57.2
- espesor de pared	mm	5.59
- espesor de pared, mínimo	mm	3.73
- tolerancia total	mm	1.86
- espaciamiento lateral	mm	312
- espaciamiento posterior	mm	60

Sobrecalentador II		
Tipo		Platen
Disposición del flujo		Parallel
Número de paneles	pcs	35
Tubos por panel	pcs	30
Tubos		
- material		SA213-T22
curvas más expuestas al calor (lazos del fondo, a 500 mms del fondo)		Composite Sanicro 28
- OD (diámetro exterior)	mm	57.2
- espesor de pared	mm	5.59/6.1(4.18+1.92)
- espesor de pared, mínimo	mm	3.61
- tolerancia total	mm	1.98
- espaciamiento lateral	mm	312
- espaciamiento posterior	mm	60

CMPC LAJA
C605 CALDERA RECUPERADORA 2500 TDS/D

Sobrecalentador III		
Tipo		Platen
Disposición de flujo		Parallel
Número de paneles	pcs	35
Tubos por panel	pcs	30
Tubos		
- material I		SA213-T22
- material II		SA213-T91
- curvas más expuestas al calor (lazos del fondo)		Composite
- OD (diámetro exterior)	mm	Sanicro 28 57.2
- espesor de pared	mm	6.1/6.49(4.46+2.03)
- espesor de pared, mínimo	mm	4.15/3.21
- tolerancia total	mm	1.95/2.89
- espaciamiento lateral	mm	312
- espaciamiento posterior	mm	60

Sobrecalentador IV		
Tipo		Platen
Disposición de flujo		Parallel
Número de paneles	pcs	35
Tubos por panel	pcs	38
Tubos		
- material I		SA213-T22
- material II		SA213-T91
- material III		Composite
- OD (diámetro exterior)	mm	Sanicro 28 57.2
- espesor de pared	mm	7.1/6.60/ 6.49(4.46+2.03)
- espesor de pared, mínimo	mm	5.29/3.42/3.42
- tolerancia total	mm	1.81/3.18/2.03+1.04
- espaciamiento lateral	mm	312
- espaciamiento posterior	mm	60

CMPC LAJA
C605 CALDERA RECUPERADORA 2500 TDS/D

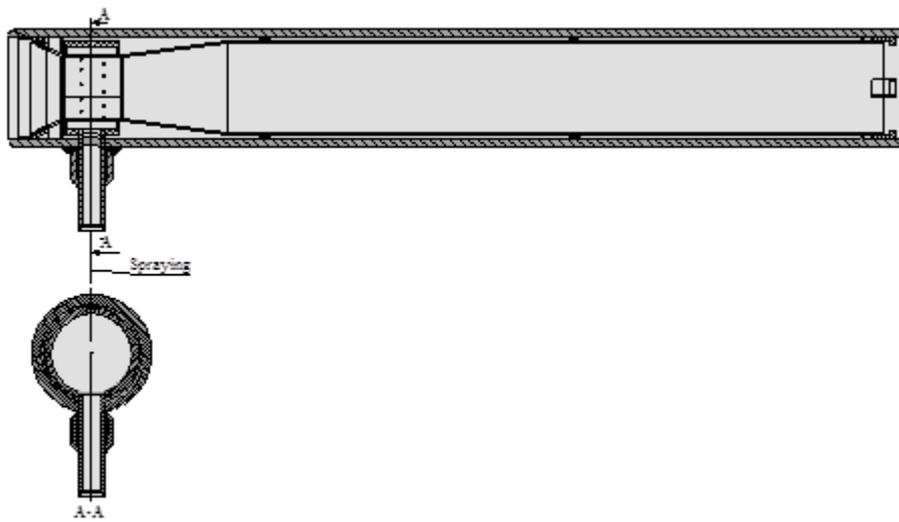
3.2.12 Colectores y distribuidores de los sobrecalentadores

Colectores y distribuidores de sobrecalentadores	No.	Material	OD x s mm
Distribuidores de entrada sobrecalentador			
- sobrecalentador IA	1	SA106B	219.1 x 25.4
- sobrecalentador IB	0	-	-
- sobrecalentador II	1	SA335P11	323.9 x 28.58
- sobrecalentador III	1	SA335P11	323.9 x 28.58
- sobrecalentador IV	1	SA335P22	323.9 x 33.33
Colectores salida sobrecalentador			
- sobrecalentador IA	0	-	-
- sobrecalentador IB	1	SA335P11	323.9 x 28.58
- sobrecalentador II	1	SA335P22	323.9 x 25.4
- sobrecalentador III	1	SA335P22	323.9 x 33.33
- sobrecalentador IV	1	SA335P22	323.9 x 40.49

Todos los colectores y distribuidores están equipados con boquillas de inspección soldadas.

3.2.13 Atemperadores, tipo spray

Seis (3+2) atemperadores tipo spray están ubicados entre las secciones de los sobrecalentadores: primario IB – secundario, secundario – terciario y terciario - cuartario, completos con boquillas de atomización y tubería interior de acero inoxidable. El agua de alimentación se usa para atemperación (control de temperatura del vapor).



CMPC LAJA
C605 CALDERA RECUPERADORA 2500 TDS/D

3.2.14 Tubería interna de la caldera

El suministro incluye la tubería interna de la caldera, formada por downcomers, tubos de alimentación, risers, tubería interna de agua de alimentación y tubería de interconexión de vapor.

Downcomers, tubos de alimentación y risers	No.	Material	OD x s mm
Downcomers hogar	2	SA106B	558 x 38.1
Downcomers paredes laterales extendidas	2	SA106B	168.3 x 14.28
Downcomers sección generación	2	SA106B	273 x 21.44
Tubos alimentación piso hogar	154	SA210-A1	57.2 x 5.59
Tubos alimentación paredes laterales hogar	16	SA106B	168.3 x 14.28
Tubos alimentación sección generación	112	SA210-A1	76.2 x 6.1
Risers paredes laterales hogar	24	SA106B	168.3 x 14.28
Risers pared frontal/techo hogar	12	SA106B	168.3 x 14.28
Risers pared posterior hogar	12	SA106B	168.3 x 14.28
Risers paredes laterales sección generación	4	SA210-A1	76.2 x 6.1
Risers desde colectores elementos salida banco generador a colector principal salida	112	SA210-A1	76.2 x 6.1
Risers sección generación a domo	10	SA106B	168.3 x 14.28

Tubería interna de agua de alimentación	No.	Material	OD x s mm
Agua de alimentación de grupo de válvulas a precalentador I	1	SA106B	323.9 x 38.1
De precalentador I a economizador I	1	SA106B	323.9 x 25.4
Tubería entrada economizador I	2	SA106B	219.1 x 18.26
Tubería salida economizador I	2	SA106B	219.1 x 18.26
De economizer I a precalentador II	1	SA106B	219.1 x 18.26
De precalentador II a economizador II	1	SA106B	273 x 21.44
Tubería entrada economizador II	2	SA106B	219.1 x 18.26
Tubería salida economizador II	2	SA106B	273 x 18.3
Economizador II a domo vapor	2	SA106B	219.1 x 18.26

CMPC LAJA
C605 CALDERA RECUPERADORA 2500 TDS/D

Tuberías de interconexión de vapor	No.	Material	OD x s mm
Tubería vapor saturado desde domo a sobrecalentador IA.	10	SA106B	168.3 x 14.28
Tubería interconexión sobrecalentador IB y atemperador 1	2	SA335P11	273 x 21.44
Tubería interconexión atemperador 1 y sobrecalentador II	2	SA335P11	273 x 21.44
Tubería interconexión sobrecalentador II y atemperador 2	2	SA335P11	273 x 23.83
Tubería interconexión atemperador 2 y sobrecalentador III	2	SA335P11	273 x 23.83
Tubería interconexión sobrecalentador III y atemperador 3	2	SA335P22	323.9 x 28.58
Tubería interconexión atemperador 3 y sobrecalentador IV	2	SA335P22	323.9 x 28.58
Vapor a colector principal de salida	2	SA335P22	323.9 x 33.33
Tubería de vapor principal	1	SA335P22	406 x 45.24
-después de válvula principal	1	SA335P22	406 x 34.93

3.2.15 Otras tuberías de interconexión

Otras tuberías de interconexión incluyen:

- Tubería agua de atomización desde grupos de válvulas de atomización a atemperadores
- Tubería vapor deshollinado a válvula de control de presión de vapor de deshollinado
- Tubería drenado rápido a estanque de drenaje rápido
- Tubería drenaje hogar a colectores drenado
- Tubería purga continua a estanque de purga continua
- Tubería venteo hogar a caja colectora de aire
- Tubería muestras agua/vapor a estación de muestreo
- Tubería alimentación productos químicos

3.2.16 Tubería externa, fuera de código

La tubería externa, fuera de código, incluida en el suministro es la siguiente:

- Tubería de vapor principal; tubería de vapor principal desde grupo de válvulas de vapor principal hasta límite de batería.
- Tubería externa de agua de alimentación; tubería agua de alimentación desde estanque de agua de alimentación hasta grupo de válvulas de agua de alimentación.
- Otra tubería fuera de código; tuberías de partida, tuberías de alimentación de productos químicos, tubería de lavado químico (permanente) y tuberías de atomización de agua de alimentación desde línea de agua de alimentación hasta grupos de válvulas.
- Discharge piping of start-up valves and superheater safety valves to the silencer

CMPC LAJA
C605 CALDERA RECUPERADORA 2500 TDS/D

- Tuberías de purga, drenaje y venteo; tubería de drenaje del hogar desde los colectores de drenado y otra tubería de purga al estanque de purga; también la tubería colectora de venteo de hogar con tubería de condensado y venteo.
- Soportes para tubería fuera de código, guías y colgadores para tuberías.
- Silenciador para válvulas de partida y de seguridad; un silenciador (1) para válvulas de seguridad de la línea de vapor principal y para líneas de partida (las partes húmedas están fabricadas de acero inoxidable; las otras, de acero carbono).

3.2.17 Válvulas y fittings de la caldera

Las válvulas y fittings de la caldera incluyen:

- Válvula motorizada completa para vapor principal, con by-pass motorizado.
- Válvula manual corte/anti-retorno de vapor principal, con by-pass manual.
- Válvulas de partida de vapor principal.
- Válvulas de seguridad del sobrecalentador con silenciador de salida.
- Válvula de corte de agua de alimentación (manual).
- Válvula de corte de agua de alimentación (motorizada).
- Válvula anti-retorno de agua de alimentación.
- Estación de control de agua de alimentación, que comprende válvula de control, válvulas de corte y purga y válvulas by-pass (dos válvulas de corte manuales y una válvula de corte motorizada).
- Válvulas de precalentador de agua alimentación y by-pass.
- Válvulas de purga, una de las cuales es motorizada.
- Válvulas de drenaje rápido.
- Válvulas de línea principal de suministro de vapor de deshollinado (una válvula de corte manual y una válvula de corte motorizada).
- Válvula de control de vapor de deshollinado.
- Válvulas de corte de atemperación.
- Válvulas de aislamiento de alimentación de productos químicos.
- Válvula de control de purga continua.
- Válvulas de aislamiento y manómetros
- Válvulas de venteo del domo.
- Conexiones para lavado ácido.
- Válvulas de venteo y válvulas drenaje de colectores y distribuidores.
- Válvulas de aislamiento para toma de muestras de agua y vapor en el domo, sobrecalentadores, economizadores.

3.2.17.1 Indicadores de nivel del domo

El monitoreo del nivel del domo incluye tres (3) transmisores análogos conectados al DCS y dos (2) medidores del nivel del domo con iluminadores y, además, una (1) medición de nivel del domo tipo multisonda, con visores remotos ubicados en la sala de control y en el nivel de operación principal, y switches de nivel cableados al SRS.

CMPC LAJA
C605 CALDERA RECUPERADORA 2500 TDS/D

3.2.17.2 Válvulas de partida y seguridad

La caldera está equipada con tres (3) válvulas de seguridad con resorte de presión; dos válvulas de seguridad están ubicadas en el domo de vapor y una válvula de seguridad en la salida del sobrecalentador. La tubería de vapor de deshollinado está equipada con una (1) válvula de seguridad con resorte de presión.

Las presiones de abertura y las capacidades de las válvulas de seguridad son:

Válvulas de seguridad de la caldera	No.	Presión de abertura bar(g)	Capacidad kg/s
Válvula de seguridad del domo	48-0282	128	44.59
Válvula de seguridad del domo	48-0283	130	70.19
Válvula de seguridad vapor principal	48-0447	112	30.81
Válvula de seguridad vapor principal (no código)	48-0444	110	20.25
Válvula de seguridad vapor deshollinadores	48-1371	40	5.83

La caldera está equipada con dos (2) válvulas de partida motorizadas, diseñadas para un flujo de vapor de alrededor de 30% MCR.

Los escapes de las válvulas de seguridad del sobrecalentador y de las válvulas de partida están conectados a un (1) silenciador ubicado en el techo del edificio de caldera y ventean directamente a la atmósfera.

3.2.17.3 Válvulas de drenaje rápido

El sistema de drenaje rápido completo incluye cuatro (4) estaciones de válvulas. Cada estación está formada por una (1) válvula manual y una (1) válvula motorizada. Ambas válvulas están equipadas con posicionadores. Las líneas de drenaje rápido están conectadas a los downcomers del hogar (2), al banco generador y al economizador II.

CMPC LAJA
C605 CALDERA RECUPERADORA 2500 TDS/D

3.3 Estructuras misceláneas, placas, material aislante y de revestimiento

3.3.1 Varillas de suspensión

Las secciones de hogar, generación y sobrecalentado y los economizadores están suspendidos de las estructuras superiores mediante un sistema de varillas de suspensión.

3.3.2 Buckstays, soportes de pared y piso, soportes para material aislante

La integridad de las paredes se mantiene por medio de una serie de buckstays horizontales asegurados a barras de unión ubicadas a intervalos determinados. El sistema de buckstays está diseñado para que las paredes del hogar y del economizador soporten presiones conforme a los requerimientos NFPA, pero no menos de ± 500 mms de indicación de agua, sin experimentar deformación permanente. El fondo del hogar está soportado por vigas.

El "penthouse", la nariz de toro del hogar y la cámara inferior están equipados con marcos de acero carbono para soportar el material aislante.

3.3.3 Carcasa

La carcasa está instalada sobre el techo y lados del economizador; está fabricada de paneles de acero carbono, con las juntas de expansión y las fijaciones adecuadas.

Carcasa		
Presión de diseño	kPa	± 5
Espesor de pared	mm	5
Material		
- paso ciego entre banco generador y economizador II		SA204
- economizador II		SA204
- paso ciego entre economizador II y economizador I		SA204
- economizador I		SA36

Nota No se necesita carcasa para el hogar ni para la sección generación debido a su construcción membranada, soldada.

3.3.4 Tolvas de ceniza

Las tolvas para recolección de ceniza están ubicadas debajo de la sección generación y de las baterías del economizador. Las tolvas se lavan con agua.

CMPC LAJA
C605 CALDERA RECUPERADORA 2500 TDS/D

Tolvas de ceniza		
Cantidad de tolvas	pcs	3
Presión de diseño	kPa	± 5
Espesor de pared	mm	5
Material		
- sección generación		SA204
- economizador, parte superior		SA36
- economizador, parte inferior		AISI 304

3.3.5 Puertas de acceso e inspección

Puertas de inspección y acceso al hogar	No.	Tipo	dimensiones mm x mm
Puertas correderas de acceso			Ø 600
- piso de operación principal	2	Tube wall	
- hogar superior, nivel de mantención	2	Tube wall	
Puertas aberturas quemadores de licor	8	Tube wall	100 x 250
Puertas entradas vigas de mantención	8	Tube wall	224 x 600
Puertas de acceso			450 x 450
- sobrecalentadores y pared frontal	22	Tube wall	
- sección generación	12	Tube wall	
- tolvas de ceniza	6	Plate wall	
Puertas de acceso			Ø 450
- pasos ciegos economizador	8	Plate wall	
Puertas			600 x 1200
- "penthouse"	2	Plate wall	
- nariz de toro	1	Plate wall	
Aberturas para inspección			100 x 250
- deshollinadores economizador	20	Plate wall	
- pared frontal	6	Tube wall	

Todas las puertas del hogar y las aberturas para inspección y lanzas están equipadas con los adecuados dispositivos de cierre. Las puertas son de abertura rápida, de bisagras, con un solo cerrojo y las manijas adecuadas. En el área del hogar, los marcos y aberturas son de fierro fundido, muy resistentes.

Las diversas aberturas de acceso e inspección de la caldera tienen puertas para trabajo pesado, con cerrojos resistentes y no se requiere herramientas para abrirlas ni cerrarlas. Las

CMPC LAJA
C605 CALDERA RECUPERADORA 2500 TDS/D

aberturas de acceso e inspección para otras áreas están equipadas con dispositivos de abertura rápida, que mantienen asegurada la cubierta o puerta y se pueden abrir y cerrar sin herramientas. Todas las puertas de abertura rápida están diseñadas para el servicio requerido y cuentan con los dispositivos de seguridad apropiados para evitar que se abran accidentalmente.

Las aberturas están equipadas con cajas de ceniza de acero inoxidable para proteger el material aislante alrededor de marcos y aberturas.

3.3.6 Material Refractario

Las posiciones siguientes están llenas con material refractario de la calidad apropiada para minimizar las demandas de mantenimiento:

- El área entre las paredes laterales y los tubos del fondo
- Las entradas de aire
- Las aberturas de los quemadores de partida y de carga
- Las aberturas de la cámara del lecho
- Las puertas y marcos del hogar
- Puertas de techo de mantención y los marcos de las puertas
- Las puertas de acceso y marcos
- Penetraciones del techo

3.3.7 Material aislante y de revestimiento

Las superficies expuestas, que están a temperatura superior a 50 °C durante la operación normal, están cubiertas con material aislante.

El estanque disolvedor con la tubería de venteo y el scrubber y también las tuberías de venteo del tanque mezclador, tanque vaciado y pozo están revestidos con material aislante, sólo para protección del personal, en las áreas donde las superficies calientes están expuestas.

Los materiales aislantes están anclados a las superficies aisladas. El revestimiento no deberá utilizarse para soportar el material aislante ni mantenerlo en su lugar. Tanto el material aislante como el de revestimiento están instalados por secciones fácilmente removibles para retirarlas cuando sea preciso para inspección y mantención.

CMPC LAJA
C605 CALDERA RECUPERADORA 2500 TDS/D

Material aislante y de revestimiento	Espesor de aislación mm	Material de revestimiento
Partes a presión		
Hogar, sección inferior hasta dos (2) metros por encima del eje de los inyectores de licor	200	AISI304 perfilado
Estructuras de soporte del fondo del hogar	200	AISI304 perfilado & liso
Hogar, sección superior desde dos (2) metros por encima del eje de los inyectores de licor	200	AI perfilado
Techo del hogar	200	AI perfilado & liso
Domo (extremos combados)	200	AI Smooth
Paredes laterales y frontal banco generador	200	AI liso & perfilado
Paredes laterales y trasera economizador	200	AI perfilado
Tuberías con código y fuera de código, sobre nivel de inyectores licor	60-200*	AI
Tuberías con código y fuera de código, bajo nivel de inyectores licor	60-200*	AISI304
Placas		
Tolvas de ceniza	200	AI perfilado & liso

*) El espesor del material aislante será seleccionado en base a las dimensiones de los tubos y a la temperatura del contenido

CMPC LAJA
C605 CALDERA RECUPERADORA 2500 TDS/D

Material aislante y de revestimiento	Espesor aislación mm	Material de revestimiento
Equipo auxiliar		
Pre calentadores de aire	100	Al perfilado
Ductos aire primario y secundario, sobre nivel inyectores de licor	100	Al perfilado
Ductos aire primario y secundario, bajo nivel de inyectores de licor	100	AISI304 perfilado
Registros aire primario y secundario	50	AISI304 liso
Ductos gases no condensables diluidos	100	Al liso
Ductos gases de la combustión desde economizadores	150	Al perfilado & liso
Ductos gases de la combustión desde precipitadores a chimenea	150	acero galvanizado
Equipo de manejo de ceniza		
Precipitador electrostático	200	Galvanized steel
Transportadores de ceniza	100	AISI304 liso
Chutes de ceniza	100	AISI304 liso

CMPC LAJA
C605 CALDERA RECUPERADORA 2500 TDS/D

Material aislante y de revestimiento	Espesor aislación mm	Material de revestimiento
Estanques, intercambiadores de calor		
Calentador directo de licor negro	100	AISI304
Estanque mezclador	100	AISI304 Smooth
Tuberías venteo tanque mezclador y vaciado	40 (protective insulation)	AISI304 Smooth
Estanque purga continua	160	Al Smooth
Estanque purga/drenaje rápido	140	Al Smooth
Estanque de condensado	160	Al Smooth
Scrubber de venteo	40 (protective insulation)	AISI304 Smooth
Bombas y ventiladores		
Ventiladores gases de combustión	100	Galvanized steel
Tubería de proceso Tubería de proceso	30-150 *	Al
Tratamiento de agua de alimentación		
Estanque agua de alimentación	160	Al Smooth

*) El espesor del material aislante se selecciona en base a las dimensiones de los tubos y a la temperatura del contenido.

CMPC LAJA
C605 CALDERA RECUPERADORA 2500 TDS/D

3.4 Quemadores

3.4.1 Quemadores de petróleo

Los quemadores de partida (6 piezas) están ubicados en ambas paredes laterales y el quemador CNCG, en la pared frontal.

Los quemadores de carga (2 piezas) están ubicados en la pared frontal, parte media del hogar.

Los quemadores de partida y de carga están provistos de dampers de aire y grupos de válvulas.

Quemadores de combustible auxiliar, Encendido y equipo de control, grupos de válvulas		Quemadores de partida	Quemadores de carga
Número de quemadores	pcs	6	2
Capacidad quemador (c/u)	MW	12	25
Flujo combustible	kg/h	265-1054	550-2195
Combustible		Petróleo pesado/ Petróleo ligero	Petróleo pesado
Capacidad quemador (c/u)		Vapor MP1 Aire de Fábrica	Vapor MP1
Proveedor		Enviroburners	Enviroburners

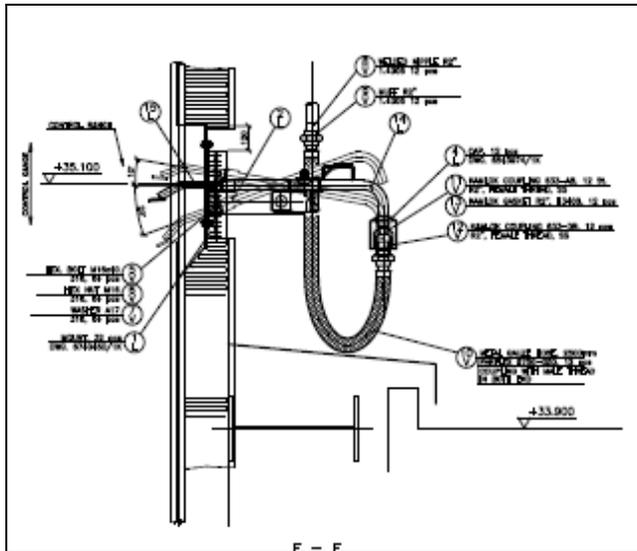
3.4.2 Boquillas licor negro

Las entradas de las boquillas de licor negro estarán ubicadas en las paredes del hogar.

Boquillas de licor negro		
Número de entradas de lanzas de licor negro (L+Ri+F+Re)	pcs	3+3+1+1
Tamaño de las boquillas		H26/K35 H30/K35

CMPC LAJA
C605 CALDERA RECUPERADORA 2500 TDS/D

Boquilla de licor negro en su posición



3.4.3 Otros quemadores

Quemador CNCG CR

La caldera recuperadora está diseñada para la combustión de gases concentrados no condensables (CNCG, por su nombre en inglés), recolectados desde la línea de fibra y planta evaporadora.

El quemador está equipado con lanzas separadas para quemar petróleo y metanol líquido.

Capacidad de Quemado:

- CNCG 1750 kg/h (incluyendo vapor)
- Petróleo combustible 176-878 kg/h
- Metanol 140-700 kg/h

Capacidad Térmica

10 MW

Proveedor

Enviroburners

CMPC LAJA
C605 CALDERA RECUPERADORA 2500 TDS/D

3.4.4 Bombeo de petróleo y unidad calefactora

La estación de bombeo y calefaccionado incluye los siguientes equipos principales:

Bombas de petróleo pesado		
Tipo		Tornillo
Material		Acero al carbón
Número de bombas	pcs	2x100%
Capacidad / bomba	kg/h	16000
Carga estática	bar	18
Velocidad rotación	rpm	2920
Filtros de petróleo pesado		
Tipo		Malla
Material		Acero al carbono
Número de filtros	pcs	2x100%
Calefactores petróleo pesado		
Tipo		Tubo-U
Medio		Vapor MP1
Número de calefactores	pcs	2x100%
Capacidad /calefactor	kg/h	13000
Temperatura in/out	°C	50 / 130

CMPC LAJA
C605 CALDERA RECUPERADORA 2500 TDS/D

3.5 Agua de alimentación & tratamiento de condensado

3.5.1 Estanque agua de alimentación

El sistema de suministro de agua de alimentación está equipado con un estanque de agua de alimentación con desaireador.

Estanque agua de alimentación		
Temperatura operativa	°C	140
Temperatura diseño	°C	159
Presión de diseño	bar(g)	5 / vacío
Diámetro	mm	4000
Longitud cilíndrica	mm	21500
Voúmen (bruto/neto)	m ³	281
Material		Acero al carbono

3.5.2 Bombas agua de alimentación

Se proporcionan dos (2) bombas eléctricas y una (1) bomba de agua de alimentación multiuso accionada por turbina, completas todas con accesorios. Dos bombas que operan en paralelo tienen la capacidad de satisfacer los requerimientos MCR de la caldera. Las tres bombas tienen valores de diseño similares.

Las bombas de agua de alimentación eléctricas son controladas mediante frecuencia variable.

El vapor para accionar la turbina se toma de la tubería de vapor principal de la caldera recuperadora. El vapor de salida de la turbina se descarga en la línea VBP.

Se proporciona un despeje entre etapas para el atemperado de la válvula con vapor.

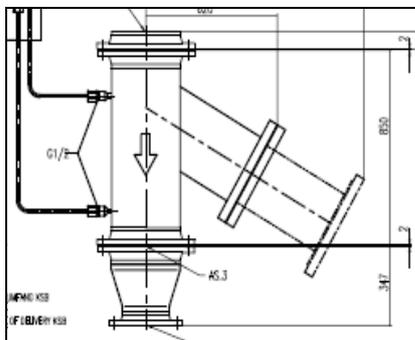
Datos de diseño bomba agua de alimetación		MCR	Diseño
Capacidad / bomba	t/h	222.8	247.3
Temperatura	°C	140	140
Presión de descarga	bar (g)	133	152

CMPC LAJA
C605 CALDERA RECUPERADORA 2500 TDS/D

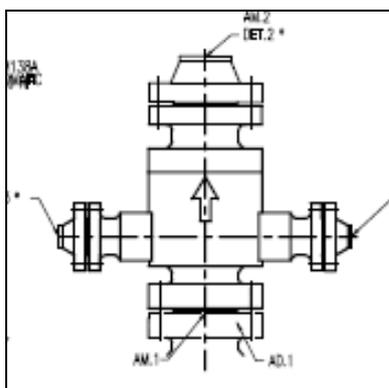
Datos de diseño bomba agua de alimentación		MCR	Diseño
Presión Tapping	bar (g)	66.3	75.6
Velocidad rotación	rpm	3262	3517
Control			VFD

Accionamiento turbina de vapor		
Presión vapor de entrada	bar (g)	105
Temperatura vapor de entrada	°C	495
Presión de salida	bar (g)	3.5
Consumo de vapor		
• MCR	t/h	10.5
• Diseño	t/h	12.3

Filtro de entrada agua de alimentación



Válvula de circulación mínima



CMPC LAJA
C605 CALDERA RECUPERADORA 2500 TDS/D

3.5.3 Equipo alimentación química

La caldera está equipada con un equipo de dosificación química para controlar la calidad del agua de alimentación y del agua de caldera.

Los puntos de dosificación química son:

- Secuestrante de oxígeno línea de succión bomba agua de alimentación
- Amina línea de succión bomba agua de alimentación
- Fosfato línea agua de alimentación antes del domo o en el grupo de válvulas de control

Estanques químicos		
Número de estanques	pcs	3
Agitador/estanque	pcs	1
Volumen	m ³	0.6
Material		AISI 304

Bombas productos químicos		
Bomba secuestrante de oxígeno	pcs	2
Tipo		diafragma
Capacidad/bomba	l/h	17
Carga estática	bar(g)	12
Bomba de amina	pcs	2
Tipo		diafragma
Capacidad/bomba	l/h	17
Carga estática	bar(g)	12
Bomba de fosfato	pcs	2
Tipo		Pistón
Capacidad/bomba	l/h	12.2
Carga estática	bar(g)	210

CMPC LAJA
C605 CALDERA RECUPERADORA 2500 TDS/D

3.6 Deshollinadores

Hay deshollinadores retráctiles con motores para los sobrecalentadores, sección generadora de la caldera y economizadores. Todos los deshollinadores estarán equipados con boquillas de alta frecuencia.

El vapor de deshollinado será proporcionado desde la turbina de vapor, con una presión de 29 bar(g). Los deshollinadores del enfriador de gas de combustión usan vapor MP1.

Deshollinadores		
Total	pcs	94
• Area sobrecalentador	pcs	48
• Sección generadora	pcs	24
• Economizador	pcs	22
• Enfriador gas de combustión	pcs	4
Diámetro tubo de la lanza		
• Caldera	mm	101.6
• Enfriador gas de combustión	mm	60.3
Proveedor		Diamond Power

La caldera será proporcionada con las siguientes aberturas de repuesto:

Aberturas de repuestos		
Total	pcs	12
• Cavidad frontal	pcs	4
• Banco generador	pcs	2
• Economizador	pcs	6

Los deshollinadores también pueden usarse para lavado con agua de las superficies calientes, para limpiar los depósitos durante las paradas de la caldera. El agua de lavado se tomará desde el estanque de agua de alimentación.

CMPC LAJA
C605 CALDERA RECUPERADORA 2500 TDS/D

3.7 Sistemas de Aire & Gas de Combustión

3.7.1 Pre-calentadores de aire

Los sistemas de aire primario, secundario y terciario están equipados con pre-calentadores de aire.

El precalentado de aire se hace en tres etapas; la primera etapa es usando agua caliente y en las otras etapas, vapor de media presión.

Pre-calentadores de aire		Primario	DNCG/ Secundario	Terciario	DNCG-aire reposición secundario	Gas de fábrica
Tipo		Tubo membrana	Tubo suave	Tubo membrana	Tubo membrana	Tubo suave
Número de etapas		3 Agua caliente+ MP1+ MP2	2 MP1+MP2	3 Agua caliente+ MP1+MP2	1 Agua caliente	1 Agua caliente
Material						
<ul style="list-style-type: none"> • Colectores y tubos • Membranas 		CS	SS	CS	CS	SS -
Flujo aire	m ³ n/s	30.8	41	30.8	32	9
Temp. entrada	°C	27	125	27	27	43
Temp. salida	°C	205	205	205	125	125
Valores diseño lado vapor						
<ul style="list-style-type: none"> • hagua caliente • sección MP1 • Sección MP2 	bar(g)/°C bar(g)/°C bar(g)/°C	16/230 16/250 42/350	16/230 16/250 42/350	16/230 16/250 42/350	16/230 16/250 42/350	16/230 16/250 42/350

CMPC LAJA
C605 CALDERA RECUPERADORA 2500 TDS/D

Ductos de aire con soportes, registradores de aire y entradas con dampers de velocidad

Las cajas de aire están equipadas con ventanas de inspección, se operan automáticamente, tienen dampers individuales de velocidad de las entradas, para aire primario, secundario y terciario. Las entradas de aire secundario/DNCG están equipadas con válvulas herméticas para el gas.

La presión de diseño de los ductos es ± 8 kPa.

Ductos	Espesor mm	Material
Ductos aire primario y cajas de aire	4	Acero carbono al
Ductos aire fresco aire secundario	4	Acero carbono al
Ducto aire DNCG y cajas de aire	3-4	AISI 304L
Ductos aire terciario y cajas de aire	4	Acero carbono al

Las entradas están ubicadas de la siguiente forma:

Entradas aire	Número pcs	Tamaño cm ²	Ubicación
Aire primario	56	180	
Aire secundario	10	800	frente 5, trasera 5
• 1° nivel	5	800	frente 2, trasera 3
• 2° nivel			
Aire terciario	7	1700/4 800/3	frente 4, trasera 3

La caldera recuperadora está diseñada para utilizar DNCG de la fábrica, estanque disolvedor, estanque de mezcla y gases de venteo del estanque de vaciado, como un aire de combustión secundario.

3.7.2 Ductos gas de combustión con soportes

Ductos de gases de combustión con soportes entre economizador, precipitador electrostático, ventiladores TI, enfriadores gas de combustión y chimenea.

CMPC LAJA
C605 CALDERA RECUPERADORA 2500 TDS/D

Los ductos de gas de combustión son fabricados de plancha de acero al carbono de 4 mm. La presión de diseño es ± 5 kPa.

3.7.3 Silenciadores de entrada para los ventiladores de aire

Los ventiladores de aire primario, secundario/DNCGy terciario están equipados con silenciadores de entrada de aire.

3.7.4 Dampers abierto/cerrado & Control

Los ductos de aire de combustión y DNCG están equipados con dampers con actuadores.

Dampers	Número	Tipo	Material
Ductos aire primario	1	Aislación	Acero al carbono
Ducto aire secundario fresco	1	Control	Acero al carbono
Ducto aire secundario/DNCG	1	Aislación	AISI 304L
Ductos aire terciario	1	Aislación	Acero al carbono
Dampers DNCG de Fábrica	2	De cambio on/off	AISI 316L

El by-pass del scrubber de gases de venteo del estanque disolvedor y el ducto de explosión del estanque disolvedor están ambos equipados con un damper de explosión.

Los dampers de los ductos de gas de combustión están ubicados en la entrada y en la salida de cada cámara del precipitador electrostático.

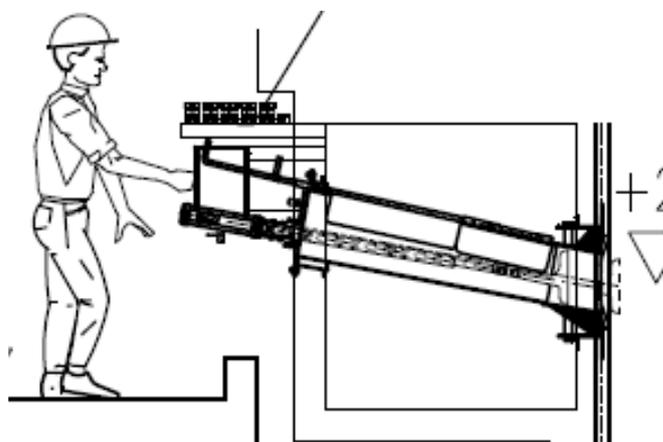
3.7.5 Equipo de Limpieza Automático Entradas de Aire

Las entradas de aire primario y secundario se proporcionan con equipo de limpieza automático.

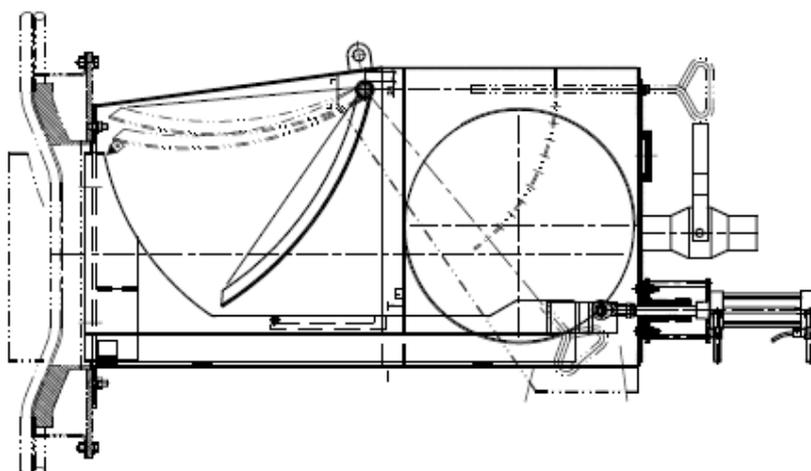
CMPC LAJA
C605 CALDERA RECUPERADORA 2500 TDS/D

Entradas de Aire	Número de Entradas pcs	Varillas/grupo
Aire primario	56	4
Aire secundario	10	10
• 1° nivel	5	5
• 2° nivel		

Limpeza entradas de aire primario



Limpeza entradas de aire secundario



CMPC LAJA
C605 CALDERA RECUPERADORA 2500 TDS/D

3.7.6 Chimenea gases de combustión

La chimenea principal de la caldera es de construcción de acero, paredes doble. La chimenea está adyacente al edificio de la caldera recuperadora y sujeta a éste.

Chimenea gases de combustión	Diametro mm	Material
Caldera recuperadora	3600	Corten B top 6 m: AISI 304

3.8 Quemado de CNCG en la Caldera Recuperadora

La caldera recuperadora estará diseñada para la combustión de gases CNCG recolectados desde la línea de fibra y la planta evaporadora.

Separador de gotas CNCG		
Volumen	m ³	0.46
Material		AISI 316L

Estanque de Condensado CNCG		
Volumen	m ³	0.50
Material		AISI 316L

Bomba de Condensado CNCG La bomba es Ex-clasificada		
Tipo		Hermética
Capacidad	l/s	1
Cabezal	m	25
Material		AISI 316L

CMPC LAJA
C605 CALDERA RECUPERADORA 2500 TDS/D

3.9 Equipo manejo de ceniza

3.9.1 Precipitador Electrostático

El precipitador electrostático incluye dos (2) cámaras de acero fondo plano y cada cámara tiene tres (3) campos.

El precipitador se instala después del economizador. Los ventiladores de tiro inducido (ventiladores gases de combustión) y enfriadores del gas de combustión están ubicados después del precipitador.

Precipitador electrostático		
Número de Cámaras	pcs	2
Número de campos eléctricos/cámaras	pcs	3
Material estructura de la cámara		Acero al carbón
Material del fondo de la cámara		Acero al carbono
Flujo de gas por diseño (húmedo)	m ³ n/s	132
Temperatura del gas, operación	°C	203
Temperatura del gas máx. , diseño mecánico	°C	250
Temperatura del gas, mín.	°C	20 sobre punto de rocío
Valor pH, mín.		9
Presión estática	kPa	± 6
Concentración de polvo en la entrada, a 3 % O ₂ (gas seco)	g/m ³ n	30
Contenido de polvo en la salida a 8 % O ₂ (gas seco)		
• Dos (2) cámaras en operación, 100% MCR	mg/m ³ n	30
• Una (1) cámara en operación, 80% MCR	mg/m ³ n	150

CMPC LAJA
C605 CALDERA RECUPERADORA 2500 TDS/D

3.9.2 Transportadores de ceniza y alimentadores rotatorios

Transportadores de ceniza	Tipo	Número pcs	Ancho mm	Material carcasa
Transportador de la Tolva				
• Banco Generador	Cadena doble arrastre	1	600	CS
• Economizador I	Cadena doble arrastre	1	600	CS
• Economizador II	Cadena doble arrastre	1	600	CS
• Transportador recolección	Cadena doble arrastre	1	600	SS
Precipitador electrostático				
• Transportador recolector	Cadena doble arrastre	1	600	SS
• Transportador de transferencia	Cadena doble arrastre	1	600	SS

Los transportadores de la tolva de ceniza y el transportador recolector de la tolva están equipados con drenajes para el lavado con agua.

La ceniza cae a través de chutes de ceniza al estanque de mezcla.

Alimentadores rotatorios			
Alimentadores rotatorios ceniza de la tolva	pcs	3	
Alimentadores rotatorios ceniza del precipitador	pcs	2	
Material			
• Estructura			Acero al carbono
• Rotor			AISI 304 revestido

3.9.3 Sistema Extracción de Ceniza

La ceniza volátil del precipitador electrostático puede sacarse del sistema al estanque de vaciado de ceniza. El volumen del estanque es de 1.5m³. Además, el sistema incluye un damper y un transportador de tornillo.

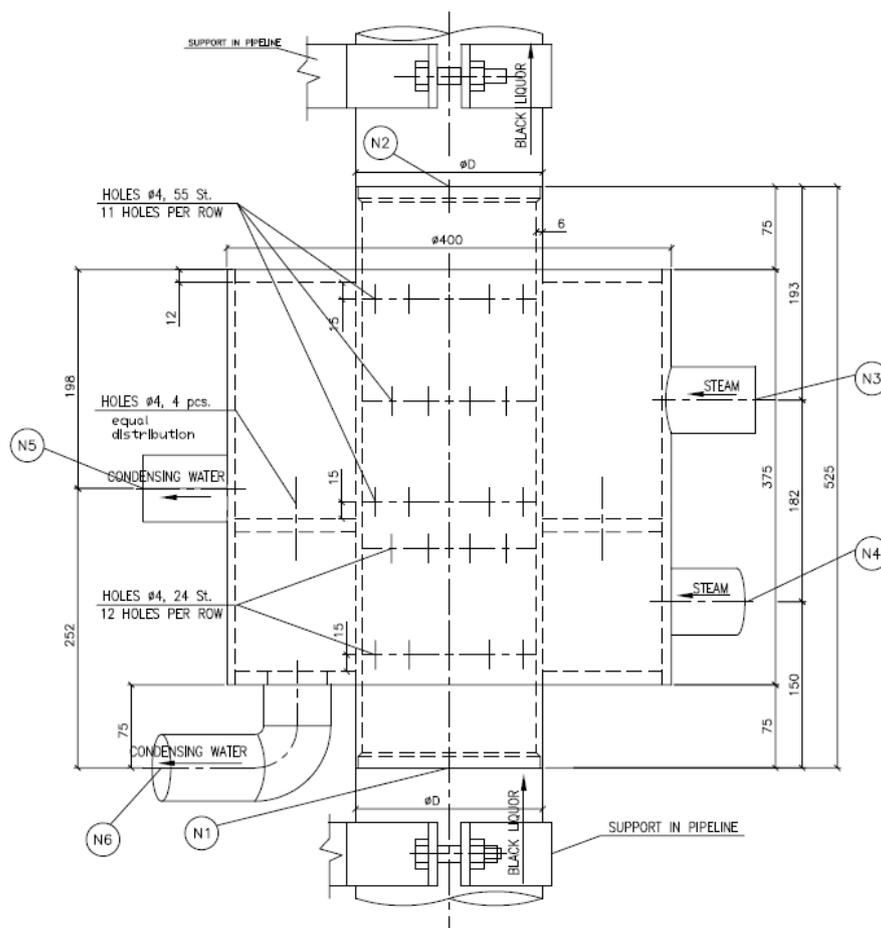
CMPC LAJA
C605 CALDERA RECUPERADORA 2500 TDS/D

3.10 Intercambiadores de calor

3.10.1 Precalentadores directos de licor negro

El precalentador directo de licor negro ha sido diseñado para un aumento de temperatura de 15 grados usando vapor de media presión.

Intercambiadores de calor	Tipo	Material superficie e calor	Material carcasa
Calefactor directo de licor negro	Directo	Duplex	Duplex



CMPC LAJA
C605 CALDERA RECUPERADORA 2500 TDS/D

3.10.2 Enfriador del Scrubber gases de venteo

Enfriador del Scrubber gases de venteo			
Tipo	Placa		
Material	AISI 316		
Agua refrigeración canal		Lado caliente	Lado frío
Flujo	kg/s	80	107
Temperatura entrada	°C	80	25
Temperatura salida	°C	40	55
Caída de presión	bar	0.21	0.34
Calor intercambiado	kW	13381	

3.10.3 Precalentador agua desmineralizada

Precalentador agua desmineralizada			
Tipo	Placa		
Material	AISI 316		
Agua refrigeración canal		Lado caliente	Lado frío
Flujo	kg/s	80	42
Temperatura entrada	°C	80	20
Temperatura salida	°C	55	68
Caída presión	bar	0.58	0.17
Calor intercambiado	kW	8370	

3.10.4 Enfriador circulación canales de fundido

Enfriador circulación canales de fundido			
Tipo	Placa		
Material	AISI 316		
Agua refrigeración canal		Lado caliente	Lado frío
Flujo	kg/s	7.5	7.5
Temperatura entrada	°C	60	25
Temperatura salida	°C	45	40
Caída de presión	bar	0.48	0.48
Calor intercambiado	kW	470	

CMPC LAJA
C605 CALDERA RECUPERADORA 2500 TDS/D

3.11 Estanques

3.14.2 Scrubber gases de venteo estanque disolvedor

Los DNCG provenientes del estanque disolvedor, estanque de mezcla y estanque de vaciado son refrigerados en el scrubber de gases de venteo tipo lecho compacto, antes de ser introducidos al sistema de aire secundario. La carcasa y partes más internas del condensador son construidas de acero inoxidable.

Scrubber gases de venteo estanque disolvedor		
Flujo gases de venteo, entrada (gas húmedo)	m ³ n/s	10.1
Flujo gases de venteo, salida (gas húmedo)	m ³ n/s	5.0
Temperatura, entrada	°C	90
Temperatura, salida	°C	47
Material		AISI 304
Diámetro	mm	3000
Altura, cilíndrica	mm	7000

3.14.3 Estanque disolvedor con agitadores, canales de fundido y chimenea de venteo.

El estanque disolvedor es un estanque ovalado, hecho de concreto y acero al carbono/acero inoxidable.

Estanque disolvedor		
Volumen	m ³	290
Longitud	mm	11250
Ancho	mm	7310
Altura	mm	4830
Material		
• Fondo		AC/Concreto
• Manto		AC/Concreto Revestimiento de 1 metro AISI 304L en el nivel del líquido

CMPC LAJA
C605 CALDERA RECUPERADORA 2500 TDS/D

Estanque disolvedor		
• Techo		Duplex cerca de las canales AISI304L

Características / Equipo

- Tres (3) agitadores instalados en los lados
- Damper alivio de explosión
- Puerta de inspección
- Protecciones para cada canal (capucha)

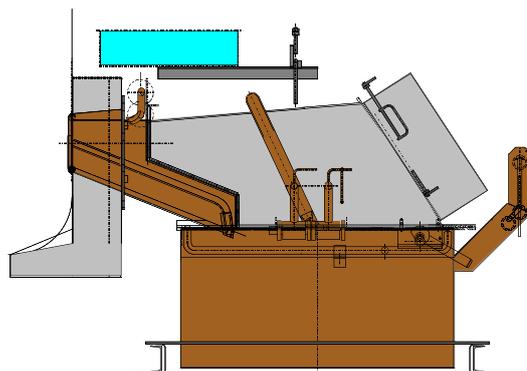
Agitadores		
Número	pcs	3
Tipo		Montaje lateral
Material partes húmedas		AISI 304

Cada agitador está equipado con un cono de dilución de licor blanco débil, una protección de rotación y una unidad de agua de sello.

Canales de fundido		
Número de canales	pcs	5
Material		Acero al carbono con placa compuesta de la canal

Cada canal está equipada con una boquilla fraccionadora de fundido y una capucha con flasheo

Minicapucha



CMPC LAJA
C605 CALDERA RECUPERADORA 2500 TDS/D

3.14.4 Otros estanques

Estanque	Volumen m ³	Presión diseño bar(g)	Material	Comentarios
Estanque de mezcla	19.5	0	AISI 304	Un agitador vertical
Estanque de vaciado	15	0	AISI 304	
Pozo de licor	21	0	Concrete	
Estanque vaciado ceniza caldera	1.5	0	AISI 304	
Estanque drenaje rápido/soplado	15	10	SA516Gr65	
Estanque I soplado continuo	3	16	SA516Gr65	Placa de desgaste acero inoxidable
Estanque II soplado continuo	3	5	SA516Gr65	
Estanque condensado Recbo	3	5	SA516Gr65	
Estanque flash condensado	2.5	11	SA516Gr65	
Estanque de expansión	1	0	AISI 304	
Estanque agua de reserva	50	0	AISI 304	
Estanque enfriador gases de combustión	2	25	SA516Gr65	
Estanque receptor aire de instrumento	8	10	SA516Gr65	

CMPC LAJA
C605 CALDERA RECUPERADORA 2500 TDS/D

3.12 Bombas y Ventiladores

3.12.1 Bombas de proceso centrífugas

Bombas de licor	No. pcs	Capac. l/s c/u	Temp °C	Cabezal m	Rpm 1/min	Control
Bomba transferencia licor negro	2	28	116	40	1500	VFD
Bomba estanque vaciado	1	30	90	40	1500	Velocidad constante
Bomba estanque sumidero licor negro	1	30	70	15	1500	Velocidad constante
Bomba transf. licor verde	2	103	95	40	1500	VFD

Bombas de agua	No. pcs	Capac. l/s each	Temp °C	Cabezal m	Rpm 1/min	Control
Bomba refrig. canales de fundido	2	14	60	60	3000	Velocidad constante
Bomba booster estanque agua de reserva	2	18	25	60	3000	Velocidad constante
Bomba condensado Rcho	1	17	140	50	3000	Velocidad constante
Bomba circulación enfriador gas de combustión	2	66	105	25	1500	VFD
Bomba booster agua red de incendio	1	32	25	60	3000	Velocidad constante
Bomba circulación scrubber gases de venteo	1		75	40	3000	Velocidad constante
Bomba booster agua de fábrica	1	20	25	60	3000	Velocidad constante

CMPC LAJA
C605 CALDERA RECUPERADORA 2500 TDS/D

3.12.2 Ventiladores

Ventiladores de aire		Aire primario		DNCG/ Aire secundario		Ventilador aire terciario	
		MCR	Diseño	MCR	Diseño	MCR	Diseño
Flujo aire	m ³ n/s	30.8	36.9	41	49.2	30.8	40
Carga estática	Pa	2800	3600	5750	6740	5800	7000
Temperatura	°C	27	70	123	200	27	70
Velocidad rotación	rpm	979	1139	894	987	857	987
Material			CS		SS		CS
Control			VFD		VFD		VFD

Ventiladores de aire		Ventilador gas de venteo estanque disolvedor		Ventilador gas de venteo estanque de mezcla	
		MCR	Diseño	MCR	Diseño
Flujo de aire	m ³ n/s	5.6	7.3	0.7	0.9
Carga estática	Pa	1900	3000	1100	1500
Temperatura	°C	50	90	100	150
Velocidad rotación	rpm	1513	1971	2317	2807
Material			SS		SS
Control			VFD		VFD

CMPC LAJA
C605 CALDERA RECUPERADORA 2500 TDS/D

Ventiladores gas de combustión		MCR	Diseño
Número de ventiladores	pcs	2	1
Flujo gas húmedo /ventilador	m ³ n/s	65.9	92.2
• % of total	%	50	70
Carga estática	Pa	3050	5060
Temperatura/construcción	°C	135	203
Velocidad de rotación	rpm	777	1168
Control			VFD

CMPC LAJA
C605 CALDERA RECUPERADORA 2500 TDS/D

2	INFORMACIONES SOBRE DISEÑO Y FUNCIONAMIENTO.....	2
2.1	Información básica acerca del diseño	2
2.1.1	Capacidad	2
2.1.2	Licor Negro	2
2.1.3	Combustibles auxiliares	3
2.1.4	Agua de Alimentación	4
2.1.5	Agua de Caldera.....	4
2.1.6	Vapor Sobrecalentado	4
2.1.7	Aire de Combustión	4
2.1.8	Gases de la Combustión.....	5
2.1.9	Licor Verde y Blanco débil	5
2.2	Balance de Materiales	6
2.3	Balance de Calor	7
2.4	Datos de funcionamiento	8
2.5	Información del Consumo	11

CMPC LAJA
C605 CALDERA RECUPERADORA 2500 TDS/D

2 INFORMACIONES SOBRE DISEÑO Y FUNCIONAMIENTO

2.1 Información básica acerca del diseño

La caldera recuperadora, el diseño del equipo auxiliar y su funcionamiento se basan en la siguiente información inicial.

2.1.1 Capacidad

La caldera recuperadora está diseñada para la siguiente capacidad de quemado de sólidos secos en el licor negro, excluyendo la ceniza reciclada:

Capacidad continua máxima (MCR) tSS/24 h 2500

2.1.2 Licor Negro

El diseño de la caldera recuperadora se basa en las siguientes propiedades del licor negro suministrado desde la planta de evaporadores, excluyendo la ceniza reciclada y sal de relleno:

• Especie de Madera		eucaliptus, pino
• Contenido sólidos secos (sin ceniza)	%	80±1
• Temperatura	°C	130±3
• Potencia calorífica bruta (HHV)	MJ/kgDS	14.0

Análisis elemental (sólidos secos), virgen		en peso	
• Carbono	C	%	35.5
• Sodio	Na	%	19.7
• Azufre	S	%	4.8
• Oxígeno	O	%	33.8
• Hidrógeno	H	%	3.5
• Potasio	K	%	2.3
• Cloro	Cl	%	0.3
• Nitrógeno*	N	%	0.10
• NPE		%	0
Total		%	100.0

* Método Kjeldahl

CMPC LAJA
C605 CALDERA RECUPERADORA 2500 TDS/D

2.1.3 Combustibles auxiliares

Sal de relleno

- Cantidad como Na₂SO₄ kg/tSS 0

Petróleo Combustible #6

- Mayor potencia calorífica MJ/kg 42.8
- Contenido de Azufre, Máx wt-% 5.0
- Viscosidad a 100 °C mm²/s 48

Petróleo Combustible Liviano A1

- Mayor potencia calorífica MJ/kg 45
- Contenido de Azufre, Máx wt-% 0.035
- Viscosidad a 40 °C mm²/s 3.7

Gases Diluidos No Condensables (DNCG, fuente exterior)

- | | | Etapa 1 | Etapa 2 |
|------------------------|-----------------------------|---------|---------|
| • Cantidad | m ³ n/s (húmedo) | 5.6 | 8.3 |
| • Contenido de azufre | mg S / m ³ n | ≤ 100 | ≤ 100 |
| • Contenido de oxígeno | vol-% (wet) | ≥ 19 | ≥ 19 |
| • Temperatura | °C | 43 | 43 |

Gases Concentrados No Condensables (CNCG, fuente exterior)

- | | | Etapa 1 | Etapa 2 |
|-----------------------|---------------------------|---------|---------|
| • Cantidad | m ³ n/s (seco) | 500 | 700 |
| • Contenido de azufre | g S / m ³ n | 75 | 110 |

Metanol líquido

- | | | Etapa 1 | Etapa 2 |
|-----------------------------------|------|---------|---------|
| • Cantidad metanol puro (liquido) | kg/h | 105/515 | 150/700 |
| • Contenido de agua | w-% | 20 | 20 |
| • Temperatura | °C | 25 | 25 |

Jabón

- Cantidad como aceite de pino kg/tDS 10

CMPC LAJA
C605 CALDERA RECUPERADORA 2500 TDS/D

2.1.4 Agua de Alimentación

Temperatura en la entrada del precalentador de AA °C 140

Calidad del agua de alimentación

• pH (25 °C)		> 9.2
• Contenido de O ₂	mg/kg	≤ 0.010
• Dureza	mval/kg	≤ 0.003
• Contenido de Na+K	mg/kg	≤ 0.02
• Contenido de Fe	mg/kg	≤ 0.02
• Contenido de Cu	mg/kg	≤ 0.003
• Conductividad, acida (25 °C)	μS/cm	≤ 0.2
• Sustancia Orgánica (como TOC) concentración	mg/kg	≤ 0.2
• Contenido SiO ₂	mg/kg	≤ 0.02
• Espuma de aceite, suciedad		Ninguna

2.1.5 Agua de Caldera

Calidad del agua de caldera

• pH (25 °C), mín		9.0 – 9.7
• Valor p	mval/kg	≤ 0.5
• Conductividad, directa (25 °C)	μS/cm	≤ 30
• Conductividad, ácida (25 °C)	μS/cm	≤ 30
• Contenido de Na+K	mg/kg	≤ 60
• Contenido de PO ₄	mg/kg	≤ 10
• Contenido de SiO ₂	mg/kg	≤ 1

2.1.6 Vapor Sobrecalentado

Vapor sobrecalentado en la salida del Sobrecalentador

• Temperatura	°C	495 ± 10
• Presión	bar(a)	106

2.1.7 Aire de Combustión

• Temperatura ambiente	°C	30
• Temperatura, aire primario	°C	205
• Temperatura, aire secundario	°C	205
• Temperatura, aire terciario	°C	205
• Humedad, aire ambiente	g/kg aire seco	13

CMPC LAJA
C605 CALDERA RECUPERADORA 2500 TDS/D

2.1.8 Gases de la Combustión

Flujo de gases en salida de economizadores		
• Temperatura	°C	203
• Contenido de O ₂ , gas seco	vol-%	3
Flujo de gases en salida de enfriador de gases		
• Temperatura	°C	135

2.1.9 Licor Verde y Blanco débil

Licor verde		
• TTA (como NaOH)	g/l	163
• Densidad	t/m ³	1.1
		4
Licor blanco débil		
• TTA (as NaOH)	g/l	25-30
• Densidad	t/m ³	1.03
• Temperatura	°C	≤ 65

CMPC LAJA
C605 CALDERA RECUPERADORA 2500 TDS/D

2.2 Balance de Materiales

El balance de materiales sólo se calcula para el quemado de licor negro. Los números listados están en moléculas y gramos en base al ingreso de 1 kg de sólidos secos licor negro (DS) a la caldera, excluyendo la ceniza reciclada.

Licor de entrada	Total g	H ₂ O mol	C mol	Na ₂ mol	S mol	O ₂ mol	H ₂ mol	K ₂ mol	Cl mol	N ₂ mol	Otro g
Humedad	250.0	13.877									
Carbono	355.0		29.556								
Sodio	197.0			4.284							
Azufre	48.0				1.497						
Oxígeno	338.0					10.563					
Hidrógeno	35.0						17.362				
Potasio	23.0							0.294			
Cloro	3.0								0.085		
Nitrógeno	1.0									0.036	
Otros	0.0										0.0
Sal de relleno	0.0			0.0	0.0	0.0					
Vapor precalent	0.0	0.000									
Al hogar	1250.0	13.877	29.556	4.284	1.497	10.563	17.362	0.294	0.085	0.036	0.0
Pérdidas	0.1			0.001	0.001	0.002					
A gases de la combustión y Fundido	1249.9	13.877	29.556	4.284	1.496	10.561	17.362	0.294	0.085	0.036	0.0
Na ₂ S	103.2			1.322	1.322						
Na ₂ SO ₄	9.9			0.070	0.070	0.139					
Na ₂ CO ₃	302.0		2.849	2.849		4.274					
K ₂ S	10.1				0.092			0.092			
K ₂ SO ₄	0.8				0.005	0.010		0.005			
K ₂ CO ₃	27.3		0.198			0.296		0.198			
NaCl	4.9			0.042					0.085		
Otros	0.0										0.0
Total a fundido	458.3		3.047	4.284	1.488	4.719		0.294	0.085		0.0
A gases de la combustión	791.6	13.877	26.509		0.008	5.842	17.362			0.036	
Vapor de deshollinado	154.5	8.578									
Total a gases de combustión	946.1	22.455	26.509		0.008	5.842	17.362			0.036	
Eficiencia de reducción				Na ₂ S / (Na ₂ S + Na ₂ SO ₄) = 95							

CMPC LAJA
C605 CALDERA RECUPERADORA 2500 TDS/D

2.3 Balance de Calor

El balance de calor sólo se calcula para el quemado de licor negro en base al ingreso a la caldera de 1kg de sólidos secos (DS) en el licor negro, excluyendo ceniza reciclada.

Carga	tSS/ 24h	2500
Temperatura de referencia	°C	0
Purga continua	Kg/s	0
Entrada		
Potencia calorífica bruta	kJ/kgSS	14000
Calor sensible en licor negro	kJ/kgSS	442.1
Pre calentamiento de licor negro	kJ/kgSS	0.0
Aire de combustión	kJ/kgSS	1106.9
Calor entrada exterior	kJ/kgSS	607.6
Subtotal	kJ/kgSS	16156.6
Vapor deshollinadores, exterior	kJ/kgSS	478.2
Agua de alimentación	kJ/kgSS	2427.5
Combustible auxiliar (CNCG)	kJ/kgSS	0.0
Total	kJ/kgSS	19062.3
Salida		
Reducción de azufre	kJ/kgSS	1450.9
Calor sensible en fundido	kJ/kgSS	654.2
Calor en vapor de agua	kJ/kgSS	1800.7
Calor sensible en gases de combustión secos	kJ/kgSS	1005.3
Combustibles (no quemados)	kJ/kgSS	16.2
Radiación y convección	kJ/kgSS	48.5
Otros	kJ/kgSS	0
Margen de Fabricante	kJ/kgSS	0
Subtotal	kJ/kgSS	4975.9
Vapor de deshollinado	kJ/kgSS	445.8
Calor neto a vapor	kJ/kgSS	13640.6
Total	kJ/kgSS	19062.3
Vapor de deshollinado	kg/kgSS	0.155
Flujo de vapor, neto	kg/kgSS	4.067

CMPC LAJA
 C605 CALDERA RECUPERADORA 2500 TDS/D

2.4 Datos de funcionamiento

Carga de la Caldera	tSS/24h		Etapas 1 1750	Etapas 2 2500
Licor negro				
Contenido de sólidos secos				
• A boquillas de licor, sin ceniza	%		80	80
• A boquillas de licor, como quemado	%		81.3	81.6
Flujo				
• A boquillas de licor, sin ceniza	kg/s		25.3	36.2
	l/s		17.5	24.9
Temperatura				
• A boquillas de licor, como quemado	°C		130	130
Sal de relleno	t/h		0	0
Combustible Auxiliar	t/h		0	0
DNCG	m ³ n/s		0	0
CNCG	m ³ n/s		0	0
Metanol	kg/h		0	0
Jabón, como aceite de pino	kg/s		0	0
Licor verde				
Flujo	kg/s		78.0	111.5
	l/s		68.6	98.1
Temperatura	°C		90	90
Licor blanco débil				
Flujo	kg/s		69.6	99.4
Temperatura	°C		65	65

CMPC LAJA
 C605 CALDERA RECUPERADORA 2500 TDS/D

Aire de combustion			Etapa 1	Etapa 2
Flujo al hogar (excluyendo aire de infiltración)	m ³ n/s		71.8	102.5
Temperatura				
• Aire ambiente	°C		30	30
• Aire primario (PA)	°C		205	205
• Aire secundario (SA)	°C		205	205
• Aire terciario (TA)	°C		205	205
Perdida de presión (Etapa 2)				
		PA	SA	TA
• Precalentadores de aire	Pa	550	1300	550
• Ductos	Pa	700	725	700
• Medición de flujo	Pa	250	250	250
• Presión en la caja de aire	Pa	1300	3500	4300
• Total		2800	5750	5800
			Etapa 1	Etapa 2
Gases de la combustión				
• Flujo (húmedo, vapor de deshollinado incluido)	m ³ n/s		92.3	131.8
• Flujo (seco)	m ³ n/s		72.6	103.8
• Contenido de O ₂ después de economizadores	vol-%		3.0	3.0
Temperatura				
• En salida hogar	°C		970	1080
• Antes del banco generador de caldera	°C		420	475
• Después del banco generador de caldera	°C		265	295
• En salida economizadores	°C		188	203
Perdida de presión				
• Sobrecalentador	Pa		30	50
• Banco Generador	Pa		200	350
• Economizador	Pa		800	1600
• Ductos de gases de combustión	Pa		150	250
• Precipitador electrostático	Pa		140	200
• Enfriador de gases	Pa		200	400
• Total	Pa		1520	2850

CMPC LAJA
C605 CALDERA RECUPERADORA 2500 TDS/D

Agua de alimentación			Etapas 1	Etapas 2
• Flujo	t/h		298.8	423.6
Temperatura				
• En entrada de precalentador I AA	°C		140	140
• En entrada de economizador I	°C		161	161
• En entrada de precalentador II AA	°C		189	198
• En entrada de economizador II	°C		205	214
• En salida de economizador II	°C		262	282
Perdida presión a través de economizadores I&II	bar		1	2
Perdida presión a través de precalentadores AA I&II	bar		0.7	1
Presión del domo				
	bar(a)		113.2	118.6
Purga continua				
	t/h		0	0
Vapor sobrecalentado				
Flujo				
• Neto	t/h		298.8	423.6
Temperatura				
• En salida sobrecalentador IA	°C		334	340
• En salida sobrecalentador IB	°C		359	369
• En salida sobrecalentador II	°C		411	404
• En salida sobrecalentador III	°C		463	456
• En salida sobrecalentador IV	°C		495	495
Presión				
• en salida sobrecalentadores	bar(a)		106	106
• perdida de presión a través de sobrecalentadores	bar		6	11

CMPC LAJA
C605 CALDERA RECUPERADORA 2500 TDS/D

2.5 Información del Consumo

Caldera Recuperadora

100%MCR	tds/24h	2500
Flujo neto vapor	kg/s	423.6
Agua desmineralizada(normal/máx)	t/h	118.8 / 343.4
Condensados (normal/mín)	t/h	277.6 / 0
Petróleo grueso a quemadores (máximo)	kg/h	11600
Aire presurizado (continuo)	nm ³ /h	350
Consumo electricidad	kW	5500

Vapor auxiliar, baja presión

Vapor BP	Unidad	PASO 1 1750 tDS/d	PASO 2 2500 tDS/d
Operación normal estanque agua de alimentación	t/h	19.0	25.2
Dimensionado estanque agua de alimentación (100% agua desmineralizada fría)	t/h	56.0	75.3
Estanque derrame de licor (operación normal 0 t/h)	t/h	<0.5	<0.5
Eyector GCNC & manejo	t/h	0.6	0.8
Consumo Máximo, SUM	t/h	57.1	76.6

CMPC LAJA
C605 CALDERA RECUPERADORA 2500 TDS/D

Vapor Auxiliar, media presión MP1

	Unidad	PASO 1 1750 tDS/d	PASO 2 2500 tDS/d
Pre calentadores de aire	t/h	12.0	12.0
Salidas de vapor (operación normal 0 t/h)	t/h	<0.3	<0.3
Pre calentador directo licor negro (operación normal 0 t/h)	t/h	<1.8	<2.6
Canales de fundido	t/h	0.9	0.9
Quemadores de partida, todos los quemadores en operación	t/h	<0.6	<0.6
Quemadores de carga, todos los quemadores en operación	t/h	<0.4	<0.4
Deshollinador FGC, cuando está en operación	t/h	7.5	7.5
Pre calentador 1 agua de alimentación	t/h	11.9	15.9
Consumo máximo, SUM	t/h	35.4	39.6

Vapor auxiliar, media presión MP2

	Unidad	PASO 1 1750 tDS/d	PASO 2 2500 tDS/d
Pre calentadores de aire	t/h	9.0	9.0
Pre calentador 2 agua de alimentación	t/h	10.5	13.7
Deshollinadores (2 en oper. / 4 en oper.)	t/h	16	16/32
Consumo máximo, SUM	t/h	35.5	54.7

Agua de fábrica, WMCF

3.5 bar(g), 20°C	Unidad	PASO 1 1750 tDS/d	PASO 2 2500 tDS/d
Estanque agua de reserva, cuando la bomba está en operación	l/s	18	18
- Refrigeración a FWP's (2 en oper.)		1.1	1.1
- Refrigeración a la turbina		3.5	3.5
Agua de sello a bombas y agitadores	l/s	0.9	0.9
Consumo continuo, SUM	l/s	5.5	5.5

CMPC LAJA
C605 CALDERA RECUPERADORA 2500 TDS/D

Agua de fábrica, WMC

3.5 bar(g), 20°C	Unidad	PASO 1 1750 tDS/d	PASO 2 2500 tDS/d
Intercambiador de calor canales de fundido	l/s	6	6
Refrigeración estanque drenaje rápido, avg/max	l/s	5/110	8/110
Depurador gases de venteo (scrubber)	l/s	88	110
Estación de muestreo	l/s	5	5
Depurador gases de venteo estanque de mezcla	l/s	1.5	1.5
Estanque disolvedor prom/máx	l/s	0.2	0.2
Bomba booster agua de fábrica , cuando está en operación	l/s	20	20
HVAC	l/s	17.8	17.8
Consumo continuo, SUM	l/s	124	149

Agua tibia WMW

3.5 bar(g), 50°C	Unidad	PASO 1 1750 tDS/d	PASO 2 2500 tDS/d
Tuberías licor verde (operación normal 0 l/s)	l/s	5	5
Estanque vaciado de ceniza	l/s	2	2
Estaciones de manguera (operación normal 0 l/s)	l/s	5	5
Consumo continuo, SUM	l/s	2	2

ANEXO B – INFORMACIÓN TÉCNICA CALDERA BIOMASA



Revision	Rev. 0	1/13
Project name	LAJABFBR	Tero Vääränen
Doc. ID	FI120101-01000	11.2.2011
Ext. doc. ID	2628M-MPR-034-02-0120	
Subject	Design data	
Customer	CMPC Celulosa S.A.	Biomass Boiler Upgrade

10.1 DESIGN DATA

Prepared by

Reason for issue

Reviewed by

Approved by

PRELIMINARY

FI-MasterFI-00047 rev 0 / 23.6.2009

© Metso 2011

This document is the exclusive intellectual property of Metso Corporation and/or its subsidiaries and is furnished solely for operating and maintaining the specific project. Re-use of the document for any other project or purpose is prohibited. The document or the information shall not be reproduced, copied or disclosed to a third party without prior written consent of the company.

Revision	Rev. 0
Doc. ID	FI120101-01000
Customer	CMPC Celulosa S.A.

11.2.2011
2628M-MPR-034-02-0120
Biomass Boiler Upgrade

Rev.	Date	Prepared by	Comments / Revision

		3/13
Revision	Rev. 0	11.2.2011
Doc. ID	FI120101-01000	2628M-MPR-034-02-0120
Customer	CMPC Celulosa S.A.	Biomass Boiler Upgrade

10.1 DESIGN DATA

The boiler will be designed for continuous operation at 100% MCR on biomass (hog fuel) only, with a maximum 10 days for annual shutdown for scheduled repairs and maintenance.

The boiler will be natural circulation BFB (bubbling fluidized bed) type boiler of water wall tube construction designed for balanced draft operation.

10.1.1 PROCESS DESIGN CRITERIA

10.1.1.1 Steaming Capacity

Case A:

Maximum continuous rating (MCR) with design hog fuel at moisture content of 56% is 150 t/h of steam.

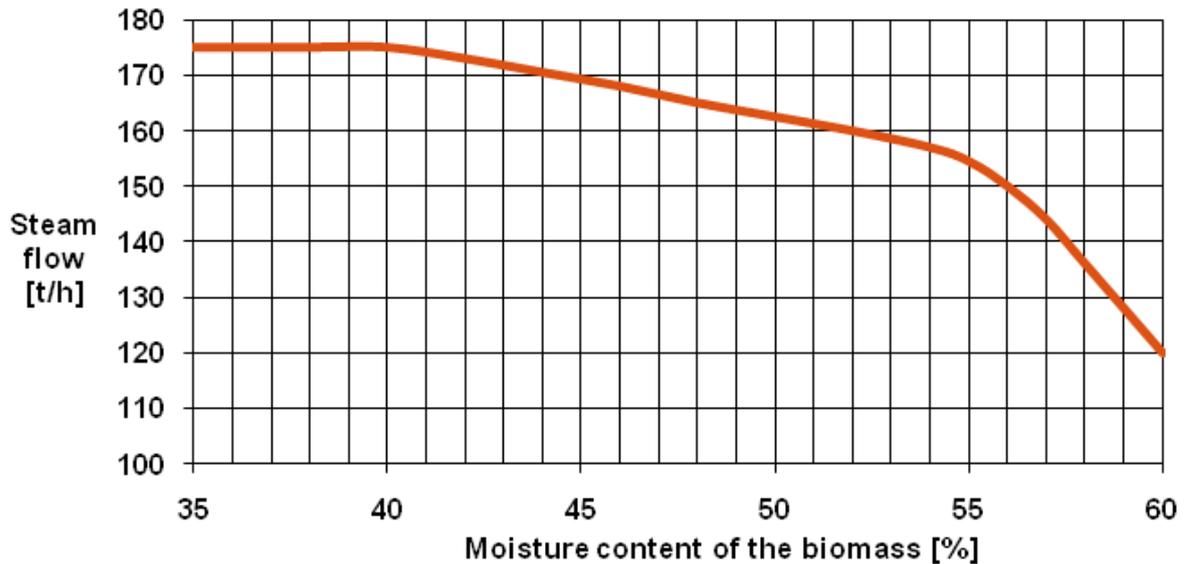
Case B:

Maximum continuous rating (MCR) with fuel oil is 90 t/h of steam. By using start-up burners together with the load burners, it is possible to achieve even higher steam production on fuel oil only. If start-up burners are used, also primary air fan needs to be in operation.

Originally boiler has been designed for steaming capacity of 175 t/h. Water/steam –side is already suitable for that steaming rate. With the upgraded boiler it is possible to achieve higher capacity while using dryer biomass. For example if the moisture content of the hog fuel is 40% and other fuel properties are as earlier specified for the design fuel, it is possible to produce 175 t/h steam with modified boiler. Maximum boiler capacity as a function of fuel moisture content is shown in the following chart (other values as defined in Section 10.1.1.2.).

Revision	Rev. 0
Doc. ID	FI120101-01000
Customer	CMPC Celulosa S.A.

11.2.2011
2628M-MPR-034-02-0120
Biomass Boiler Upgrade



10.1.1.2 Biomass Firing

The boiler will be able to burn hog fuel without using auxiliary fuel.

The hog fuel properties are specified below:

Lower heating value: 18 ± 0.5 MJ/kg DS

The hog fuel will be a mixture of eucalyptus and pine logging residual, eucalyptus and pine stumps, internal bark and chip screening fines, external sawdust and bark from sawmills, fuel wood of various origins and effluent treatment plant sludge.

The expected composition (% sand-free dry solids) of the hog fuel is as follows:

Internal bark and fines	20-30%
Logging residuals	50-70%
Stumps	0-25%
Sawdust	0-30%

Revision	Rev. 0	11.2.2011	5/13
Doc. ID	FI120101-01000	2628M-MPR-034-02-0120	
Customer	CMPC Celulosa S.A.	Biomass Boiler Upgrade	

External bark	0-10%
Fuel wood	0-20%
Effluent treatment sludge	0-5%

Assumed future mix of biomass is:

Pine wood	35%
Pine bark	25%
Euca wood	15%
Euca bark	25%

Elemental analysis of hog fuel (dry solids):

Carbon	% by weight	49.1
Hydrogen	"	6.0
Sulphur	"	0.04
Oxygen	"	41.5
Nitrogen	"	0.2 ¹
Ash (intrinsic)		<u>3.2</u>
Total		100.00

¹ If effluent treatment sludge is incinerated, the N value of the fuel will be higher at around 0.5%

The design moisture content will be 56% but the range can be 35% to 60%.

The as-fired moisture content of hog will be 56% (wet basis) – winter

The as-fired moisture content of hog fuel will be 35% (wet basis) – summer

		6/13
Revision	Rev. 0	11.2.2011
Doc. ID	FI120101-01000	2628M-MPR-034-02-0120
Customer	CMPC Celulosa S.A.	Biomass Boiler Upgrade

The following contents of chemicals in the fuel analysis are considered:

- Cl < expected 100-200; maximum 500 mg/kg dry solids in fuel
- S < expected 200-500; maximum 700 mg/kg dry solids in fuel
- Na < expected 200-400; maximum 500 mg/kg dry solids in fuel
- K < expected 1000-2000; maximum 2500 mg/kg dry solids in fuel

The total alkali content (Na + K) shall be less than 0.2 weight-% in dry solids when normal silica sand is used. If total alkali content is higher than 0.2 weight-% (maximum value case), alkalis might cause bed agglomeration and/or fouling in furnace walls. In that case quartz-free sand is recommended as a bed material.

The hog fuel will contain sand and stones. The design value for intrinsic ash, sand and stones is 5% as average and 10% as maximum. Stones and other incombustible material should be removed as well as possible before entering the fuel silo.

Fuels will not contain unlisted chemicals to the extent that would be harmful for the combustion process or cause corrosion and erosion.

For performance tests the fuel must be close to design fuel. Small variation from design fuel will be corrected with correction curves to correspond to the design fuel.

The amount of incombustible unfluidized particles (diameter greater than 1.4 mm) in fuel (including fuel ash, rocks, gravel, soil, make-up sand and other incombustible particles) shall be less than 1% of dry mass fuel flow, calculated as weekly average, and 2% of dry mass fuel flow as a daily average. The amount of incombustibles will be determined from mass balance and the amount of coarse material in the removed bottom ash. For the sand consumption guarantee the design value for the amount of incombustible unfluidized particles in dry fuel is 0.5%.

Normally also large stones could get through and those are not affecting to the boiler availability, but occasionally those might cause problems. Shutdowns, stoppages and/or damages caused by incombustible particles (stones, metal pieces etc.) larger than 50 mm (one side maximum) are not on Vendor's responsibility.

		7/13
Revision	Rev. 0	11.2.2011
Doc. ID	FI120101-01000	2628M-MPR-034-02-0120
Customer	CMPC Celulosa S.A.	Biomass Boiler Upgrade

The total amount of aluminium (Al), tin (Sn), zinc (Zn) and lead (Pb) in metallic form shall be less than 0.01 weight-% of dry mass fuel flow and the total amount of Zn + Pb + Sn shall be less than 0.05 weight-% of dry solids.

Solid fuel shall be prepared by the Owner before entering the solid fuel silos. Solid fuel transported to the silo has to be homogenous. It is considered to be homogenous when the lower heating value LHV (MJ/m³) and fuel density (kg/m³) in the silo discharge varies less than +/- 10% per minute.

10.1.1.3 Design Fuel Particle Size

Fuel particle size distribution is determined based on sieving analysis. Test sieves are made of perforated steel plate according standard ISO 3310-2.

Size	Unit	Value
Max size	mm	200x50x50
>90	%	max 10
<3,15	%	max 30

Bulk Density, for fuel feeding equipment dimensioning	kg/m ³	320
Initial deformation temperature for Ash according to DIN 51730 Ash softening temperature	°C	>1100

10.1.1.4 Sand

Fluidized bed make-up sand shall be of natural, dry sand.

Moisture	Dry
Softening point temperature	>1100°C
Bulk density	1300 – 1600 kg/m ³
Hardness of sand (MOH's scale)	6.0 – 8.0

		8/13
Revision	Rev. 0	11.2.2011
Doc. ID	FI120101-01000	2628M-MPR-034-02-0120
Customer	CMPC Celulosa S.A.	Biomass Boiler Upgrade

Sand size distribution should be close to the following to minimize the amount of screening reject:

100 %	mm	< 1.5
40 %	mm	< 0.7
10 %	mm	< 0.5

10.1.1.5 Fuel Oil Firing

The fuel oil properties are specified below:

Type of fuel oil:	No 6
Higher heating value	42.8 MJ/kg

Elemental analysis:

Carbon	% by weight	87.5
Hydrogen	"	10.1
Sulphur	"	1.7
Oxygen	"	0.0
Nitrogen	"	0.6
Ash (intrinsic)	"	<u>0.1</u>
Total		100.0

Viscosity:	18-24 cSt (100-124°C)
------------	-----------------------

Note: The start-up and load burners are be able to fire fuel oil (No 6) and diesel (No 2) since this boiler will be used for cold mill start-up. Burner igniters are using propane.

		9/13
Revision	Rev. 0	11.2.2011
Doc. ID	FI120101-01000	2628M-MPR-034-02-0120
Customer	CMPC Celulosa S.A.	Biomass Boiler Upgrade

10.1.1.6 Non-Condensable Gas Firing

The concentrated NC gas will normally be incinerated in the rebuild RB5. CNCG burner will be located to the lower part of the furnace. Propane will be used as an ignition fuel in the CNCG burner.

CNCG flow from the collection	700 Nm ³ /h
CNCG flow including ejector steam after the white liquor scrubber	1180 Nm ³ /h
Sulphur flow	110 kg S/h
Lower heating value	4.1 MJ/Nm ³
Density	1.05 kg/Nm ³

Elemental analysis:

(CH ₃) ₂ S (DMS)	% by volume	3.4
(CH ₃) ₂ S ₂ (DMDS)	"	0.4
N ₂	"	43.7
H ₂ O	"	50.3
H ₂ S	"	0.4
CH ₃ SH	"	<u>1.8</u>
Total	"	100.0

		10/13
Revision	Rev. 0	11.2.2011
Doc. ID	FI120101-01000	2628M-MPR-034-02-0120
Customer	CMPC Celulosa S.A.	Biomass Boiler Upgrade

10.1.1.7 Boiler Design

<u>Parameter</u>	<u>Unit</u>	<u>Value</u>
Boiler design pressure	bar(a)	62
Steam pressure after main stop/check valve	bar(a)	46.5
Steam temperature after superheater	°C	440
Continuous blowdown water of gross steam generation	%	0-3 (0 at guarantee calculations)
Flue gas temperature after eco	°C	170
Combustion air temperature before fans	°C	30
Feed water temperature at the economizer inlet	°C	136

When firing 100% hog fuel, the design superheater outlet temperature of 440°C will be maintained from 100% MCR down to 75% MCR.

Based preliminary strength and performance calculations, it is possible to increase steam operation pressure from 44 to 46.5 bar(a) and steam operation temperature from 440 to 470°C. Final check and conclusions for the boiler proper will be done during the detail engineering.

Feedwater Quality

Hardness (as CaCO ₃)	mg/kg	0.01
Oxygen, max.	mg/kg	0.01
Iron, (as Fe) max.	mg/kg	0.01
Copper, (as Cu) max.	mg/kg	0.01
Silica, (as SiO ₂) max.	mg/kg	0.01
pH at 25°C		8.5-9.5
Oil		not measurable
General appearance		Clear and colorless

Revision	Rev. 0	11.2.2011	11/13
Doc. ID	FI120101-01000	2628M-MPR-034-02-0120	
Customer	CMPC Celulosa S.A.	Biomass Boiler Upgrade	

10.1.2 Design Codes and Standards

Pressure vessel design	
Pressure vessel code	ASME Boiler pressure Vessel Code Section I (edition 2001 Addenda 2003 without code stamp)
Boiler proper	ASME Code Section I
Boiler integral piping	ASME Section II, Part D
Boiler external piping	ASME Code B31.1
Non-boiler external piping	ASME Code B31.1 or ASME Code B31.3
Pressure vessels	ASME Code Section VIII, Division 1
Emission measurements	
Dust	US EPA Method 5
Sulphur dioxides	US EPA Method 6
Nitrogen oxides	US EPA Method 7
Carbon monoxide	US EPA 10 B
Hg	US EPA Method 29
PCDD/F	US EPA Method 23
Performance	
Performance guarantee	ASME PTC 4-1998
Ash softening temperature	CEN/TS 15370 (biofuels), DIN 51730, ISO 540
Water and steam properties	Properties of Water and steam in SI-units, published by Springer-Verlag, Berli, IAPWS-IF97
Radiation loss	ASME PTC 4-1998
Unburned carbon loss	EN 13137, Method A
Unburned carbon loss, coal	DIN 51719
Sampling	CEN/TS 14778, CEN/TS 14780

Revision	Rev. 0
Doc. ID	FI120101-01000
Customer	CMPC Celulosa S.A.

11.2.2011
2628M-MPR-034-02-0120
Biomass Boiler Upgrade

Pressure vessel design	
Calorific value of dry matter	CEN/TS 14918, DIN 51900, ISO 1928
Ash content of fuel	CEN/TS 14775 (biofuels), DIN 51719, ISO 1171
Sulphur content of fuel	CEN/TS 15289 (biofuels), DIN 51724, ISO 351
Chlorine content of fuel	CEN/TS 15289, DIN 51727, ASTM E 776, ISO 352
Fluorine content of fuel	ASTM E776
Elementary analysis C, H, N, O	ASTM D 5373, CEN/TS 15104, instrumental method by LECO CHN
Heavy metals (Cd, Tl, Hg, Sb, As, Cr, Co, Cu, Mn, Ni, V)	CEN/TS15297
Determination of major elements (Na, K, Ca, Mg, Si, P, Fe, Al, Ti, Pb, Sn, Zn)	CEN/TS 15290
Bulk density	CEN/TS 15103 (biofuels), ISO 1013/ISO 567
Volatile matter	CEN/TS 15148 (biofuels), DIN 51720
Fuel sieves	ISO 3310-2
Determination of size distribution	CEN/TS 15149-1, CEN/TS 15149-2, CEN/TS 15149-3
Vibration	ISO 10816-1 and 3
Determination of indoor sound power level	ISO 3744
Determination of outdoor sound power level	ISO 8297
Load change range	VDI/VDE 3501-3508
Classification of hazardous areas	EN 60079-10
Oil viscosity	EN ISO 3104 (D 4445)
Oil density at 15 °C	EN ISO 12185 (D 4052)

Revision	Rev. 0	11.2.2011	13/13
Doc. ID	FI120101-01000	2628M-MPR-034-02-0120	
Customer	CMPC Celulosa S.A.	Biomass Boiler Upgrade	



Monitoreo de la operación		1/66
Revisión	Rev.0	Kalle Kylänpää
Proyecto	120101	11.1.2011
Doc. ID	2628M-MPR-034-02-0120	FI120101-01000
	Manual de Operación y Mantenimiento	
Cliente	CMPC Celulosa S.A.	Conversión Caldera de Biomasa

ÍNDICE DE CONTENIDO

6 MONITOREO DE LA OPERACION	4
6.1 Control de la producción de vapor	4
6.2 Razón de cambios de carga	4
6.3 Control de la operación	6
6.4.1 Las tareas del operador en la sala de control	6
6.4.2 Tareas más importantes del operador en terreno	6
6.4.3 Control de calidad del agua de caldera	13
6.3.6.1 Principio de operación de la desaireación	13
6.4.4 Control del sistema de gases de combustión	13
6.4.5 Control de los quemadores de partida	14
6.4.6 Control del lecho fluidizado durante la operación	16
6.3.6.1 Control general del lecho fluidizado	16
6.3.6.2 Control of the fluidised bed temperature	18
6.3.6.3 Control de la temperatura del lecho fluidizado durante detenciones	20
6.3.6.4 Quemado del lecho fluidizado con una línea de alimentación de combustible detenida	21
6.3.6.5 Control del estado del lecho fluidizado	22
6.3.6.6 Alimentación de arena al lecho	25
6.3.6.7 Condiciones para encendido sin problemas del lecho fluidizado	27
6.3.6.8 Necesidades especiales debidas a la clasificación de área peligrosa	29
6.4 INSTRUCCIONES PARA ALTERACIONES DE LA OPERACIÓN	29
6.4.1 Pérdida de suministro de agua de alimentación	30
6.4.2 Nivel bajo del domo	31
6.4.3 Alto nivel en el domo	33
6.4.4 Alta temperatura en el sobrecalentador	35
6.4.5 Suministro de agua de caldera contaminada	36

Preparado por

Razón de emisión

Revisado por

Aprobado por

© Metso 2012

6.4.6 Pérdida de presión en el colector de vapor principal	40
6.4.7 Fuga en las partes presurizadas	41
6.4.8 Falla en el ventilador (ID) de gas de combustión	43
6.4.9 Presión excesiva en el hogar	44
6.4.10 Baja presión en el hogar	45
6.4.11 Aire de combustión inadecuado	46
6.4.12 Alta indicación de presión diferencial en los calentadores	48
6.4.13 Pérdida del quemador de petróleo	49
6.4.14 Obstrucción de la boquilla del quemador de petróleo	50
6.4.15 Fugas en el quemador de petróleo	51
6.4.16 Falla de los transportadores de combustible sólido o ceniza	52
6.4.17 Pérdida total de la alimentación de combustible sólido a la caldera	55
6.4.18 Fallas en la estabilidad de la alimentación de combustible sólido a la caldera	57
6.4.19 Oscurecimiento parcial – lecho fluidizado	58
6.4.20 Fuego en los transportadores de combustible sólido o en el silo	60
6.4.21 Fusión del lecho de arena fluidizado	61
6.4.22 Problemas de sopladores de hollín	62
6.4.23 Pérdida total de agua refrigerante	63
6.4.24 Falla de suministro de aire de instrumentos	64
6.4.25 Falla del suministro eléctrico	65

ÍNDICE DE REVISIONES A PARTIR DE ESTE DOCUMENTO TÉCNICO:

Rev.	Fecha	Preparado por	Comentarios / Revisión
Rev.0	11.1.2011	Kalle Kylänpää	

6 MONITOREO DE LA OPERACION

6.1 Control de la producción de vapor

La demanda de producción de la caldera HYBEX es determinada por el operador. la caldera HYBEX puede ser usada para controlar la presión de vapor principal o el flujo de vapor (salida de vapor en MW).

6.2 Razón de cambios de carga

Durante los cambios de generación de vapor, es preciso asegurarse que los siguientes controles permanecen exactamente en sus respectivos rangos.

1. Presión de vapor
2. Temperatura de salida vapor
3. Nivel del domo
4. Flujo de aire de combustión
5. O₂

Las siguientes recomendaciones deben ser seguidas durante los cambios de carga:

1. El rango máximo de cambio de carga de la caldera en el rango de carga de 75...100 %, cuando se ha alcanzado presión y temperatura de operación es de 4 % por minuto de la carga existente.
2. El paso máximo de cambio de carga de la caldera, a los rangos de cambio máximo mencionados, es válido si el período de cambio dura tres (3) minutos como máximo. Después de este período, se debe dejar que las circunstancias se estabilicen (controles en el DCS).

No se debe permitir el escape de un exceso de oxígeno, incluso en situaciones de cambio de carga. La variación en la cantidad total de aire debería corresponder al cambio en la cantidad de combustible que es está quemando.

Si es posible, se afinan los parámetros de control lo suficientemente rápido, teniendo siempre en consideración los requerimientos específicos de cada planta. El rango de cambio debe ser tal, que sus efectos puedan ser monitoreados y las correcciones hechas a tiempo

6.3 Control de la operación

En el control de operación se pueden distinguir dos formas de observación:

1. Mediante instrumentación en la sala de control (DCS) y
2. Observaciones directas en terreno.

En una planta de caldera moderna, la observación mediante instrumentos es indiscutiblemente más completa, pero las observaciones y mediciones del operador en terreno son de vital importancia al momento de asegurar una operación exitosa de la planta.

6.4.1 Las tareas del operador en la sala de control

En la sala de control se encuentran disponibles las siguientes cantidades y métodos, entre otros, para que el operador controle diariamente la operación de la caldera:

1. Cantidades medidas y calculadas en los monitores DCS
2. Curvas de tendencia de las mencionadas anteriormente
3. Análisis periódicos de laboratorio: agua de caldera, vapor, condensado, agua de alimentación, análisis de combustible sólido, análisis de ceniza y otros tipos de análisis de control, cálculo de flujo de combustible, etc.
4. Alarmas de mediciones que exceden los valores límite, daños, etc.
5. .

6.4.2 Tareas más importantes del operador en terreno

El operador de terreno deberá realizar una cuidadosa ronda de inspección, al menos una vez en el turno y siempre que:

- Durante el encendido y detención
- Después del encendido y detención

Durante esta ronda deberá tomar, entre otras, las siguientes medidas de inspección,:

1. Inspección del control de nivel del domo

- a. Limpieza de las mirillas de nivel de agua y purgar, si es necesario.
- b. Revisar periódicamente el estado de la mica de las mirillas de agua. El vidrio dañado (permanentemente borroso) deberá ser reemplazado inmediatamente, de lo contrario existe riesgo de que se rompa.
- c. Comparar las indicaciones de los medidores de vidrio locales entre ellos y con las indicaciones del sistema de control.

2. Inspección de las mediciones de temperatura y presión locales

- a. Presión del domo
- b. Presión en los sistemas de agua de alimentación y de vapor principal
- c. Temperatura de vapor principal
- d. Comparar con medidas en DCS.

3. Inspección del estanque de agua de alimentación y las bombas de agua de alimentación

- a. Localmente, revisar las mediciones de nivel, temperatura y presión del estanque de agua de alimentación (comparar las indicaciones en el DCS)
- b. Revisar la presión diferencial en el filtro, en el lado de succión de la bomba, mientras la bomba está funcionando
- c. Escuchar si hubiera sonidos y vibraciones inusuales mientras la bomba está en operación.
- d. Revisar las mediciones locales de presión y temperatura
- e. Aproximadamente semana por medio es preciso revisar el arranque y funcionamiento de las bombas de respaldo (comprobar su funcionamiento localmente).

4. Observación de los sonidos que se pueden escuchar en la caldera

- a. Leves sonidos de siseo generalmente son señal de fugas en los sellos. Éstas deben ser eliminadas.

- b. Ruido inusualmente alto puede ser señal de alteraciones en la circulación de agua o fuga en la caldera.

5. Observación de la alimentación de productos químicos

- a. Verificar que los estanques de productos químicos siempre tengan suficiente cantidad de solución.
- b. Cerciorarse que la alimentación de productos ocurra sin alteraciones, en la forma recomendada por el laboratorio de agua y/o las instrucciones del proveedor, dependiendo de la situación de operación.
- c. Comprobar que no hay fugas en el sistema.

6. Control de la uniformidad del flujo de muestras en las líneas de toma de muestras

- a. Control de flujo y toma de muestras de acuerdo a las instrucciones entregadas en el manual del fabricante.

7. Observación de los quemadores de petróleo

- a. Revisar la diferencia de presión de los filtros de petróleo.
- b. Comprobar que la estación de bombeo está funcionando normalmente.
- c. Se recomienda tener una lanza de petróleo limpia como repuesto en el rack de servicio del quemador durante el quemado del lecho fluidizado en caso de haber problemas de ignición.
- d. Cerciorarse que no hay filtraciones de petróleo, vapor, gas propano o aire en sellos ni mangueras.
- e. Verificar que las luces indicadoras en el panel de control local no están rotas.
- f. Comprobar que los registros de aire manuales de los quemadores están bloqueados en las posiciones correctas.
- g. Inspeccionar, a través de las mirillas del hogar de la caldera, que la forma de la llama sea la correcta (las boquillas no están obstruidas), que la llama no caiga en la garganta del quemador (no hay coque en el refractario del quemador) y que no haya salpicadura de petróleo no quemado en las paredes o en la parte inferior del hogar.

¡NOTA! Es preciso limpiar las boquillas a intervalos fijos para asegurar la operación de los quemadores.

- h. Revisar la presión del aire de instrumentos y vapor/aire de atomización en los quemadores.
- i. Mantener limpios los niveles del quemador; botar la basura en un contenedor destinado para ello y asegurarse de eliminar las fugas de gas propano y petróleo debido al riesgo de incendio y explosión.
- j. Si los quemadores de petróleo no están en operación, es preciso asegurarse que tienen suficiente aire de combustión para enfriamiento (alrededor de 0.3...0.5 Nm³/s).
- k. También se necesita aire de enfriamiento para el encendedor y el detector de llama del quemador de petróleo (aire de instrumentos) y para la lanza de petróleo (aire secundario).

8. Observación del funcionamiento de los ventiladores

- a. Comparar los sonidos y vibraciones de los ventiladores.
- b. Palpar con las manos para sentir las vibraciones y la temperatura superficial de los rodamientos.
- c. Vibraciones inusuales y “gruñidos” que se escuchen en los ductos de aire son signo de atascamiento del ventilador. Es preciso solucionar esto inmediatamente cambiando el nivel de carga del ventilador por un momento.
- d. Cerciorarse que los soportes están lubricados en forma adecuada y eliminar el exceso de grasa.

9. Tubería de drenaje y ventilación

- a. Asegurarse que las válvulas dobles también están cerradas.
- b. Comprobar que las válvulas no continúen filtrando después de la operación.

10. Observación del equipo de extracción de ceniza liviana

- a. Realizar una ronda de control para cerciorarse que el equipo está operando en forma adecuada.
- b. Si la temperatura del equipo no aumenta (no hay flujo de ceniza), entonces dar golpecitos al equipo y, si es necesario, limpiarlo.
- c. Comprobar que no hay acumulación de ceniza en los transportadores (usando un martillo, por ejemplo).

11. Monitoreo de la extracción de ceniza de fondo

- a. Revisar y vaciar el contenedor, si es necesario.

- b. La temperatura de la superficie de los chutes de extracción de material grueso debe subir levemente después de realizada la extracción, si el flujo de material es parejo.
- c. Si el chute de extracción está lleno de arena, el sonido que se escucha (usando un martillo, por ejemplo) es un sonido más bien apagado. Si el chute no tiene arena, el sonido es claro y la válvula de compuerta manual se debe cerrar y tomar las medidas necesarias.
- d. Tomar muestras del lecho de arena para determinar el punto de fusión, si es necesario (determinación del rango de cambio de arena que se requiere).

12. Observación de la unidad de compresores.

- a. Horas de operación y mantenimiento requerido.
- b. Revisar la condición de los filtros de succión.
- c. Escuche por ruidos anormales y vibraciones mientras el compresor está en operación.
- d. Revise la hermeticidad del sistema.
- e. Revisar que las válvulas de seguridad no filtran.
- f. Revisar la información de alarmas en el panel de control.
- g. Revisar el funcionamiento de los secadores, ciclones separadores y comparar con las mediciones en DCS (si están disponibles).
- h. Verificar que el aire de enfriamiento está funcionando adecuadamente.
- i. Revisar que no hay condensado en los estanques de aire. Revisar por las válvulas de drenaje de los estanques.

13. Observación del suministro de combustible al hogar

- a. Realizar limpiezas regulares en el edificio de la caldera para minimizar el riesgo de incendios.
- b. La alimentación de sólidos al hogar a través de las rotatorias debe ser tan parejo como sea posible (Aire de alimentación es usado siempre, revise la presión homogénea después de la válvula de control).
- c. Revisar la calidad del combustible (contenido de humedad, fracción y homogeneidad en la mezcla).
- d. Revisar que las puertas de inspección en los transportadores están cerradas y limpias de residuos de combustible.
- e. Revisar que las puertas de explosión no estén bloqueadas.
- f. Revisar la cantidad de grasa en la unidad de lubricación.
- g. Revisar la tensión adecuada en las cadenas.

h. Revisar que la línea de vapor de incendios. está despejada.

14. Observación del precipitador electrostático

- a. Revisar la caja de control local (el PPT debe estar en control remoto).
- b. Revisar una vez al día que el sistema de limpieza del precipitador electrostático (PPT) está funcionando sin problemas. También comprobar que los transportadores de ceniza liviana están funcionando normalmente.
- c. Calefaccionar los chutes de ceniza liviana.

15. Observación del aire de enfriamiento

- a. El aire de enfriamiento es necesario en los siguientes puntos
 - Sopladores de hollín
 - Chutes de caída para combustible sólido
 - Detectores de llama de los quemadores de petróleo
 - Quemadores de petróleo (caja aire combustión y lanza de gas)
 - Mirillas de inspección en el hogar (al mirarlas será evidente si se deben limpiar)

16. Inspección de los sopladores de hollín

Los sopladores de hollín siempre deben estar siempre listos para operación. Se usan para evitar obstrucciones y desgaste de los sobrecalentadores, economizadores y precalentadores de aire. Por lo tanto, Metso Power recomienda que el personal de operación pruebe la secuencia completa de soplado de hollín y verifique que todos los sopladores están operativos, poniendo atención en lo siguiente:

- a. La válvula de seguridad no está filtrando
- b. Las empaquetaduras en los flanges de vapor no filtran.
- c. La cadena de rodillos está lubricada y tensada.
- d. Los sopladores de hollín están retroceden en la forma adecuada.
- e. El vapor de soplado de hollín debe estar sobrecalentado y seco (el flujo de condensado no debe ser demasiado).

- f. Las mangueras de aire de sello / enfriamiento deben estar completas y no filtrar.
- g. Es preciso mantener limpios los sopladores de hollín..

17. Observaciones respecto a la limpieza

- a. El personal de operación debe revisar la limpieza en el área de los transportadores de combustible. Es especialmente importante mantener limpios los motores, reductores y rodamientos.

¡NOTA! Cuando los motores o rodamientos están dañados, existe gran riesgo de sufrir incendios si no se elimina periódicamente el polvo mediante succión.

- b. Si se dejan residuos de biocombustible o mucho polvo sin limpiar, se corre gran riesgo de explosión de polvo. Se recomienda limpiar con aspiradora. Está absolutamente prohibido fumar o realizar tareas que produzcan chispas.

18. Trabajos que implican riesgo de explosión de polvo o riesgo de incendio

- a. La soldadura y otros trabajos que involucren explosión de polvo o riesgo de incendio no está permitido en los transportadores de combustible ni en ninguna otra área que contenga polvo, combustible, etc.; tampoco en las inmediaciones de las escalerillas de cables eléctricos.

¡NOTA! Se requieren permisos de trabajo y contacto con los bomberos.

El operador en terreno debe informar al operador de sala de control y al ingeniero de turno inmediatamente acerca de fallas o cambios inusuales observados durante su ronda, de modo que se puedan aplicar las medidas necesarias.

6.4.3 Control de calidad del agua de caldera

6.3.6.1 Principio de operación de la desaireación

¡NOTA! La planta de tratamiento de agua **no está incluida en el alcance de Metso Power** y ella será operada de acuerdo a las instrucciones del cliente

4. Monitoreo de la temperatura del vapor sobrecalentado

La temperatura del vapor producido en la caldera se controla mediante los atemperadores de rocío instalados entre los sobrecalentadores.

Si el agua pulverizada a los atemperadores es rociada al vapor en exceso, éste se saturará y la gotitas de agua transportadas junto con el vapor causarán erosión en la tubería. Esto se debe eliminar manteniendo la temperatura del vapor después del atemperador de rocío, por lo menos 30 °C sobre la temperatura del vapor saturado.

6.4.4 Control del sistema de gases de combustión

Cuando se utilizan combustibles de madera el control de la limpieza del lado del gas de combustión es esencial. Mediciones de la presión diferencial de los gases de combustión, las mediciones de temperatura y mirillas de inspección se utilizan para el monitoreo.

Las inspecciones visuales de la limpieza son realizadas a través de las mirillas en el hogar y en la parte superior de la 2ª paso. La inspección debe hacerse regularmente en la caldera durante cada ronda. Verifique la limpieza de:

- Las paredes del hogar
- Los sobrecalentadores colgantes

Las inspecciones visuales se utiliza como indicador para determinar la necesidad de limpieza interna durante la detención.

Cuando se utilizan las mirillas durante la operación, las siguientes medidas de seguridad tienen que ser seguidas:

- Llevar a cabo la inspección a través de una mirilla cerrada
- Cerrar la válvula de aire de limpieza antes de abrir la mirilla
- Mantenerse en el lado, mientras abra la mirilla, menor flujo de aire se recomienda para la refrigeración mirilla
- Siempre use el equipo de seguridad suficiente cuando se utiliza el visor
- Uso de las mirillas de inspección con vidrios rotos está prohibido y debe ser reparado antes de su uso

Las mediciones de presión diferencial se utilizan para supervisar la limpieza determinar los requisitos de soplado. Verifique las conexiones de las mediciones de dp periódicamente.

Sobre todo la limpieza de los economizadores se deben vigilar cuidadosamente ya que tiene estrechas zona.

En el caso de las indicaciones de dp elevadas o en aumento de forma continua en el lado del gas de combustión, acciones deben llevarse a cabo: El aumento del soplado, reducción de la carga, o incluso el apagado e inspección interna.

Gases de combustión de O₂ y CO:

Durante el funcionamiento normal, el O₂ es controlado por el DCS de acuerdo con la curva de O₂. En la carga base O₂ es de 3.0% de acuerdo a la curva. El nivel de O₂ es posible de ser reducido a un 2,0%, si es necesario, pero el nivel de CO debe mantenerse por debajo de 50 mg/Nm³. La determinación periódica de carbón no quemado es necesaria si continua operando por debajo de O₂ 2,5%.

Menores variaciones de CO es normal cuando se quema combustible sólido. Durante el funcionamiento normal el nivel de CO debe mantenerse por debajo de 50 mg/Nm³.

6.4.5 Control de los quemadores de partida

El uso de los quemadores de partida sólo se recomienda para elevar la temperatura del lecho durante la puesta en marcha de la

caldera. Cuando la temperatura del lecho es $>800^{\circ}\text{C}$, es preciso detener los quemadores de partida debido a aglomeración del lecho de arena.

Los quemadores de partida se pueden usar como encendido suplementario, también brevemente, cuando disminuye la temperatura del lecho $<650^{\circ}\text{C}$ y cuando se usa combustible sólido de bajo valor calorífico. En esta situación de operación se recomienda más extracción de ceniza de fondo.

Los quemadores de carga usan petróleo como combustible de apoyo de la caldera, cuando es necesario. Cuando se está quemando combustible sólido en el lecho fluidizado burbujeante, el uso de petróleo se mantiene en el mínimo.

En el control de los quemadores de petróleo, los operadores deben tener siempre en cuenta los temas relacionados con seguridad operacional de la siguiente forma:

1. El equipo de control de llama está operativo (revisar una vez al mes). El flujo de aire de enfriamiento ajustado por rotámetro al sensor de llama, es suficiente.
2. No hay puntos de fuga en las cañerías de gas de encendido, ni en las de petróleo o en las mangueras.
3. Las mediciones de presión están en operación.
4. La forma y color de la llama del quemador son normales y la llama no toca la garganta del quemador cubierta con refractario.
5. Las secuencias de partida y parada del quemador operan normalmente.
6. El quemador de petróleo obtiene una cantidad suficiente de aire de enfriamiento mientras está fuera de operación.

6.4.6 Control del lecho fluidizado durante la operación

6.3.6.1 Control general del lecho fluidizado

El lecho fluidizado está formado por arena natural tamizada (tamaño granular 0.5...1.2 mm) y es fluidizado con aire primario.

En la combustión, el combustible es molido, secado y encendido por el lecho y la combustión es estabilizada por la alta capacidad calórica del lecho de arena. Gracias a una mezcla cuidadosa y buenas propiedades de transferencia calórica, la temperatura es prácticamente constante en los diferentes puntos del lecho.

La combustión de corteza, aserrín, virutas y lodo en el lecho fluidizado es muy simple, porque el valor calórico de este combustible es generalmente apropiado para la temperatura de combustión del lecho fluidizado. El factor más importante para la operación del lecho fluidizado, que es la temperatura, se estabiliza naturalmente a 800...900°C y la combustión no requiere ningún control local especial si la calidad del combustible corresponde a los valores de diseño:

Los factores más importantes para la buena combustión del lecho fluidizado son los siguientes:

1. El flujo de gas fluidizante (aire primario + gases de recirculación) a la rejilla HYBEX[®] es uniforme.
2. El flujo de combustible sólido al hogar es uniforme están alimentando igual cantidad.
3. La temperatura del lecho se debe mantener dentro de 800...900°C aprox, dependiendo de las características del combustible que se va a usar y de la carga de la caldera.
4. La combustión será apoyada con petróleo mediante los quemadores de partida, en caso que la humedad del combustible sólido u otras características disminuyan el valor calórico a un nivel que ya no permita combustión estable.
5. El tamaño granular del material del lecho sigue siendo adecuado para lograr la fluidización estable.
6. La altura del lecho es suficiente (400...600 mm) pero no demasiada.

7. La relación combustible / aire de combustión siempre debe corresponder a los valores de diseño, dependiendo de la carga.
8. El contenido de sólidos secos del combustible sólido debe estar de acuerdo a los valores de diseño, de modo que se puedan evitar alteraciones en el sistema de alimentación de combustible y en los niveles de temperatura del lecho.
9. El tamaño máximo de la partícula de combustibles sólidos en la entrada del silo debe corresponder a los valores de diseño, de modo que se puedan evitar las alteraciones en el equipo de alimentación de combustible y en los niveles de temperatura del lecho
- 10.No debe haber muchas piedras ni partículas de hierro en la mezcla de combustible sólido. No se permite aluminio, estaño, zinc, plomo ni otros metales con bajo punto de fusión.

6.3.6.2 Control de la temperatura de lecho fluidizado

La temperatura del lecho fluidizado tiende a elevarse mientras más alto sea el valor calorífico, mientras más grande es el tamaño de la partícula y/o el peso volumétrico del combustible. Si la temperatura del lecho permanece bajo 850°C en condición estable, el enfriamiento no es absolutamente necesario.

La interrupción de alimentación de combustible hace bajar rápidamente la temperatura del lecho cuando se produce una alteración. El enclavamiento límite alto detiene la alimentación de combustible si la temperatura del lecho se eleva a > 980°C. (una medición de temperatura)

Uso de gases de recirculación:

La disminución de la temperatura del lecho se realiza recirculando los gases de combustión. Parte del aire primario es reemplazada por gases de combustión inertes causando disminución de la temperatura del lecho. Correspondientemente aumenta la necesidad de aire secundario para mantener al razón de aire combustible.

La recirculación de gases inicia automáticamente cuando la temperatura del lecho aumenta sobre el set point el cual es normalmente 830...880°C.

Las condiciones de partida del ventilador de gases de recirculación son las siguientes:

1. Temperatura del lecho > 880 °C, Recirculación de gases inicia
2. Temperatura del lecho < 830 °C, Recirculación de gases se detiene

La recirculación comenzará automáticamente por el controlador de temperatura del lecho.

El controlador de flujo de recirculación de gases controla automáticamente la temperatura del lecho con un set point dado por el operador. Cuando la temperatura del lecho aumenta, también aumenta el flujo de gases de recirculación y disminuye la temperatura del lecho. Los gases de recirculación están reduciendo la cantidad de aire primario cuando el flujo de recirculación es

aumentado y vice versa. Cuando el flujo de aire es cambiado, el controlador de aire mantiene la razón de aire/combustible, cambiando la cantidad de aire secundario y terciario.

Temperatura máxima continua de operación es aprox. 900 °C, si no hay indicación de sinterización. Cuando la temperatura del lecho baja a menos del set point, el ventilador de gases de recirculación se detiene después de un retardo.

¡NOTA! Si el ventilador de gases de recirculación se detiene repentinamente debido a una falla, el operador debe disminuir de inmediato la alimentación de combustible para evitar formación de acumulaciones de combustible, alza de temperatura y aglomeración de la arena.

La temperatura del lecho se puede disminuir también tomando las siguientes medidas:

1. Disminuyendo el flujo de aire primario, lo que disminuye la combustión dentro del lecho de arena (relación aire primario / aire secundario)
2. Reduciendo la cantidad de combustible seco (con poder calorífico muy alto)
3. Usando combustible sólido de menor calidad (humedecido)
4. Disminuyendo el tamaño de las partículas de combustible.

¡NOTA! Si las temperaturas del lecho se elevan sobre los 980 °C, el sistema de enclavamiento detiene la alimentación de combustible. Ahora el control del aire fluidizante debe llevarse a operación manual y se debe mantener la cantidad suficiente de gas fluidizante hasta que las temperaturas del lecho se hayan estabilizado y disminuido a alrededor de 850 °C. Esto evitará la formación local de acumulación de combustible y arena aglomerada.

Control de la temperatura del lecho cambiando el balance de la alimentación de combustible:

Para la operación óptima de la caldera, la alimentación de combustible sólido al lecho de arena debe ser lo más estable posible. Estabilizar la alimentación cambiando la velocidad entre tres tornillos de alimentación. La variación en la calidad del combustible, principalmente en el peso volumétrico, es problemática.

Las alteraciones en la alimentación de combustible se pueden percibir debido a dos factores. En la sala de control, la alteración se manifiesta en una gran diferencia entre la temperatura del lecho en el lado izquierdo y en el lado derecho de la caldera. Una temperatura más baja que las otras temperaturas indica que existe un flujo de combustible más alto que el promedio al punto en cuestión. Para corregir la situación, es preciso disminuir la alimentación de combustible al punto donde la temperatura es menor. De la misma forma, aumentar la alimentación de combustible, si la temperatura del lecho es considerablemente (> 20...30°C) más alta que las otras temperaturas en el lado en cuestión.

Para lograr un efecto suficiente, cambiar la velocidad de los transportadores de tornillo de alimentación de combustible aproximadamente. Tarda alrededor de 10...15 minutos cambiar y estabilizar las temperaturas del lecho después de haber cambiado la distribución de combustible.

Si existe alguna duda con respecto a la dirección que toma la alteración de la alimentación de combustible, la dirección de la alteración se puede ver claramente a través de las mirillas de inspección de la caldera. Si el hogar está visiblemente más oscuro hacia el lado izquierdo que hacia el lado derecho, esto indica que la alimentación de combustible es más intensa en el lado izquierdo y, por lo tanto, la alimentación a ese lado se debe disminuir.

6.3.6.3 Control de la temperatura del lecho fluidizado durante detenciones

Después de una parada no intencional de la combustión del lecho fluidizado a causa, por ejemplo, de la interrupción de la alimentación de combustible sólido, tratar de mantener la temperatura del lecho lo más alta posible de modo que se pueda continuar con el encendido rápidamente después de la interrupción. El ventilador de aire primario puede detenerse cuando el lecho se ha consumido por completo y las temperaturas han comenzado claramente a

disminuir. Lo que se pretende es que el flujo de aire no enfríe el lecho innecesariamente. También se disminuye la alimentación de aire secundario.

Si se continúa quemando petróleo con los quemadores de partida sin combustión del lecho fluidizado, el lecho se debe enfriar pasando a través de éste suficiente aire primario para que el lecho esté fluidizado todo el tiempo.

¡NOTA! Si la caldera está quemando solamente petróleo a baja carga, mantener la temperatura del vapor principal podría ser problemático. En caso de alteraciones en la alimentación de combustible sólido recuerde controlar la temperatura del vapor principal cuidadosamente para evitar daños en la turbina.

El enfriamiento es necesario para evitar la aglomeración de la superficie del lecho de arena en reposo. La demanda de enfriamiento del lecho depende de la extensión de la radiación dirigida al lecho, es decir, la capacidad del quemador y la distancia entre el quemador y el lecho.

6.3.6.4 Quemado del lecho fluidizado con una línea de alimentación de combustible detenida

La operación de la caldera en el encendido del lecho fluidizado también es posible cuando una línea de alimentación de combustible sólido está detenida (línea derecha o izquierda). En ese caso, la arena fluidizante en movimiento también esparce combustible al lado del lecho donde está interrumpida la alimentación y mantiene las temperaturas del lecho bastante bien en la zona de fluidización.

Si por alguna razón es necesaria la operación con una línea de alimentación de combustible, es preciso considerar:

1. La capacidad de una línea de alimentación de combustible es de 75% (Combustible de diseño)
2. Otra línea de alimentación que aún está en operación aumentará las revoluciones inmediatamente y nivelará la cantidad de combustible en los transportadores que se han detenido.

3. El coeficiente de aire total de la caldera debe ser aumentado sobre lo normal para asegurar mezcla suficiente y para evitar la formación de no combustibles (nivel O₂ sobre lo normal).
4. Elevar la relación aire fluidizante / aire secundario hasta un nivel suficiente para la fluidización del todo el lecho .
5. Comprobar a través de las mirillas de inspección que ambos lados del lecho están fluidizados.
6. Prestar más atención a la estabilidad de las temperaturas del lecho. Una caída repentina de temperatura (por ejem., 800°C → 650°C) es señal de alteración en la fluidización y, aún más, de muy poco aire de fluidización, lo que podría dar como resultado una pila de combustible en el extremo frío del lecho. Esto se debe evitar usando una cantidad de aire fluidizante suficiente para la combustión y distribución del combustible.

6.3.6.5 Control del estado del lecho fluidizado

Para el control del estado del lecho fluidizado se dispone de los siguientes medios:

1. Examen visual a través de las mirillas de inspección.
2. Medición de la diferencia de presión del lecho y la parrilla y cálculo del espesor del lecho en el DCS.
3. Mediciones de temperatura del lecho en 9 mediciones al nivel de +300mm, y 4 mediciones a nivel +100 mm.
4. Monitoreo del tamaño de partícula de ceniza de fondo mientras está en operación la secuencia de extracción de ceniza gruesa.

1. Control de la altura del lecho:

Durante operación, la altura del lecho se puede controlar mediante la medición de la diferencia de presión del lecho y las boquillas. La diferencia de presión del lecho en condición fluidizante está en proporción directa a la altura del lecho.

La altura del lecho se puede determinar durante la operación en la forma siguiente:

1. La curva de resistencia de la parrilla HYBEX[®] se mide sin arena (durante el comisionamiento) o se aplica el valor de la curva de resistencia teórica.
2. La indicación del instrumento de presión diferencial se lee a un flujo de aire fluidizante típico (por ejemplo, 6,0 Nm³/s).

3. La caída de presión a través de la parrilla, correspondiente al flujo de aire primario en cuestión, se deduce a partir del valor leído menos la caída de presión del lecho.
4. Un buen método práctico para calcular la altura estática del lecho es que 100mm de arena BFB (densidad 1500 kg/m³) corresponde a una caída de presión de 1500 Pa (por ejemplo, la caída de presión de un lecho de altura 500mm es 7500 Pa y la lectura del medidor con flujo de aire fluidizante normal es entonces 9500...11000 Pa aprox.).

La baja de presión a través del lecho y la parrilla puede normalmente variar alrededor de 8000...12500 Pa. La operación con un lecho lo más bajo posible es la más ventajosa para ahorrar consumo eléctrico.

Sin embargo, un lecho demasiado bajo tiene fluidización desigual y baja capacidad calórica y podría ser causa de:

1. Alto contenido de CO, incluso con el contenido normal de O₂
2. El material del lecho se tornará grueso con mucho mayor rapidez que lo normal.
3. En el peor de los casos se producirán daños a las boquillas de aire fluidizante

La altura de lecho recomendada en condición estática, medida desde el tope de las boquillas de aire fluidizante, es 400...600 mm.

E. g.	Aire de fluidización	Caída de presión
	6,0 Nm ³ /s	7,5...9,5 kPa
	8,0 Nm ³ /s	10,5...12,5 kPa

Si la caída de presión se acerca al límite inferior, se añade arena con el combustible con suficiente anticipación. Si nuevamente la caída de presión se acerca al límite superior, se extrae la cantidad correspondiente de arena mediante los transportadores de ceniza de fondo.

¡NOTA! Por lo general, el sistema DCS tiene un programa de cálculo integrado, que toma en cuenta la caída de presión en la parrilla y el lecho de arena, el flujo de aire fluidizante y la temperatura del aire mencionados previamente **e indica el resultado como altura de**

lecho. Esto ayuda a los operadores a determinar la cantidad de arena de relleno (la densidad volumétrica de la arena debe ser controlada periódicamente).

El volumen de arena en el lecho es recomendable tenerlo lo mas constante posible y la altura del lecho es controlada por el sistema de drenaje de cenizas de fondo. Hay las siguientes posibilidades para controlar la altura del lecho con la extracción de cenizas del fondo:

- Cambiando el tiempo de pausa de la secuencia.
- Cambiando el tiempo de abertura de las compuertas de extracción.

2. Extracción de ceniza y material de lecho que se torna más grueso:

La mayor parte de la ceniza que se produce en la combustión de combustibles de madera se desgasta y transforma en polvo fino o ceniza fina, y es extraída de la caldera. Las piedras y otros materiales demasiado gruesos para fluidización que vienen con el combustible permanecen en el fondo de la parrilla HYBEX[®], de manera que hace necesaria su extracción a través del fondo. La demanda de extracción de ceniza de fondo depende esencialmente de las impurezas del combustible.

Cuando la caldera está constantemente en encendido del lecho fluidizado, se recomienda la extracción de ceniza de fondo continua y controlada por secuencia. Cuando se retira material grueso del lecho, también tiende a escapar el material fino y aceptable, de modo que es preciso agregar arena de relleno.

El material grueso que viene con el combustible hace que, gradualmente, el material del lecho se torne más grueso. Esto lleva a un aumento en la demanda de aire fluidizante y, en consecuencia, al uso excesivo de aire total en la combustión. Esta situación se puede evitar por medio de extracción periódica de arena del lecho a través de los chutes de ceniza de fondo y agregando la correspondiente cantidad de arena de relleno.

El engrosamiento del lecho se puede percibir por las diferencias de temperatura en distintas partes del lecho. Si las temperaturas con flujo de aire fluidizante normal tienden a diferir entre ellas más de

50...80°C, es signo de fluidización insuficiente y acumulación de material grueso junto al punto de medición indicando una temperatura más baja que la otra.

¡NOTA! Cuatro de los nueve puntos de medición de temperatura están equipados con dos sensores a diferentes niveles (sensor normal +300mm y otro a +100mm, sobre las boquillas de aire fluidizante. Si la temperatura en los puntos de medición más bajos comienza a disminuir a menos de lo normal, significa que el material del lecho está engrosando. El operador deberá tomar esto como advertencia preliminar e intensificar la descarga de ceniza gruesa. Si es necesario, también se puede aumentar el flujo de aire fluidizante durante el tiempo de descarga.

Durante la descarga de ceniza gruesa, es preciso prestar atención a lo siguiente:

1. La descarga debe ser continua a intervalos adecuados dependiendo de la condición del lecho (2 a 4 veces por turno durante 5 a 10 segundos, de modo que se usen las nueve compuertas de ceniza por turnos)
2. El grosor del material que será retirado / demanda de extracción es monitoreado por el operador de terreno (las puertas de acceso en la parte superior del transportador de arrastre de ceniza de fondo). Se recomienda realizar semanalmente un análisis de cernido de ceniza de fondo.
3. Se intensifica la extracción en las áreas del lecho donde existe demanda.
4. La válvula de compuerta manual de aislamiento en el chute de extracción obstruido está cerrada.
5. Es preciso prestar atención a la calidad del combustible sólido que se usará. Antes de la alimentación a la caldera, es preciso eliminar lo más posible piedras y trozos de hierro.

6.3.6.6 Alimentación de arena al lecho

Durante la operación normal se añade arena al lecho con el elevador de arena desde la tolva. La arena cae al hogar a través de la abertura de alimentación de arena (esquina frontal derecha).

La altura del lecho también se controla mediante la medición de presión de aire fluidizante y / o cálculo de la altura del lecho.

¡NOTA! La altura del lecho se debe revisar semanalmente a través de las mirillas de inspección cuando se detiene la alimentación de combustible sólido y los quemadores de petróleo están en servicio.

Durante la operación normal, la lógica de alimentación de arena está en funcionamiento, entonces la alimentación de arena es controlada por contadores. Tiempos de pausa y operación son ajustables por el operador.

La capacidad del elevador de arena es aproximadamente $20 \text{ m}^3/\text{h} \cong 0,3 \text{ m}^3/\text{min}$. la capacidad máxima es usada solo cuando se alimenta arena al lecho vacío durante los encendidos. la alimentación normal durante la operación es de $5 \text{ m}^3/\text{h}$. Esto corresponde aprox. a $1,3 \text{ m}^3$ de arena en 15 minutos.

6.3.6.7 Condiciones para encendido sin problemas del lecho fluidizado

Aparte del combustible, todas las características mencionadas más abajo deben cumplirse simultáneamente:

1. Suficiente flujo de aire fluidizante para fluidizar el lecho de arena.
2. Flujo estable de combustible sólido al lecho.
3. Tamaño granular del material del lecho adecuado para lograr fluidización estable.
4. Lecho suficientemente alto, pero no demasiado (400...600 mm).
5. Relación aire / combustible, dependiendo de la carga, conforme a datos de diseño.

El encendido normal del lecho fluidizado se caracteriza por:

1. Las temperaturas del lecho no difieren mucho una de otra. En encendido normal, las temperaturas varían entre 800°C y 900°C.
2. Pequeña desviación de la temperatura de los gases entre zona izquierda y derecha.
3. Control de la capacidad de vapor cambiando el flujo de combustible / flujo de aire.
4. Leve variación de presión en el hogar (normalmente ± 100 Pa).
5. O₂ es estable en los gases de combustión ($3.0 \pm 0,5\%$ en gas húmedo).
6. Contenido de CO es bajo en los gases de combustión (normalmente < 50 ppm).

A continuación, fallas típicas del encendido del lecho fluidizado y acciones correctivas:

1. El tiro del hogar y el O₂ varían sin razón = alteraciones en la alimentación de combustible sólido.
2. Gran diferencia de O₂ en distintas partes de la caldera = alimentación de combustible en la izquierda / derecha no es uniforme. Fluidización inestable, grandes diferencias de temperatura (sobre 50°C) = material grueso en la parrilla, el encendido ocurre cerca del punto de fluidización mínimo o la resistencia del lecho es demasiado pequeña.
3. Baja temperatura del lecho (menos de 650°C) = combustible demasiado húmedo o liviano o capacidad de combustible sólido muy pequeña.

Monitoreo de la operación

28/66

Revisión Rev.0

11.1.2011CONFIDENTIAL

Doc. ID 2628M-MPR-034-02-0120

FI120101-01000

Cliente CMPC Celulosa S.A.

Conversión Caldera de Biomasa

4. Alta temperatura del lecho = valor calorífico y/o densidad volumétrica del combustible demasiado alta.

6.3.6.8 Necesidades especiales debidas a la clasificación de área peligrosa

ALGUNAS AREAS SON CLASIFICADAS COMO AREA PELIGROSA!

(Por favor, vea la sección 9.4.1 Necesidades especiales debidas a la clasificación de area peligrosa)

6.4 INSTRUCCIONES PARA ALTERACIONES DE LA OPERACIÓN

Uno de los principios más importante del diseño ha sido construir una caldera que sea fácil de operar. Lamentablemente no es posible eliminar por completo las alteraciones de la operación. Para monitorear las situaciones anormales, el sistema de automatización está equipado con alarmas que advierten las alteraciones.

A continuación se entrega una lista de alteraciones comunes y las medidas que se aplican.

6.4.1 Pérdida de suministro de agua de alimentación

INDICACIÓN	CAUSA
Pérdida de presión del agua de alimentación.	Falla bomba agua alimentación.
Alarma de bajo nivel de agua en el domo de vapor.	Falla sistema control agua alimentación.
Perdida de nivel en el domo.	Suministro de agua agotado.
Si el encendido continúa:	Fuga en el sistema.
1. Causa daño permanente a las partes presurizadas	
2. Resulta en falla de la tubería, lo que podría causar explosión de agua.	

SOLUCIÓN

Cada vez que se desconozca el nivel de agua en el domo o no se pueda controlar el nivel dentro de los límites para la caldera, de inmediato:

1. Verificar la alarma de nivel bajo en el domo revisando por separado todas las mediciones de nivel del domo.
2. Detener el encendido de todos los combustibles.
3. Mantener tiro normal en el hogar.
4. Abrir las válvulas de partida y abrir los drenajes en el(los) colector(es) de vapor principal, si es necesario.

No poner en servicio bombas de agua de alimentación adicionales, hasta que se asegure un suministro de succión adecuado. La succión insuficiente dañará gravemente la bomba.

1. Establecer la causa de la pérdida de agua de alimentación y corregirla.
2. Cuando nuevamente se dispone de agua de alimentación, tener extremo cuidado de evitar el templado de las partes presurizadas.
3. Una vez que se ha restablecido el suministro de agua de alimentación, seguir los procedimientos normales de puesta en marcha.

6.4.2 Nivel bajo del domo

INDICACIÓN	CAUSA
<p>Sonará la alarma de nivel bajo en el domo de vapor.</p> <p>Si aún continua la causa de bajo nivel de agua, se perderá el domo</p> <p>Si el encendido continúa:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Causa daño permanente a las partes presurizadas. 2. Produce falla de la tubería, lo que podría causar explosión de agua. <p>La alimentación de combustible a la caldera tripeará por enclavamiento de nivel bajo en el domo.</p>	<p>Falla bomba agua alimentación.</p> <p>Falla sistema control agua alimentación.</p> <p>Suministro de agua agotado.</p> <p>Falla de control de nivel del domo.</p> <p>Fluctuaciones de vapor sobre lo normal.</p> <p>Ruptura del tubo.</p> <p>Falla de instrumentos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Fuga en cañería de impulso.

SOLUCIÓN

Si en algún momento se desconoce el nivel del agua en el domo o no se puede controlar el nivel dentro de los límites prescritos para la caldera, de inmediato:

1. Verificar la alarma de nivel bajo en el domo revisando por separado todas las mediciones de nivel del domo.
2. Detener el encendido de todos los combustibles.
3. Mantener tiro normal en el hogar.
4. Abrir las válvulas de partida y abrir los drenajes en el(los) colector(es) de vapor principal, si es necesario.

Si está completamente abierta la válvula de control de nivel del domo y el flujo de agua de alimentación es mayor que el flujo de vapor, revisar la caldera debido a la posibilidad de fuga en el tubo. Si se encuentra una fuga, tripear la caldera de acuerdo a los procedimientos de parada recomendados.

Revisar la presión del suministro de agua de alimentación. La presión adecuada elimina las siguientes posibilidades:

1. Falla de la bomba de agua de alimentación.

Monitoreo de la operación

32/66

Revisión Rev.0

11.1.2011CONFIDENTIAL

Doc. ID 2628M-MPR-034-02-0120

FI120101-01000

Cliente CMPC Celulosa S.A.

Conversión Caldera de Biomasa

2. Agotamiento del suministro de agua.

La presión inadecuada indica pérdida de agua de alimentación.
Aplicar el procedimiento de pérdida de agua de alimentación.

Revisar el indicador de posición de la válvula de control de nivel y el registro de flujo de agua de alimentación. Si la válvula de control no está completamente abierta, poner en manual el control de nivel del domo y ajustar la posición de la válvula; el flujo de agua de alimentación debería responder. Si así no fuere, controlar manualmente el nivel del domo con la válvula bypass.

Cuando se ha corregido la razón del bajo nivel de agua, reanudar la operación normal. Si se detuvo la caldera, ponerla nuevamente en marcha de acuerdo a los procedimientos normales. En el caso de paradas cortas, es preciso tener extremo cuidado de introducir lentamente agua de alimentación a la caldera para evitar choque térmico.

6.4.3 Alto nivel en el domo

INDICACIÓN	CAUSA
<p>Sonará la alarma de nivel alto en el domo.</p> <p>El encendido continuo con nivel muy alto de agua producirá arrastre y/o formación de espuma.</p> <p>Esto dará como resultado:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Choque térmico a los tubos del sobrecalentador. 2. Arrastre de sólidos a los sobrecalentadores y la turbina. 3. Depósitos en el sobrecalentador pueden causar falla del tubo. 4. Depósitos en la turbina reducirán la eficiencia. 	<p>Rápida reducción de la presión del colector.</p> <p>Falla de control de nivel del domo.</p> <p>Alteraciones momentáneas en el rango de encendido de la caldera.</p> <p>Las válvulas de alivio de seguridad están abiertas.</p> <p>Fluctuaciones de vapor sobre lo normal.</p>

SOLUCIÓN

Cada vez que se desconozca el nivel de agua en el domo o no se pueda controlar el nivel dentro de los límites para la caldera, inmediatamente:

1. Verificar la alarma de nivel alto en el domo revisando por separado todas las mediciones de nivel del domo.

2. Usar las válvulas de purga para reducir el nivel de agua.
3. Detener el encendido de todos los combustibles.
4. Mantener tiro normal en el hogar.
5. Abrir las válvulas de partida y abrir los drenajes en el sobrecalentador y el colector(es) de vapor principal, si es necesario.

Revisar local y visualmente el nivel del domo y el flujo de agua de alimentación. Si la válvula de control no está completamente cerrada, poner el control de nivel del domo en manual y ajustar la posición de la válvula. El flujo de agua de alimentación debería responder. Si no es así, cerrar la válvula de aislamiento y regular el nivel con el bypass manual. Si la válvula de control está completamente cerrada y el flujo de agua de alimentación es cero, intentar reducir el nivel mediante purga. Cuando el nivel está dentro del rango de control, restablecer el agua de alimentación.

Cuando la causa de la condición de nivel alto de agua se ha solucionado, reiniciar la operación normal. Si se detuvo la caldera, ponerla en marcha de acuerdo a procedimientos normales.

6.4.4 Alta temperatura en el sobrecalentador

INDICACIÓN	CAUSA
<p>Alta temperatura del metal del sobrecalentador.</p> <p>Alta temperatura del vapor.</p> <p>Daño de tubo por los sopladores de hollín.</p>	<p>Los elementos no fueron evaporados por completo durante la puesta en marcha.</p> <p>Los deshollinadores podrían retraerse sin cerrar la válvula poppet y el flujo de vapor.</p>
<p>¡PRECAUCION!</p> <p>Si el encendido continúa podría causar daño permanente a los elementos del sobrecalentador.</p>	<p>¡PRECAUCION!</p> <p>Ya que las termocuplas de temperatura del metal están instaladas en las placas de salida, podría no haber indicación de temperatura alta antes de que ocurra el daño debido a la puesta en marcha con elementos del sobrecalentador inundados.</p>
	<p>Falla de instrumento.</p> <p>Malas condiciones de combustión.</p> <p>Exceso de encendido (sobrecarga extrema).</p> <p>Válvula de control de agua de pulverización no operativa o la válvula de aislamiento está cerrada.</p> <p>Falla en el venteo de vapor durante la puesta en marcha, trip o parada.</p>

SOLUCIÓN

1. Tratar de ayudar al control de temperatura de vapor en manual o reducir la carga de la caldera.
2. Durante la puesta en marcha, controlar el rango de encendido para mantener la temperatura de salida del gas del hogar lo más baja posible, hasta que todos los elementos del sobrecalentador hayan hervido.

3. Optimizar las condiciones de encendido.
4. Determinar y eliminar la causa de agua de atomización inadecuada.
5. Reparar / resetear las válvulas de seguridad.

6.4.5 Suministro de agua de caldera contaminada

INDICACIÓN	CAUSA
Aumento de la conductividad de purga. Indica agua de alimentación a la caldera contaminada.	Contaminación de la planta de tratamiento de agua tratada.
El domo de vapor podría formar espuma y generar arrastre.	Contaminación del condensado o vapor de baja presión con licor o petróleo.
La muestra de purga continua podría oscurecerse si está bastante contaminada.	Contaminación del condensado retorna por: <ol style="list-style-type: none"> 1. Conexiones de agua de emergencia. 2. Intercambiadores de calor. 3. Otros equipos auxiliares.
pH, alcalinidad y otras pruebas de agua de caldera podrían estar fuera de rango.	

SOLUCIÓN

1. Las fuentes de contaminación de agua deberían ser detectadas y eliminadas lo antes posible.
2. El soplado debería aumentarse para purgar la contaminación.

Las calderas no deberían operar cuando el agua está contaminada más allá de los límites establecidos por la administración y los consultores de tratamiento de agua.

A) Acciones inmediatas que se aplican para pH bajo

1. Se debe encontrar y corregir la fuente de reducción de pH.
2. Las acciones dependen del valor de pH

3. Consultar inmediatamente al consultor de agua de caldera.

¡NOTA! Ne operar la caldera con agua de alimentación de pH bajo. Las siguientes instrucciones son sólo para condiciones anormales y sirven como pauta para restaurar las condiciones normales de operación.

pH entre 7.0 y 5.0:

- a) Reducir la carga de la caldera a < 50% MCR (si el agua está negra o azulada, esta reducción de carga debe ocurrir).
- b) Aumentar la purga continua al máximo.
- c) Soplado de shock a través de todas las válvulas de soplado del fondo, al menos dos veces por hora.
- d) Añadir cáustico para aumentar el pH a 10 - 11.
- e) Si el agua de la caldera está negra o negro-azulada, se debe detener la caldera para realizar una inspección interna inmediatamente después de haber ejecutado los pasos a-d y el agua ha recuperado su apariencia normal.

pH entre 5.0 y 3.5:

- a) Reducir la carga de la caldera a < 50% MCR.
- b) Aumentar la purga continua al máximo.
- c) Soplado de shock a través de todas las válvulas de soplado del fondo, por lo menos dos veces por hora.
- d) Cuando el valor del pH del agua de caldera es > 5.0, añadir cáustico para aumentar el pH a 10 - 11.
- e) Monitorear constantemente la caldera para ver si hay tendencia a formación de espuma (alta conductividad y alto contenido de sodio en el vapor saturado). Si ocurre formación de espuma, continuar reduciendo la carga de la caldera.
- f) Continuar la purga continua máxima hasta que la caldera esté libre de lodo.
- g) Si el agua de caldera se ha tornado negra o negro-azulada, es preciso detener la caldera para realizar una inspección interna inmediatamente después que se han llevado a cabo los pasos a-f y el agua ha recuperado su apariencia normal.

pH inferior a 3.5:

- a) Reducir la carga de la caldera a < 10% MCR.
- b) Abrir la válvula de partida y cerrar la válvula de colector de vapor principal.
- c) Aumentar la purga continua al máximo.
- d) Soplado de shock a través de todas las válvulas de soplado del fondo, por lo menos dos veces por hora.
- e) Una vez que el valor del pH del agua de caldera es > 5.0, añadir cáustico para aumentar el pH a 10 - 11.
- f) Después que se han llevado a cabo las acciones anteriores y la caldera ha retornado a su operación normal, detenerla para realizar una inspección.

B) Acciones que se deben realizar inmediatamente cuando hay licor en el agua de caldera

- 1. Es preciso encontrar y corregir la fuente del licor.
- 2. La acción depende de la cantidad de contaminación orgánica en base a una prueba de permanganato de potasio (KMnO₄) del agua de caldera.
- 3. Consultar de inmediato el tema con el consultor de agua de caldera.

KMnO₄ < 1000 ppm:

- a) Reducir la carga de la caldera a < 50% MCR.
- b) Aumentar la purga continua al máximo.
- c) Soplado de shock a través de todas las válvulas de soplado del fondo, por lo menos dos veces por hora.
- d) Monitorear la pureza del vapor. Si los niveles de sodio indican formación de espuma, reducir aún más la carga de la caldera.
- e) Cuando el KMnO₄ es < 100 ppm, se puede aumentar la carga de la caldera, mientras se monitorea la pureza del vapor.
- f) Inspeccionar cuidadosamente la caldera durante la parada siguiente.

KMnO₄ > 1000 ppm:

- a) Reducir la carga de la caldera a < 10% MCR.
- b) Abrir la válvula de partida y cerrar la válvula de vapor principal.
- c) Aumentar la purga continua al máximo.
- d) Soplado de shock a través de todas las válvulas de soplado del fondo, por lo menos dos veces por hora.

- e) Monitorear la pureza del vapor. Si los niveles de sodio indican formación de espuma, reducir aún más la carga de la caldera.
- f) Cuando el KMnO_4 es < 100 ppm, se puede aumentar la carga de la caldera, mientras se monitorea la pureza del vapor.
- g) Inspeccionar cuidadosamente la caldera durante la parada siguiente.

C) Acciones que se deben realizar inmediatamente si aceite contamina el agua de caldera

Si se encuentra petróleo en el agua de alimentación o en el agua de caldera, es preciso llevar a cabo inmediatamente las siguientes acciones:

- a) Detener el encendido de la caldera.
- b) Abrir el venteo del sobrecalentador y cerrar la válvula de vapor principal.
- c) No drenar el agua de la caldera.
- d) Contactar al consultor de agua de caldera para mayor información y acciones a tomar. Normalmente, éstas incluirán varios pasos de circulación de solvente (tratamiento de ebullición), seguido por lavados a presión, etc.

6.4.6 Pérdida de presión en el colector de vapor principal

INDICACIÓN	CAUSA
<p>Aumento de nivel de agua en el domo.</p> <p>El aumento en el flujo de vapor puede provocar que la caldera exceda la capacidad de producción de vapor.</p> <p>Se pueden perder los generadores de la planta.</p>	<p>Pérdida de otra caldera o repentino aumento en la demanda de vapor.</p>

¡ADVERTENCIA!

Cuando la caldera está en servicio casi a carga completa, una reducción de presión en el colector provocará inevitablemente sobre-vaporación. Un alivio de presión repentino reduce la temperatura de saturación del agua causando que el agua hierva más rápidamente. Durante esta condición hay mayores posibilidades que se presente falla del tubo debido a la formación de una capa de vapor aislante o problemas de circulación.

SOLUCIÓN

1. Mantener el nivel del domo.
2. No permitir que la producción de vapor en la caldera de lecho fluidizado exceda los 110...120% MCR.

6.4.7 Fuga en las partes presurizadas

INDICACIÓN	CAUSA
Soplidos de vuelta a la caldera. Se ve agua en el hogar, economizador o calentador de aire. Lecturas de tiro erráticas. Sonido de resoplido o silbido en la caldera o fuerte sonido de resoplido de las válvulas de vapor de alta presión, por ejemplo. Se pueden ver manchas de agua, vapor o humedad. Disminución inexplicable en la conductividad de la caldera o concentración química. Disminución inexplicable de la temperatura de salida del gas en la caldera o el economizador. Disminución repentina e inexplicable en el nivel del domo o presión del domo. Diferencia importante o cambio en la relación entre los flujos de vapor y agua de alimentación.	Sobrecalentamiento debido a sobrecalentadores sucios o depósitos internos en el lado de agua. Erosión. Corrosión. Falla de soldadura. Daño mecánico debido a los deshollinadores, caída de escoria, vibraciones en el tubo. Tubos defectuosos. Fuga en las empaquetaduras de la válvula HP (alta presión) o fuga en la válvula de expansión de seguridad de la válvula de vapor principal, por ejemplo.

SOLUCIÓN

El hogar se considera como cualquier parte presurizada en el extremo de encendido de la caldera, excepto los economizadores. Si se cree o sospecha que existe una fuga, pero no se puede determinar la ubicación exacta, esta es razón para sospechar que hay agua ingresando al hogar; por lo tanto, se debería iniciar un procedimiento de parada.

Si se sabe que existe una fuga en el economizador, y se puede mantener el nivel en el domo, es preciso iniciar una parada en forma ordenada.

Si no se puede mantener el nivel del domo, iniciar una parada crítica:

1. Detener todos los combustibles.
2. Si es necesario, cortar el agua de alimentación a la caldera.
3. Mantener tiro normal en el hogar.
4. Abrir las válvulas de partida y abrir los drenajes en el(los) cabezal(es) de vapor principal, si es necesario.
5. Reducir el(los) ventilador(es) de aire al mínimo.
6. Mantener tiro balanceado del hogar para enfriamiento.
7. Abrir los venteos del domo a 2 bar.
8. Inspeccionar, reparar y realizar una prueba hidrostática a la unidad de la caldera.
9. Retornar a operación de acuerdo al procedimiento de partida normal.

NOTA!

Si hay una fuga de vapor en la parte de afuera del hogar y ésta causa un fuerte sonido de resoplido, se debe considerar que el chorro de vapor sobrecalentado es por lo general completamente invisible y de hecho, muy peligroso. Se debe localizar la fuga con especial cuidado. Se recomienda reducir la presión lo suficiente, de modo que la fuga se haga visible. En lugar de usar las manos, se usa un 'feeler pin' para acercarse a la fuga.

6.4.8 Falla en el ventilador (ID) de gas de combustión

INDICACIONES	CAUSA
El hogar se sobre-presurizará y soplará gas de combustión y llama a través de las aberturas.	Acoplamiento roto. Falla del motor.
El sistema de alimentación de combustible sólido, el sistema de encendido de petróleo y el(los) ventilador(es) de aire tripean si el enclavamiento de alta presión del hogar está activado.	Falla control de tiro. El enclavamiento del ventilador tripea, incluido el sistema de seguridad.

SOLUCIÓN

1. Mantener el nivel del domo.
2. En caso que tripee el ventilador (ID) de gas de combustión, es preciso tomar las siguientes medidas inmediatamente:
 - a. Tripear el(los) ventilador(es) de aire.
 - b. Tripear todos los combustibles.
 - c. Abrir las válvulas de partida y drenajes en el cabezal de vapor principal, si es necesario.

Una vez Solucionado el problema, poner en servicio la caldera de acuerdo a los procedimientos de partida normal.

NOTA! cuando el control de velocidad del ventilador (ID) de gas de combustión se saca de servicio o hay una falla operacional, el ventilador de gas de combustión puede detenerse si no recibe suficiente gas de combustión.

Después de la detención, se debe disminuir la capacidad del ventilador. Cuando la situación se ha estabilizado y el ventilador ha vuelto a su curva de operación, el control se puede activar en automático nuevamente.

6.4.9 Presión excesiva en el hogar

INDICACIÓN	CAUSA
Sale gas de combustión y llama a través de las aberturas del hogar.	Falla del control del ventilador de gas de combustión.
El medidor de tiro indicará alta presión.	Cañería de impulso de medición de presión está obstruida.
Sonará una alarma y la caldera tripeará.	Apagón. Ruptura del tubo y flujo de agua hacia dentro del hogar. Pasajes de gas obstruidos. Explosión de gas combustible.

SOLUCIÓN

1. Verificar la alarma revisando todas las mediciones de presión hogar por separado.

Si la caldera no tripea automáticamente, reducir inmediatamente el encendido de todos los combustibles.

Si una ruptura de tubo causa tripeo y podría existir la posibilidad de que ingrese agua al hogar, iniciar la parada de la caldera.

Establecer la causa de la presión excesiva en el hogar y corregir, antes de reiniciar la operación normal.

6.4.10 Baja presión en el hogar

INDICACIÓN	CAUSA
El medidor de tiro indicará baja presión. Sonará la alarma de baja presión y se iniciará el sistema de enclavamiento de protección de la caldera. La caldera puede sufrir daño del tipo implosión.	Falla de el(los) ventilador(es) de aire y/o dampers. Malfuncionamiento del control de accionamiento del ventilador (ID) de gas de combustión. Cañería de impulso de medición de presión está obstruida. Reducción repentina del flujo de combustible o combustión.

SOLUCIÓN

1. Verificar la alarma revisando todas las mediciones de presión hogar por separado.

Si el sistema de enclavamientos protectores de la caldera no parte automáticamente, iniciar manualmente la reducción de carga del ventilador (ID) de seguridad. (reducir la velocidad de rotación)

6.4.11 Aire de combustión inadecuado

INDICACIÓN	CAUSA
Se puede apreciar la reducción de la producción de vapor. No hay exceso de O ₂ . Gases de combustión altos (CO). Combustión incompleta. La presión del ducto de aire puede ser baja.	Aire de combustión inadecuado puede ser provocado por uno o más de los siguientes puntos: <ol style="list-style-type: none">1. Encender demasiado combustible para el aire disponible.2. Pre-calentador de aire obstruido o sucio.3. Malfuncionamiento del aspa de entrada del ventilador de aire o totalmente cerrada.4. Malfuncionamiento del(los) damper(s) de distribución de aire.5. Pérdida del(los) ventilador(es) de aire o accionamiento.

SOLUCIÓN

Como primera medida, tratar de añadir aire secundario en esta situación.

Revisar rápidamente el oxígeno del gas de combustión y/o tendencias combustibles. Si hay indicación de aire de combustión insuficiente, comenzar a reducir inmediatamente la alimentación de combustible. Si los quemadores auxiliares están en servicio, comenzar con ellos.

Continuar el monitoreo del oxígeno del gas de combustión a medida que se reduce el combustible. Cuando se alcanza un nivel aceptable de oxígeno, estabilizar la combustión en ese punto.

Una vez que se ha estabilizado la combustión con una cantidad aceptable de aire, establecer la causa de la falla y Solucionar el problema. No añadir más combustible hasta se haya normalizado el suministro de aire.

En caso de falla del ventilador de aire, debería suceder o realizarse lo siguiente:

1. Tripear todo el combustible auxiliar, si no tripea automáticamente gracias a los enclavamientos o baja presión en el hogar.
2. En caso de falla de un ventilador secundario, tripear los quemadores de petróleo, si no tripea automáticamente gracias a los enclavamientos o baja presión en el hogar.
3. Abrir las válvulas de partida y drenajes en el(los) colector(es) de vapor principal, si es necesario.
4. Si tripea el ventilador (ID) de gas de combustión, reiniciar y mantener el tiro normal del hogar. .
5. Mantener nivel normal en el domo.

¡PRECAUCION! Asegurarse que el gas de combustión CO está bajo 1000 ppm, antes de intentar poner en servicio la caldera nuevamente.

NOTA! Cuando el control del ventilador no se puede controlar o existe una falla operacional, el ventilador de aire se puede detener si no recibe suficiente aire.

Después de la detención, se debe disminuir la capacidad del ventilador. Cuando la situación se ha estabilizado y el ventilador ha retornado a su curva de operación, se puede volver a activar en automático el control.

6.4.12 Alta indicación de presión diferencial en los calentadores

INDICACIÓN	CAUSA
Medición de Dp aumenta continuamente	Calentadores tapados parcialmente
Alarma de alto nivel	Mal funcionamiento del control de la velocidad del VTI
Alto vacío en la succión del VTI	Toma de proceso de la medición de presión tapado
1. Nivel anormal de los ventiladores	
2. Temperatura alta de los gases después de la salida.	

SOLUCIÓN

1. Si es notado suficientemente antes, aumentar la frecuencia de soplado.
2. Revisar las mediciones relacionadas con el problema.
3. Reducir la carga de la caldera.
4. Si el problema no puede ser resuelto, llevar a cabo la detención e inspeccionar la caldera.

PRECAUCIÓN!! Si los calentadores están parcialmente tapados, la velocidad de los gases aumenta a niveles anormales, los cuales pueden causar erosión y filtraciones.

6.4.13 Pérdida del quemador de petróleo

INDICACIÓN	CAUSA
<p>Si se está encendiendo sólo petróleo:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Se detiene el flujo de vapor. 2. El hogar se oscurece. 3. Cae el nivel del domo. <p>Si se está encendiendo petróleo y combustible sólido:</p> <ol style="list-style-type: none"> 3. Se reduce el flujo de vapor. 4. Alimentación de combustible sólido y apagado del lecho, si la temperatura del lecho es < 600°C. 5. Cae el nivel del domo. 	<p>El quemador de petróleo tripeará, si uno o más de los enclavamientos de sistema no se satisfacen.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Familiarizarse con la lista de enclavamientos aplicables. <p>Malfuncionamiento del sistema de enclavamientos causa un molesto tripeo.</p> <p>Pérdida momentánea de poder en el sistema de enclavamientos.</p>

SOLUCIÓN

5. Mantener el nivel del domo.
6. Mantener tiro normal en el hogar.
7. Abrir las válvulas de partida y drenajes en el(los) cabezal(es) de vapor principal, si es necesario.
8. Establecer la causa del problema.
9. Solucionar el problema, luego proceder a operación normal.

¡PRECAUCION! Se deben seguir los procedimientos adecuados de purga al poner nuevamente en servicio el quemador.

6.4.14 Obstrucción de la boquilla del quemador de petróleo

INDICACIÓN	CAUSA
Se reduce o detiene el flujo de petróleo desde la boquilla al hogar. Disminuye el flujo de vapor. 1. La llama del quemador podría oscurecerse, dependiendo de las condiciones de obstrucción. 2. Apagón del quemador es posible. (control de llama)	Impurezas insolubles en el sistema de fuel oil. La garganta del quemador o boquilla de petróleo está obstruida con arena del lecho fluidizado.

SOLUCIÓN

1. Si el quemador de petróleo no funciona adecuadamente, parar el quemador.
2. Retirar la lanza de petróleo del hogar y limpiarla.
3. Cuando la lanza de petróleo ha sido retirada del quemador, es preciso dejar que se enfríe y luego limpiarla y lavarla con gasóleo.

¡PRECAUCION! Usar antiparras para limpiar los quemadores de petróleo y boquillas.

6.4.15 Fugas en el quemador de petróleo

INDICACIÓN	CAUSA
Se detiene o reduce el flujo de petróleo al quemador.	Fuga en la cañería de petróleo o gas propano
Disminuye el flujo de vapor.	1. Empaquetaduras
1. Apagón del quemador es posible. (control de llama)	2. Mangueras flexibles
Fuga de petróleo visible.	3. Válvulas o instrumentos
Olor a gas propano en el edificio de caldera	4. Soldaduras.

SOLUCIÓN

Detener el quemador en el área en la que se encuentra la fuga.

Siempre cerrar las válvulas de aislamiento para el gas de ignición y petróleo principal.

Cerrar la válvula de petróleo principal, si es necesario.

Realizar una prueba de ignición del quemador de ignición para evitar descarga de presión desde la cañería de gas propano al edificio de caldera.

6.4.16 Falla de los transportadores de combustible sólido o ceniza

INDICACIÓN	CAUSA
Pérdida de alarma del transportador.	Tripeo rompedor de circuito.
El accionamiento está funcionando, pero el eje de cola no (transportador de arrastre).	Pasador de rompimiento está roto. Accionamiento cadena está roto.
El accionamiento está funcionando, pero el rotor no (alimentador rotatorio).	Falla del switch de velocidad cero. Objeto sólido en el transportador o alimentador.

SOLUCIÓN

Al remover los bloqueos el operador en terreno debe:

1. Realizar **inertización con vapor antes de abrir las puertas** para minimizar el peligro por explosión.
2. Informar al operador en la sala de control.
3. **Antes de abrir las puertas en los transportadores de 2ª y 3ª pasada y en las tolvas de ceniza del PPE, es preciso asegurarse** que cuando se abra la puerta la persona no quede parada debajo de ceniza caliente que aún podría estar en la tolva (mirar el interior de la tolva con una antorcha por puerta superior).
4. Pasar el switch de seguridad a posición abierto durante el tiempo de limpieza para evitar que el dispositivo arranque.
5. Usar equipo auxiliar, si es necesario.
6. Prestar atención a lo que se ha dicho en las instrucciones de operación para el dispositivo y en general las instrucciones de seguridad para la planta de poder.
7. Una vez finalizada la limpieza, cerrar todas las puertas de mantenimiento y retirar los residuos de combustible que podrían causar riesgo de incendio en las plataformas.
8. Cuando se usa un lavador de alta presión, etc. para remover bloqueos, el agua no debe ingresar al hogar de la caldera.
9. Establecer la razón por la que se rompió el pasador de rotura y resetear el partidor y/o reemplazar el pasador de rotura.

10. Poner nuevamente en servicio el equipo transportador (mediante el control local) y asegurarse habrá una operación libre de problemas.

Si el transmisor/transportador de segunda o tercera pasada no se puede liberar y reiniciar son tener acceso al interior de las tolvas o transportadores de arrastre, es posible funcionar por algunas horas con el transportador fuera de servicio hasta que la caldera pueda ser parada para reparar el transportador.

NOTA! En caso de falla en los transportadores de ceniza o transmisores de ceniza del PPE, se debe iniciar el encendido de gas si la falla no se puede Solucionar dentro en 2-3 horas. De esta forma se evita la acumulación de ceniza en las tolvas del PPE y su sobrecarga.

6.4.17 Pérdida total de la alimentación de combustible sólido a la caldera

INDICACIÓN	CAUSA
<p>La salida de vapor goteará bastante.</p> <p>Exceso de O₂ aumentará en forma importante.</p> <p>Las alarmas del sistema de combustible sólido sonarán.</p>	<p>Tripeo del enclavamiento de combustible sólido.</p> <p>Chutes de alimentación de combustible sólido están obstruidos.</p> <p>Silo de almacenamiento de combustible sólido está vacío.</p> <p>Falla de los transportadores de alimentación de combustible sólido.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Piedras, fierro, objetos, combustible demasiado húmedo y otras impurezas pueden causar mal funcionamiento de los transportadores. 2. El switch de velocidad cero o detector de atascamiento detiene los transportadores y alimentador rotatorio en caso de fallas en la alimentación.

SOLUCIÓN

1. Mantener el nivel del domo.
2. Poner en servicio los quemadores auxiliares.
3. Establecer la causa de la pérdida de combustible sólido (atascamiento), SOLUCIÓNar el problema y luego reanudar la operación normal.

Al remover los atascamientos el operador en terreno debe:

1. Realizar **inertización con vapor antes de abrir las puertas** para minimizar el peligro por explosión.
2. Informar al operador en la sala de control.

3. Pasar el switch de seguridad a posición abierto (posición cero) durante el tiempo de limpieza para evitar que el dispositivo arranque.
4. Usar equipo auxiliar, si es necesario.
5. Prestar atención a lo que se ha dicho en las instrucciones de operación para el dispositivo y en general las instrucciones de seguridad para la planta de poder.
6. Una vez finalizada la limpieza, cerrar todas las puertas de mantenimiento y retirar los residuos de combustible que podrían causar riesgo de incendio en las plataformas.
7. Cuando se usa un lavador de alta presión, etc. para remover bloqueos, el agua no debe ingresar al hogar de la caldera.

6.4.18 Fallas en la estabilidad de la alimentación de combustible sólido a la caldera

INDICACIÓN	CAUSA
<p>La salida de vapor será inestable.</p> <p>Exceso de O₂ será inestable.</p> <p>Temperatura de vapor será inestable.</p>	<p>Chutes de alimentación de combustible están obstruidos.</p> <p>Nivel demasiado bajo en el silo de almacenamiento de combustible sólido.</p> <p>Falla del sistema de control de los transportadores de alimentación de combustible sólido.</p> <p>1. El control es demasiado rápido</p>

SOLUCIÓN

1. Mantener el control de alimentación de combustible sólido en modo manual e intentar compensar la producción de vapor.
2. Establecer la causa de la inestabilidad de la alimentación de combustible sólido (bloqueo), SOLUCIÓNar el problema y reanudar la operación normal.

Si se presenta oscilación inusual en la producción de vapor de la caldera, se puede sospechar la existencia de inestabilidad en la alimentación de combustible. Si es el caso, revisar lo siguiente:

1. ¿Hay bloqueos en algún lugar de la cadena transportadora?
2. ¿Es estable la descarga del silo de combustible sólido?
3. ¿Es la calidad y mezcla de combustible uniforme?
4. ¿Es suficiente el nivel de encendido del lecho fluidizado?

6.4.19 Oscurecimiento parcial – lecho fluidizado

INDICACIÓN	CAUSA
<p>Las temperaturas del lecho no son uniformes ($dT > 150^{\circ}\text{C}$)</p> <p>Exceso de O_2 puede disminuir.</p> <p>Puede caer el flujo de vapor.</p> <p>La presión del aire primario puede aumentar y/o disminuir el flujo de aire primario.</p> <p>El hogar se puede oscurecer en el área del apagón y los monitores de CO mostrarán aumento.</p>	<p>La distribución no uniforme de combustible sólido puede ser causada por:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Ajuste inadecuado de los transportadores de combustible. 2. Material de lecho de arena demasiado grueso. <p>La distribución no uniforme de aire puede ser causada por:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Flujo de aire primario demasiado bajo. 2. Boquillas de aire primario dañadas y algunas vigas de distribución de aire están llenas de arena. 3. Combustible sólido sinterizado o no quemado cubriendo algunas áreas del lecho de arena. <p>Fuga del tubo en el hogar.</p>

SOLUCIÓN

1. Aumentar el flujo de aire primario tanto como sea necesario para limpiar el área oscurecida.
2. Se deberá revisar inmediatamente el hogar para determinar si el oscurecimiento fue causado por una fuga de tubo o por agua entrando al hogar desde una fuente externa.
3. Si existe fuga de tubo, iniciar los procedimientos de parada.
4. Revisar los sólidos del combustible sólido.
5. Verificar que los transportadores de combustible sólido funcionan correctamente y que hay una buena distribución de combustible.
6. Revisar la calidad del lecho de arena (muestras de arena desde el sistema de ceniza de fondo).
7. Comprobar que el flujo y presión del aire primario son correctos.

Monitoreo de la operación

Revisión Rev.0

Doc. ID 2628M-MPR-034-02-0120

Cliente CMPC Celulosa S.A.

59/66

11.1.2011CONFIDENTIAL

FI120101-01000

Conversión Caldera de Biomasa

8. El quemador de partida que está en las cercanías del área oscurecida para contribuir al quemado se debe usar muy cuidadosamente (no fundir el lecho de arena).
9. Aumentar el flujo de aire total para buen suministro de aire para la combustión.

6.4.20 Fuego en los transportadores de combustible sólido o en el silo

INDICACIÓN	CAUSA
Gases de combustión o su olor vienen al edificio de la caldera desde los transportadores de alimentación de combustible.	Sobrecalentamiento debido a fuego interno.
Aumento inexplicable de la temperatura en la carcasa de los transportadores o en el silo.	Rodamientos defectuosos. Trabajos de soldadura sin control de seguridad ni permisos.

SOLUCIÓN

Revisar primero el lugar donde está el fuego.

Apagado inicial con vapor, en los puntos que tienen conexión de vapor, o con una manguera de agua.

1. Asegurarse que el agua contra incendio no tenga acceso al lecho caliente de arena.

Vaciar el sistema de transporte con el material ardiendo.

Llamar a brigada contra incendio, si fuera necesario.

¡NOTA! Si el fuego se produjo en los transportadores dentro del edificio de caldera, detener la alimentación de combustible al silo y sacar el combustible de los transportadores al hogar de la caldera, para minimizar la carga de fuego

1. Inspeccionar y limpiar la unidad de caldera.
2. Retornar a operación con el procedimiento de partida normal.

6.4.21 Fusión del lecho de arena fluidizado

INDICACIÓN	CAUSA
La temperatura del lecho sobrepasa los 1100°C. El lecho no está uniformemente fluidizado. Se puede ver una “ráfaga de lava” a través de las mirillas de inspección.	Sobrecalentamiento del lecho de arena debido a uso del quemador de partida sin fluidización del lecho. El quemador de partida no quema bien (gas sin quemar en el hogar) Elementos de medición de temperatura defectuosos. Cantidad de aire fluidizante no es suficiente, lo que implica fallas locales de fluidización. Valor de calentamiento del combustible sólido más alto que el de la información de dimensionamiento.

SOLUCIÓN

Revisar primero la ubicación y dimensiones del área sinterizada.

Tratar de aplastar la aglomeración maximizando la cantidad de aire fluidizante y la extracción de ceniza de fondo.

Si fuera necesario, enfriar el lecho con aire primario para poder retirar manualmente la aglomeración.

Tener cuidado al ingresar a la caldera:

1. Riesgo de monóxido de carbono.
2. **Control de medición de gases en el hogar antes de que se tomen las medidas dentro de la caldera.**
3. Nunca se debe trabajar solo en el hogar de la caldera.

¡NOTA! Seguir siempre las instrucciones de seguridad

4. Inspeccionar y limpiar el área del fondo de la caldera y las vigas de aire primario.
5. Retornar a operación de acuerdo al procedimiento de partida normal.

6.4.22 Problemas de sopladores de hollín

INDICACIÓN	CAUSA
<p>Sonará la alarma de problemas de sopladores de hollín.</p> <p>Aumento de acumulaciones en la caldera y pérdida de tiro.</p> <p>Daño en tubos a causa de sopladores de hollín.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. El soplado prolongado sin movimiento puede cortar el tubo. 2. Grandes trozos de escoria caen sobre los sopladores de hollín. <p>Flujo de gases de combustión interrumpido por largos períodos puede producir daño en tubos.</p>	<p>Pérdida de un soplador más podría obstruir el paso de los gases de combustión.</p> <p>Los sopladores pueden retraerse sin cerrar la válvula poppet produciendo corte por vapor o corrosión por condensado a los tubos de las paredes y caja de aire.</p> <p>La lanza de tubo se puede soltar y salir disparada causando daños a los tubos.</p> <p>El soplado de hollín sin suministro suficiente de vapor puede deformar el tubo de la lanza y entrar en contacto con los tubos de la caldera produciendo daño.</p> <p>Desalineamiento de los tubos de la caldera o desalineamiento de los sopladores.</p> <p>Falla eléctrica o de los motores de los sopladores.</p> <p>Falla mecánica del sistema de accionamiento.</p>

SOLUCIÓN

1. Usar llaves manuales, eléctricas o neumáticas para replegar el soplador. Luego, asegurar que el vapor después del soplador está completamente replegado.
2. Inspeccionar periódicamente los sopladores para comprobar la rotación correcta de recorrido y buena operación de la válvula.
3. Inspeccionar el sistema de purga para comprobar la adecuada extracción del condensado.
4. No operar el soplador si se observa desalineamiento.
 - Revisar el alineamiento durante la operación normal y las paradas programadas si es necesario (**se recomienda inspeccionar semanalmente la operación de la secuencia de soplado de hollín y cada soplador**).

6.4.23 Pérdida total de agua refrigerante

INDICACIÓN	CAUSA
Suena la alarma de flujo bajo de agua refrigerante.	Estanque de suministro de agua refrigerante está vacío.
No se observa flujo de agua refrigerante.	Falla en el sifón o falla de agua de relleno.
Pueden bajar los indicadores de temperatura de salida del agua refrigerante.	Ruptura de la línea de agua refrigerante.
	Falla del sistema de suministro de emergencia.

SOLUCIÓN

1. Cerrar las válvulas de corte en las líneas de agua de caldera y de toma de muestras de vapor a los enfriadores de muestras, de modo que un flujo de muestra demasiado caliente no pueda llegar a los analizadores y causar daño a los instrumentos.
2. Detener la secuencia de extracción de ceniza de fondo.
3. Detener las bombas de agua de alimentación si la alta temperatura de los rodamientos va a activar una alarma.

6.4.24 Falla de suministro de aire de instrumentos

INDICACIÓN	CAUSA
<p>Todos los dispositivos operados cesarán su función normal:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Sistema de control de agua de alimentación. 2. Sistema de control de alimentación de combustible. 3. Sistema de control de aire de combustión. <p>Algunas válvulas o accionamientos de control se moverán a sus posiciones extremas, ya sea completamente abierta o completamente cerrada.</p> <p>Indicadores de posición remotos en las válvulas o accionamientos de control pueden dar lecturas erradas.</p>	<p>Falla del compresor de aire.</p> <p>Falla del secador de aire de instrumentos o del filtro.</p> <p>Falla de la energía eléctrica.</p> <p>Rupturas o fugas en el sistema de aire de instrumentos.</p> <p>Más uso de aire que la capacidad del compresor.</p> <p>Cañería de aire obstruida o restringida.</p>

SOLUCIÓN

Si la caldera no pudiera ser controlada dentro de los límites establecidos, pararla de inmediato:

1. Controlar las válvulas del domo usando las válvulas manuales.
2. Seguir los procedimientos preestablecidos para proteger el hogar de presiones excesivamente altas o bajas.
3. Detener el encendido de todos los combustibles.
4. Mantener tiro normal en el hogar.
5. Abrir las válvulas de partida y abrir los drenajes en el(los) colectores(es) de vapor principal, si es necesario.

Si se puede obtener suficiente presión de aire poniendo en servicio el compresor de aire de reserva o usando otras fuentes de aire, recomenzar la operación normal.

6.4.25 Falla del suministro eléctrico

INDICACIÓN	CAUSA
<p>La mayoría de los dispositivos eléctricos de corriente alterna (AC) se detendrá:</p> <ol style="list-style-type: none">1. El ventilador de gases de combustión (ID) y el ventilador de aire2. El PPT3. Las bombas motorizadas de agua de alimentación y de agua refrigerante4. Todos los transportadores5. Los quemadores6. Las válvulas motorizadas no pueden ser activadas <p>La instrumentación crítica que funciona con UPS debería seguir funcionando.</p> <p>Generalmente, las válvulas y los posicionadores neumáticos (operados con aire) continuarán funcionando, a menos que haya una pérdida de presión de aire de instrumentos.</p> <p>La mayor parte de las posiciones de las válvulas motorizadas AC permanecerán sin cambios e inoperables.</p> <p>Los indicadores de posición remotos en las válvulas y accionamientos de control mostrarán error, a menos que estén funcionando con UPS.</p> <p>Si se pierde la iluminación, se activará la iluminación de emergencia.</p>	<p>Trip eléctrico causado por:</p> <ol style="list-style-type: none">1. Interrupción de la energía por los servicios locales.2. Problemas con la energía (aumento repentino de voltaje).

SOLUCIÓN

Durante un corte de energía, tomar las siguientes medidas:

1. Detener el encendido de todos los combustibles y asegurar los quemadores de petróleo.

2. Mantener el nivel del domo durante el mayor tiempo posible; si es necesario, controlar a través de las mirillas de agua locales.
3. Abrir las válvulas de partida y drenajes en el(los) colector(es) de vapor principal, si es necesario.
4. Mantener tiro normal en el hogar, si es posible.
5. Asegurarse que haya disponible agua refrigerante en distintos puntos, por ejemplo, enfriadores de muestra, y **cerrar las líneas de toma de muestras de vapor a los analizadores, si es necesario.**

Un corte de energía también causa lo siguiente:

1. Se abre el ducto de gases de combustión y también el ducto de aire secundario; ahora el tiro natural de la chimenea posibilita la ventilación de la caldera.
2. La caldera se mantiene presurizada por el sistema de control en la siguiente forma:
 - a. La válvula de vapor principal se cierra para mantener agua y presión en la caldera.
 - b. La válvula de partida se cierra y permanece en modo automático para control de presión.

Después de un corte de energía, comprobar que cada uno de los dispositivo está listo para la partida.

Una vez restablecida la energía, seguir el procedimiento de partida normal.



Revision	A
Project name	LAJABFBR
Doc. ID	FI120101-00031
Ext. doc. ID	2628M-ETP-034-06-0031
Subject	Heat and Mass Balances
Customer	CMPC Celulosa S.A.

CONFIDENTIAL
Tero Vääränen
18.2.2010
BFB Boiler Conversion

Heat and Mass Balances

Prepared by

Reason for issue

Reviewed by

Approved by

TVä

CERTIFIED FOR
CONSTRUCTION

FIMasterFI-00047 rev 0 / 23.6.2009

© Metso 2011

This document is the exclusive intellectual property of Metso Corporation and/or its subsidiaries and is furnished solely for operating and maintaining the specific project. Re-use of the document for any other project or purpose is prohibited. The document or the information shall not be reproduced, copied or disclosed to a third party without prior written consent of the company.

Revision	A
Doc. ID	FI120101-00031
Customer	CMPC Celulosa S.A.

CONFIDENTIAL
18.2.2010
BFB Boiler Conversion

Rev.	Date	Prepared by	Comments / Revision
A	18.2.2010	TVä	CERTIFIED FOR CONSTRUCTION

Revision A
 Doc. ID FI120101-00031
 Customer CMPC Celulosa S.A.

CONFIDENTIAL
 18.2.2010
 BFB Boiler Conversion

1 HEAT AND MASS BALANCES

The Heat and Mass Balance data provided on the following pages is for information only and should not be considered as part of performance guarantees.

PREDICTED PERFORMANCE / Case		biomass 100% MCR	biomass 75% MCR	biomass 50% MCR
Steam				
• flow	t/h	150	112,5	75
• flow	kg/s	41,7	31,3	20,8
• pressure	bar(a)	46,5	46,5	46,5
• temperature	°C	440	440	415
• heat to steam generation	MW	113,5	85,1	55,5
• spray water	kg/s	3,6	1,5	0,0
Feed water				
• eco 1 inlet temperature	°C	136	136	136
• temp before FW APH	°C	183	169	152
• temp after FW APH	°C	163	147	126
• eco 2 outlet temperature	°C	204	195	188
• temp before drum	°C	234	212	188
Fuel (Biomass)				
• mass flow, wet	kg/s	20,0	14,9	9,7
• moisture	%	56	56	56
• density, loose	kg/m ³	320	320	320
• volume flow	m ³ /h	225	167	110
• lower heating value (as fired)	MJ/kg	6,6	6,6	6,6
Air				
• total air mass flow, wet	kg/s	62,1	46,4	33,0
• total air volume flow, wet	Nm ³ /s	48,5	36,2	25,8
• primary air flow, wet	Nm ³ /s	24,3	20,3	17,5
• secondary air flow, wet	Nm ³ /s	11,1	7,2	3,5
• tertiary air flow, wet	Nm ³ /s	8,5	4,8	1,2
• burner cooling air flow, wet	Nm ³ /s	2,3	2,0	1,7
• fuel feeding air flow, wet	Nm ³ /s	1,9	1,9	1,9
• OFA air temperature	°C	30	30	30

Revision A
 Doc. ID FI120101-00031
 Customer CMPC Celulosa S.A.

CONFIDENTIAL
 18.2.2010
 BFB Boiler Conversion

• prim. air temp. after APH	°C	151	142	127
Flue gas				
• mass flow, wet	kg/s	83,2	62,0	43,5
• volume flow, wet	Nm ³ /s	69,1	51,5	34,0
• volume flow, dry	Nm ³ /s	48,8	36,4	26,0
• O ₂ after boiler (dry gases)	vol-%	4,6	4,6	6,0
• O ₂ after boiler (wet gases)	vol-%	3,3	3,3	4,4
• H ₂ O content	vol-%	29,3	29,4	27,7
• flue gas velocity in the SH area	m/s	3...6	2...4	1...3
• flue gas velocity in BB and eco area	m/s	7...11	5...8	3...6
• temperature at the furnace nose	°C	826	755	635
• temperature before tertiary superheater	°C	698	619	491
• temperature before boiler bank	°C	500	448	384
• temperature before eco 2	°C	325	304	282
• temperature before eco 1	°C	223	202	177
• temperature after eco	°C	170	160	150
Fly ash				
• Mass flow (ash + fine sand in the fuel = 5%)	kg/s	0,48	0,36	0,23
Emissions (estimated values)				
• NO ₂ (reduced to 6 % O ₂ dry)	mg/Nm ³	<200	<200	<250
• SO ₂ (reduced to 6 % O ₂ dry)	mg/Nm ³	< 250	<250	<250
• CO (reduced to 6 % O ₂ dry)	mg/Nm ³	<250	<250	<250
• dust before ESP (dry)	g/Nm ³	9,7	9,7	9,0
• dust after ESP (dry) without modification	mg/Nm ³	<120	<100	<80
Boiler Efficiency (Acc. EN 12952-15)				
• flue gas loss	%	10,9	10,2	9,9
• unburned carbon loss	%	0,8	0,8	0,8
• radiation loss	%	0,9	1,2	1,9
• unaccounted losses	%	0,2	0,2	0,2
• manufacturer's margin	%	0,5	0,5	0,5
Consumptions (estimated values)				
• make-up sand	ton/day	10-15	7-12	5-10
• cooling water	m ³ /h	2,4	2,0	1,6

Revision A
 Doc. ID FI120101-00031
 Customer CMPC Celulosa S.A.

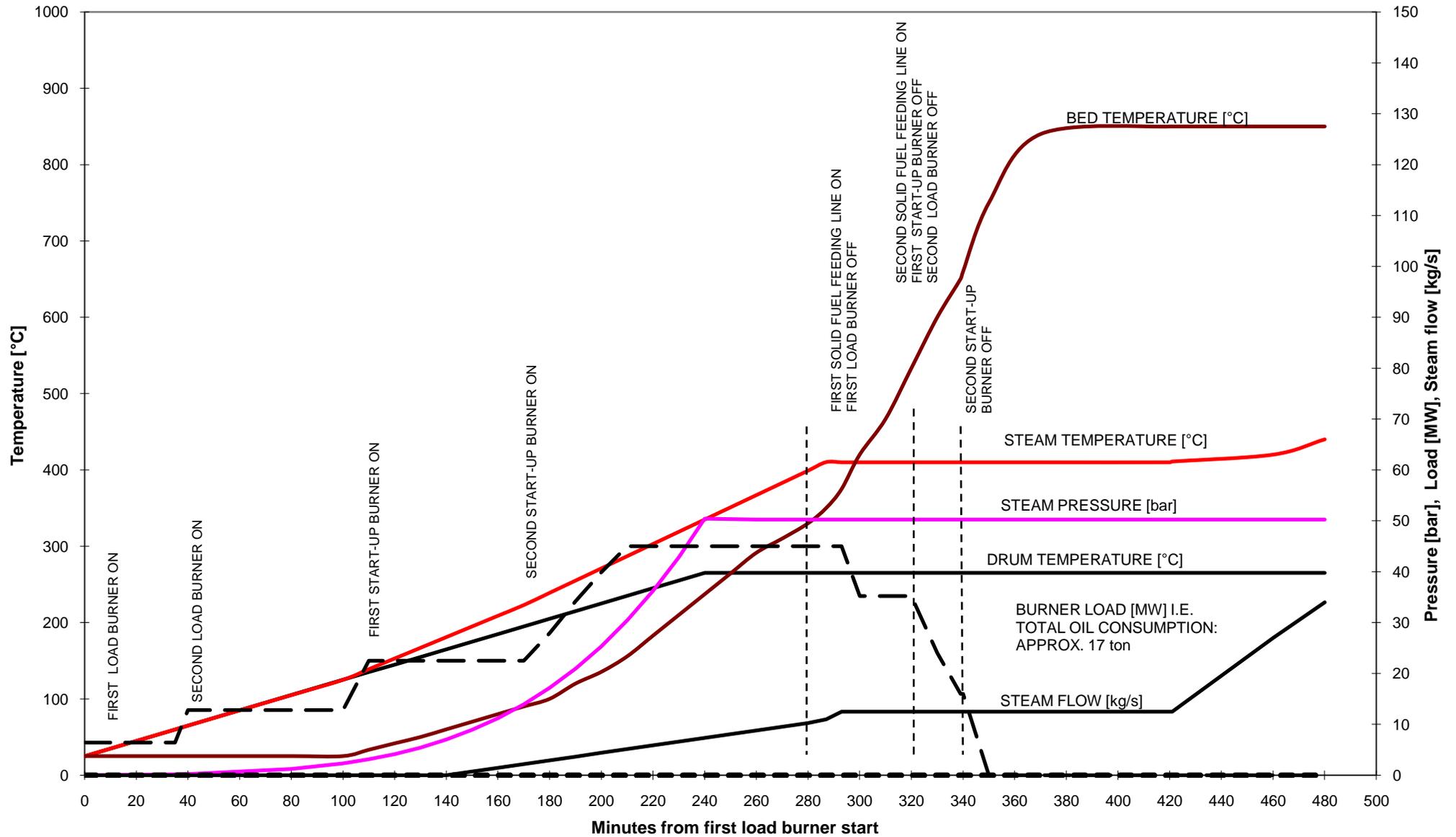
CONFIDENTIAL
 18.2.2010
 BFB Boiler Conversion

PREDICTED PERFORMANCE / Case		Biomass (w=56%) +CNCG	Biomass (w=40%) +CNCG	Fuel Oil No 6
Steam			Optional	
• flow	t/h	150	175	90
• flow	kg/s	41,7	48,6	25,0
• pressure	bar(a)	46,5	44,0	46,5
• temperature	°C	440	440	440
• heat to steam generation	MW	113,5	132,6	68,1
• spray water	kg/s	3,6	4,0	0,2
Feed water				
• eco 1 inlet temperature	°C	136	136	136
• temp before FW APH	°C	183	179	146
• temp after FW APH	°C	163	165	146
• eco 2 outlet temperature	°C	203	206	179
• temp before drum	°C	234	235	182
Fuel (Biomass, Fuel Oil, CNCG)				
• solid fuel/fuel oil mass flow, wet	kg/s	19,8	15,1	1,83
• moisture content	%	56	40	0
• density, loose	kg/m ³	320	230	980
• volume flow	m ³ /h	222	235	6,7
• lower heating value (as fired)	MJ/kg	6,6	9,8	40,3
• CNC Gas volume flow	Nm ³ /h	1180	1180	-
• CNCG lower heating value (as fired)	MJ/Nm ³	4,1	4,1	-
Air				
• total air mass flow, wet	kg/s	61,4	63,9	28,6
• total air volume flow, wet	Nm ³ /s	48,0	49,6	22,4
• primary air flow, wet	Nm ³ /s	23,4	17,7	-
• secondary air flow, wet	Nm ³ /s	11,9	16,3	-
• tertiary air flow, wet	Nm ³ /s	8,0	10,9	-
• burner comb. + cooling air flow, wet	Nm ³ /s	2,8	2,8	-
• fuel feeding air flow, wet	Nm ³ /s	1,9	1,9	-
• OFA air temperature	°C	30	30	30
• prim. air temp. after APH	°C	151	165	-

Revision A
 Doc. ID FI120101-00031
 Customer CMPC Celulosa S.A.

CONFIDENTIAL
 18.2.2010
 BFB Boiler Conversion

Recirculation gas				
• mass flow furnace, wet	kg/s	0,0	8,3	-
• volume flow to furnace, wet	Nm ³ /s	0,0	6,5	-
Flue gas				
• mass flow to stack, wet	kg/s	83,1	80,8	31,7
• volume flow to stack, wet	Nm ³ /s	69,0	64,8	24,4
• volume flow to stack, dry	Nm ³ /s	48,8	50,7	21,9
• O ₂ after boiler (dry gases)	vol-%	4,6	4,6	3,7
• O ₂ after boiler (wet gases)	vol-%	3,2	3,6	3,3
• H ₂ O content	vol-%	29,3	21,9	9,9
• flue gas velocity in the SH area	m/s	3...6	3...7	1...2
• flue gas velocity in BB and eco area	m/s	7...11	8...12	2...4
• temperature at the furnace nose	°C	825	898	995
• temperature before tertiary superheater	°C	698	764	621
• temperature before boiler bank	°C	500	538	415
• temperature before eco 2	°C	323	338	279
• temperature before eco 1	°C	223	228	177
• temperature after eco	°C	169	170	146
Fly ash				
• Mass flow (ash + fine sand in the fuel = 5%)	kg/s	0,47	0,50	0,02
Emissions (estimated values)				
• NO ₂ (reduced to 6 % O ₂ dry)	mg/Nm ³	<200	<200	<600
• SO ₂ (reduced to 6 % O ₂ dry)	mg/Nm ³	< 1200	<1100	<2400
• CO (reduced to 6 % O ₂ dry)	mg/Nm ³	<250	<250	<150
• dust before ESP (dry)	g/Nm ³	9,7	9,8	0,7
• dust after ESP (dry) without modification	mg/Nm ³	<120	<130	<100
Boiler Efficiency (Acc. EN 12952-15)	%	86,61	88,67	91,63
• flue gas loss	%	10,90	8,96	5,49
• unburned carbon loss	%	0,87	0,88	0,56
• radiation loss	%	0,92	0,82	1,62
• unaccounted losses	%	0,20	0,20	0,20
• manufacturer's margin	%	0,50	0,50	0,50



ANEXO C – INFORMACIÓN TÉCNICA UNIDAD TG3

Turbina TG3 Siemens

Especificações Técnicas

Relatorio-No.: FSR_2733_MVO.docx

Pag: 3 de 15

Distribuição: externa

Dados Técnicos

1. Turbina a vapor

Equipamento no.	: 901								
Tipo	: G 50-E								
Ano Fabricação	: 2003								
Potencia	: 42400	KW							
Rotação	: 5.300	min ⁻¹							
Vapor Admissão	: p _e = 43	bar		9	428 °C				
Vazão Admissao	: Q = 400	t/h							
Vapor extração	: p _{abs} = 12,3	bar	±		bar				
Vazão extr.	: Q = 180	t/h							
Temp. extr.	: = 270	°C							
Escape	: p _{abs} = 4,6	bar	±		bar				
Vazão escape	: Q = 220	t/h							
Temp. escape	: = 173	°C							

2. Gerador

Equipamento no.	: P 141026-10								
Fabricante	: ALSTOM								
Tipo	: G20K4								
Rotação	: 1.500	rpm							
Potência	: 52.500	KVA							
Dados elétricos	: 13.200 V 2.296 A	KVA			0,8	cos φ			
Excitação	: V A								

3. Redutor

Equipamento no.	: 836333								
Fabricante	: RENK								
Tipo	: AG / TL-850								
Ano Fabricação	: 2002								
Rotação Entrada	: 5.297 rpm								
Rotação Saída	: 1500	rpm							
Potência	: 44.100	Kw							
Relação / redução	: 3,531:1								
Vazão Óleo	: 1.175	l/min.							
Fator Serviço	: AGMA – SF 1,2								
Temp. Entrada Óleo	: 40 - 55	°C							



**ALSTOM Electrical Machines Ltd
RUGBY, ENGLAND**

Ref: P141026A

Date: 12 Oct 2001

Design No: 37744/S1.4.05

CMPC Celulosa; Laja 52.5MVA

SPECIFICATION

Rated Output kVA	Output kW	pf	Poles	Phases	Voltage volt	Current amp	Frequency Hz	Speed rev/min
52500	42000	0.8	4	3	13200	2296	50	1500

Enclosure: IP54 IC8A1W7 (CACW Totally enclosed water cooled)

Stator winding conn: STAR

Governing Standard: IEC 60034

Maximum Stator operating temperature	125	deg C
Maximum Field operating temperature	130	deg C
Design water inlet temperature	25	deg C
Maximum operating altitude	1000	metres
Insulation system	Class F	
Total Temperatures	Class B	
Overspeed	1800	rev/min

PERFORMANCE of SALIENT POLE GENERATOR

All performance figures are subject to tolerances in IEC 60034.

Efficiencies will be determined in accordance with IEC 60034 using the summation of losses method including excitation and stray load losses.

Reactances are subject to a tolerance of +/- 15% unless otherwise stated.

X'd is subject to tolerances of -15% +10%.

X"d is subject to tolerances of -10% +15%.

Time constants and pu resistances are subject to a tolerance of +/- 30%.

Resistances in ohms and the short circuit ratio are subject to a tolerance of +/- 10%.

All losses, efficiencies, pu resistances and time constants are quoted at a temperature of 95 deg C.

Only the total loss is guaranteed (subject to tolerance).

pu rated power	1	0.75	0.5	0.25
Output Power kW	42000	31500	21000	10500
Input power kW	42774	32058	21406	10814
Stator current amp	2296	1722	1148	574
Field current amp	700	541	403	284
Friction loss kW	177.7	177.7	177.7	177.7
Iron loss kW	89.8	89.8	89.8	89.8
St.Cu+str.loss kW	358.4	201.6	89.6	22.4
Excitation loss kW	147.6	88.4	48.9	24.3
Total loss kW	773.5	557.5	406.1	314.3
Efficiency	0.9819	0.9826	0.981	0.9709
Power factor	0.8	0.8	0.8	0.8
compared with 1 pf	over- excited	over- excited	over- excited	over- excited

Base impedance 3.319 ohms

			Rated-cur (unsaturated)	Rated-volt (saturated)	
Synchronous reactance	D-Axis	Xd	2.808		pu
Transient reactance	D-Axis	X'd	0.397	0.340	pu
Sub-transient reactance	D-Axis	X''d	0.284	0.238	pu
Synchronous reactance	Q-Axis	Xq	1.431		pu
Sub-transient reactance	Q-Axis	X''q	0.368	0.273	pu
Stator winding leakage reactance		Xl	0.166		pu
Negative phase sequence reactance		X2	0.290		pu
Potier reactance		Xpot	0.311 pu at rated load		
Stator winding dc resistance		Ra	0.00454		pu
Positive phase sequence resistance		R1	0.00716		pu
Negative phase sequence resistance		R2	0.032		pu
Zero phase sequence reactance		X0	0.105		pu
Zero phase sequence resistance		R0	0.0249		pu
OC transient field time constant		T'do	8.21		s
SC transient field time constant		T'd	1.160	0.912	s
OC sub-transient time constant	DA	T''do	0.058		s
SC sub-transient time constant	DA	T''d	0.042	0.044	s
OC sub-transient time constant	QA	T''qo	0.227		s
SC sub-transient time constant	QA	T''q	0.058		s
Armature dc time constant		Ta	0.256	0.203	s
Stator winding dc resistance (phase)			0.0116		ohm at 20 C
Field winding dc resistance			0.194		ohm at 20 C
Exciter armature dc resistance (phase)			0.00657		ohm at 20 C
Exciter field winding dc resistance			7.37		ohm at 20 C
Permanent field protective resistor			4.99		ohm
Short circuit ratio					0.382
Maximum kVAr available at 0 pf under-excited					0.31 pu
Maximum kVAr available at 0 pf over-excited					0.77 pu

EXCITATION

	Main field current	Main field voltage	Exciter field current	Exciter field voltage
Rated load at 0.8 pf over-excited	699	190	9.5	85
Rated kW at 1 pf	420	114	5.7	52
Rated voltage on open circuit	187	51	2.6	24
Rated current on short circuit	490	133	6.7	60
Saturation factor S(1.0)				1.07
Saturation factor S(1.2)				1.47

MECHANICAL

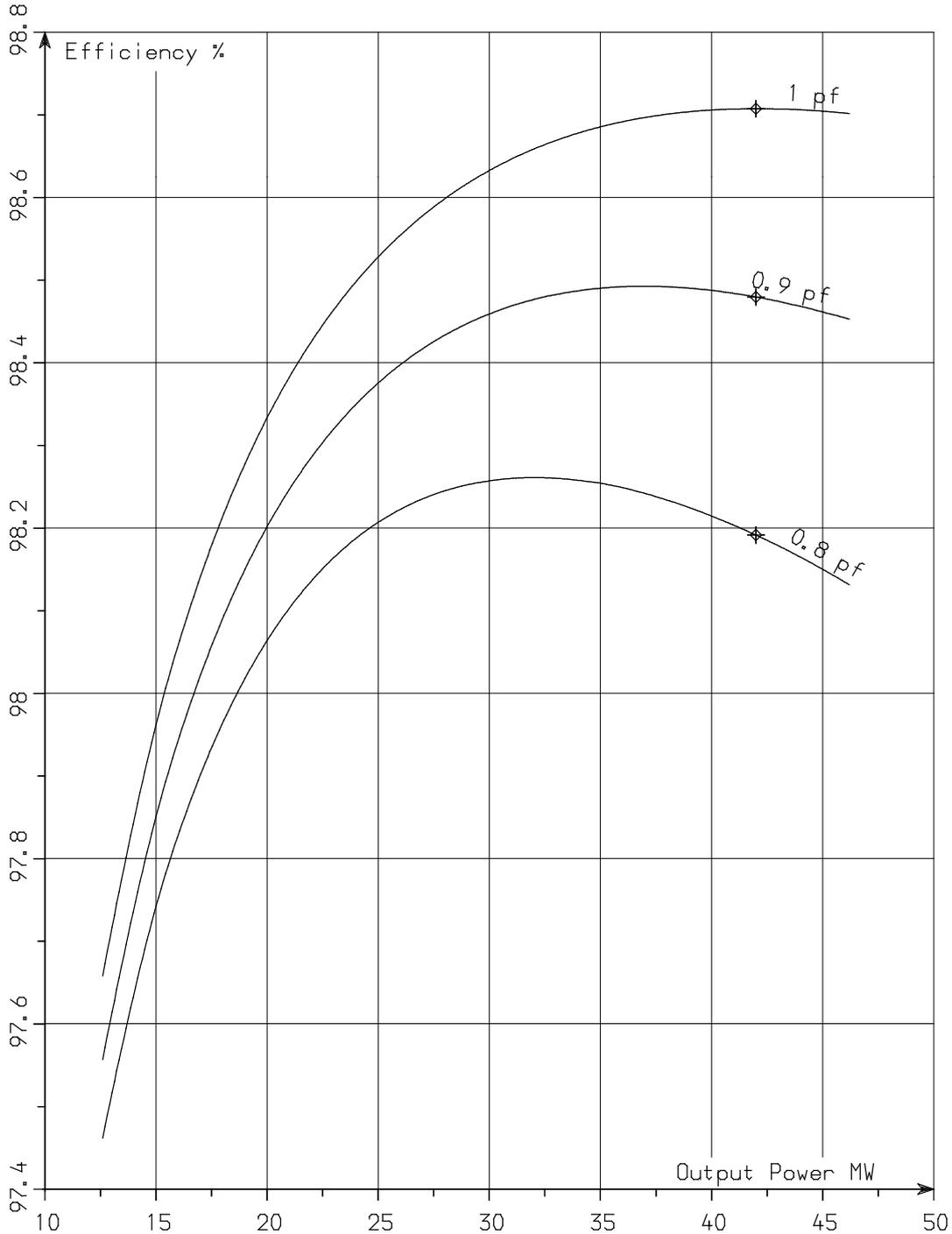
Full load torque (1 pu)	272.24	kN.m
Rotor Inertia WR2	3407	kg.m ²
Rotor inertia constant	0.80	s
Oil grade Mineral Turbine type to ISO 3448	VG46	
Approx cooling water quantity (whole machine)	30	L/s

EFFICIENCY - OUTPUT POWER

CMPC Celulosa; Laja 52.5MVA

Synchronous Generator 52500kVA 0.8PF 4 Poles 13.2kV 50Hz 1500 rev/min

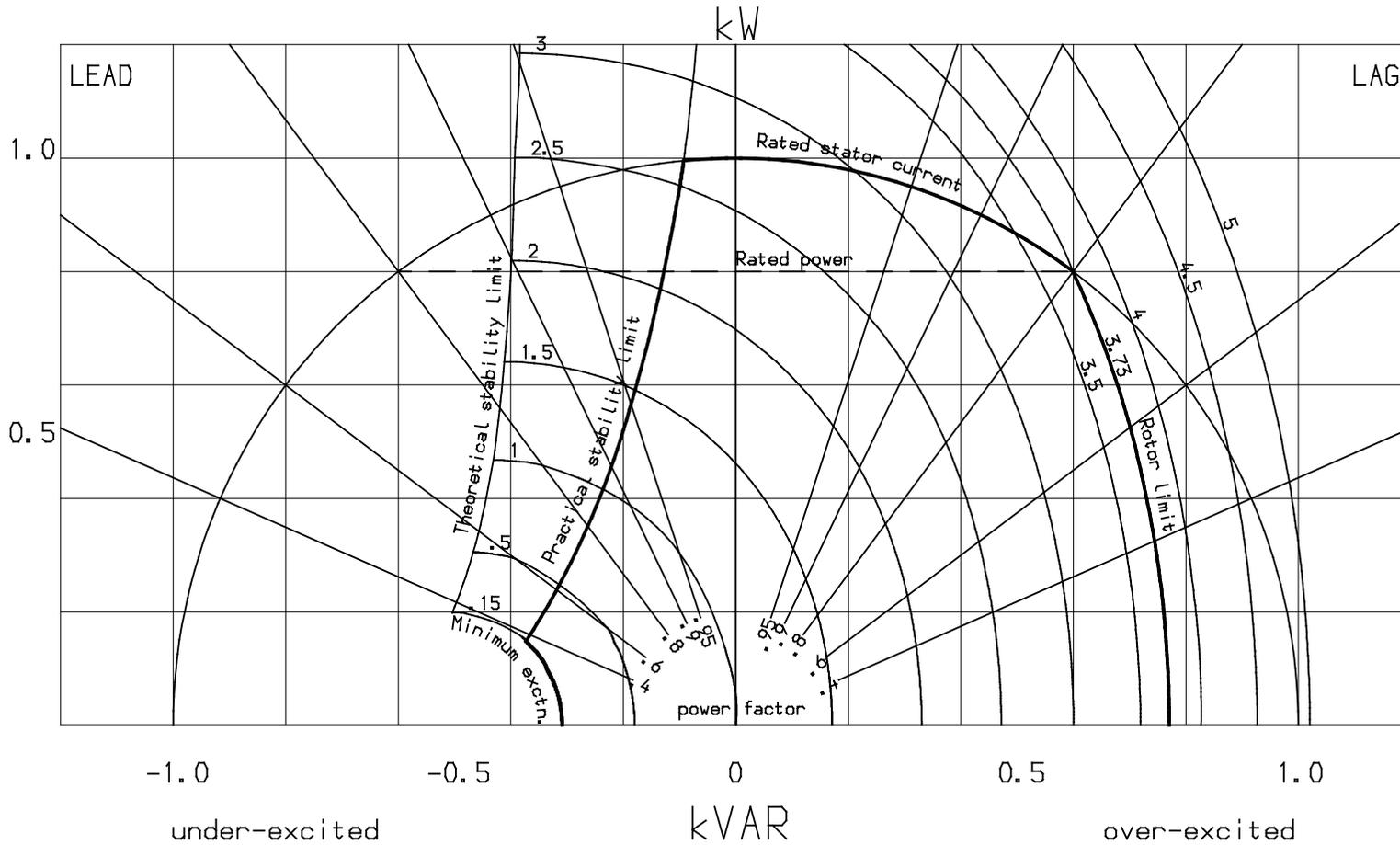
Efficiency is calculated in accordance with IEC60034 for a temperature of 95 Deg C and for rated voltage and frequency.





Synchronous Generator 52500kVA 0.8PF 4 Poles 13.2kV 50Hz 1500 rev/min
1 pu kVA = 52500 1 pu Field Current = 187.3 Amps

ALSTOM Electrical Machines Ltd, Rugby, England. Curve: 37744/S1/PC
ALSTOM Ref.: P141026A
CMPC Celulosa: Laja 52.5MVA
SYNCHRONOUS MACHINE POWER CHART



Copyright © 2001 ALSTOM Ltd. EDM2211 2.07 12 Oct 2001 09:52 REK

ANEXO D – INFORMACIÓN TÉCNICA UNIDAD TG4

Machine unit data

Technical data of machine unit

Designation	Value	Unit
Manufacturer	MAN Diesel & Turbo SE	
Year built	2011	
Inlet pressure	104.5 - 106.0	bar _a
Inlet temperature	494 - 505	°C
Outlet pressure	0.044 - 0.067	bar _a
Outlet temperature	30.8 - 38.3	°C
Mass flow rate	87.5 - 92.22	kg/s
Speed 100%	3,000	rpm
Trip speed		rpm
Output	45,225 - 59,675	kW

Noise emissions

Designation	Type of measurement	Value	Unit
Machine unit without noise control enclosure ¹	L _{PA}	95	dB(A)

Instrument air quality requirements

Instrument air requirements

Designation	Value	Unit
Operating temperature	30	°C
Particle size	max. 1	µm
Particle density	max. 1	mg/m ³
Dew point	-40	°C
Water content	max. 120	mg/m ³
Residual oil content	max. 0.1	mg/m ³

Steam quality requirements

Standard values and values to be aimed at for continuous operation

Parameter	Standard value to be observed	Value for continuous operation to be aimed at	Unit
pH value in the case of condenser tubes from copper base alloys	7.0-9.2	-	-
pH value in the case of condenser tubes from high-alloy corrosion resistant steels or titanium	7.0-9.8	-	-
pH value in the case of air-cooled condenser tubes from aluminium	7.0-8.0	-	-
Conductivity at 25 °C a)	< 0.2	< 0.1	µS/cm
Silicic acid [SiO ₂]	< 0.020	< 0.005	mg/kg
Total iron [Fe]	< 0.020	< 0.010	mg/kg
Total copper b) [Cu]	< 0.003	< 0.001	mg/kg
Sodium c) [Na]	< 0.010	< 0.002	mg/kg
Organic substances (DOC)	< 0.2	< 0.1	mg/kg

Additional requirements

Parameter	Standard value to be observed	Start-up (max. 100 h/a)	Unit
Calcium + magnesium [Ca + Mg]	< 0.05	< 0.15	mg/kg
Oxygen [O ₂] neutral operating mode	0.050-0.250	< 0.020 a)	mg/kg
Oxygen [O ₂] combined operating mode	< 0.030-0.150	< 0.020 a)	mg/kg
Oxygen [O ₂] alkaline operating mode	< 0.1	< 0.020 a)	mg/kg
Fluoride [F ⁻]	< 0.02	< 0.02	mg/kg
Chloride [Cl ⁻]	< 0.02	< 0.02	mg/kg
Bromide [Br ⁻]	< 0.02	< 0.02	mg/kg
Iodide [I ⁻]	< 0.02	< 0.02	mg/kg
Sulphate [SO ₄ ²⁻]	< 0.02	< 0.02	mg/kg

Standard values for start-ups

Parameter	Action value 1	Action value 2	Action value 3	Action value 4 a)	Unit
Transition period for single event	< 100	< 24	< 4	0	h
Elapsed total time per year	< 2,000	< 500	< 80	0	h/a
Conductivity (at 25 °C) downstream of strongly acid cation exchanger and CO ₂ removal, continuous measurement	> 0.20 < 0.35	> 0.35 < 0.50	> 0.50 < 1.00	≥1.00	μS/cm
Silicic acid [SiO ₂]	> 0.020 < 0.030	> 0.030 < 0.040	> 0.040 < 0.050	≥ 0.050	mg/kg
Total iron [Fe]	> 0.020 < 0.030	> 0.030 < 0.040	> 0.040 < 0.050	≥ 0.050	mg/kg
Total copper [Cu] b)	> 0.003 < 0.005	> 0.005 < 0.008	> 0.008 < 0.010	≥ 0.010	mg/kg
Sodium [Na] c)	> 0.010 < 0.015	> 0.015 < 0.020	> 0.020 < 0.025	≥ 0.025	mg/kg

Cooling water quality requirements

Cooling water requirements

Designation	Fresh water	
	Value	Unit
Fouling factor	0.1	m ² k/W
Degree of purity	0.73	%
Inlet temperature min. / norm. / max.	15 / 22 / 26	°C
Max. temperature increase	10	°C
Guaranteed water consumption	7,500	m ³ /h

Oil quality requirements

Oil requirements

Property	Requirement	Test method
Viscosity	ISO VG 46	DIN 51562-1 DIN EN ISO 3104 ASTM D 445
Viscosity index	min. 95	DIN ISO 2909 ASTM D 2270
Density at 15 °C (59 °F)	max. 0.90 g/cm ³ (56 lb/ft ³)	DIN 51 757 ISO 3675 ASTM D 1298
Appearance	light and clear	visual, 10 cm layer thickness
Colour	max. 2	DIN ISO 2049 ASTM D 1500
Flash point	min. 180 °C (355 °F)	DIN ISO 2592 ASTM D 92
Flow point	At least 10 °C (18 °F) lower than the minimum ambient temperature of the oil system, in no case, however, higher than -9 °C (16 °F)	DIN EN ISO 3016 ASTM D 97
Total acid number (TAN) ■ KOH without EP additives ■ KOH with EP additives	■ max. 0.25 mg/g (1.75 gran/lb) ■ max. 0.35 mg/g (2.45 gran/lb)	ASTM D 664
Neutralization index ■ KOH without EP additives ■ KOH with EP additives	■ max. 0.25 mg/g (1.75 gran/lb) ■ max. 0.35 mg/g (2.45 gran/lb)	DIN 51 558-1 ASTM D 974 DIN EN ISO 2160
Ash (oxide ash)	max. 0.01% by mass	DIN EN ISO 6245 ASTM D 482
Water content	max. 150 mg/kg (1.05 gran/lb)	DIN 51 777-1 DIN EN ISO 12937 ASTM D 1744

Property	Requirement	Test method
Water release property after steam treatment	max. 300 seconds	DIN 51 589
Water separation capability (40-37-3)	max. 15 minutes	DIN ISO 6614 ASTM D 1401
Air separation capability at 50 °C (122 °F)	max. 5 minutes ISO VG 68: max. 6 minutes	DIN 51 381 ISO 9120 ASTM D 3427
Filterability	■ Stage I: max. 93% ■ Stage II: max. 85%	ISO 13357-2
Corrosive effect on copper at 100 °C (212 °F) / 3 h	max. 2 hours	DIN EN ISO 2160 ASTM D 130
Corrosion protection properties in synthetic sea water	Method B: passed	DIN ISO 7120 ASTM D 665
Solid foreign matter with 0.45µm filter	max. 150 mg/kg (1.05 gran/lb)	Membrane filtration
Fouling class	max. 17/15/13	ISO 4406
Foaming characteristics ■ Foam formation ■ Foam stability (10 minutes)	■ max. 150/150/150 ml ■ 0/0/0 ml	DIN 51 566 ASTM-D 892 (Sequence 1-3) ISO 6247 - Sequence 1
Load carrying ability (load stage)	min. 6	ASTM D 5182 ISO 14 635-1 IP 334
EP additives (EP = Extreme Pressure)	Only allowed if the required load stage cannot be complied with otherwise	-

Requirements in respect of the ageing behaviour of oils

Property	Requirement	Test method
TOST ageing stability	at least 4,000 hours	DIN 51 587 ASTM D 943
RBOT ageing stability	at least 450 minutes	ASTM D 2272
Temperature stability behaviour of turbine oils	Good stability, low tendency to form films	MAN Diesel & Turbo internal standard

Ambient conditions

General ambient conditions

Designation		Value	Unit
Erection		■ indoors (heated)	-
Elevation above mean sea level		46	m
Ambient temperature	min.	-4	°C
	max.	41	°C
Relative humidity	min.	20	%
	max.	99	%

Special ambient conditions

Designation	Value
Special conditions: ■ In corrosive atmosphere	
■ In earthquake zone	NCh 2369/UBC4

LAJA

Start-up diagram

DOC NUMBER: 10000899155

AMEC-Code No: A4-2628T-051-06-1002

Area Code: 051

Area Name: Turbogenerator N° 4

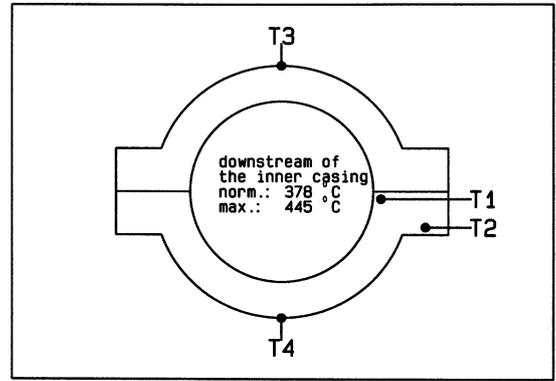
REV	DATE (DD-MM-YY)	REVISION MARK (PAGES)	ISSUED	CHECKED	
1	31.03.2011	Certified Drawing	Schulte-Wrede <i>SW</i>	Galla <i>Ga</i>	
0	04.08.2010	First Issue	Schulte-Wrede	Lüdecke	
			PURPOSE	FOR INFORMATION <input type="checkbox"/>	
				FOR REVIEW / COMMENT <input type="checkbox"/>	
			STATUS	FOR APPROVAL <input type="checkbox"/>	
ORIGINATOR				PRELIMINARY	
			NOT APPROVED		
			APPROVED WITH COMMENTS		
CLIENT			APPROVED		
 			RELEASED F. CONSTRUCTION		
			AS BUILT		
			Planta LAJA		
			Laja Mill Modernization Step 1		
1 / 2		0	A4		
SHEET (EXCL. APP.)		APPENDICES	SIZE		
DOCUMENT CODE		Start-up diagram			
10000899155					

The copyright of these documents and all annexes which are entrusted to a persons care always remains the property of MAN Diesel & Turbe SE. They shall not be copied or duplicated nor shown to or placed at the disposal of third persons without our written consent.

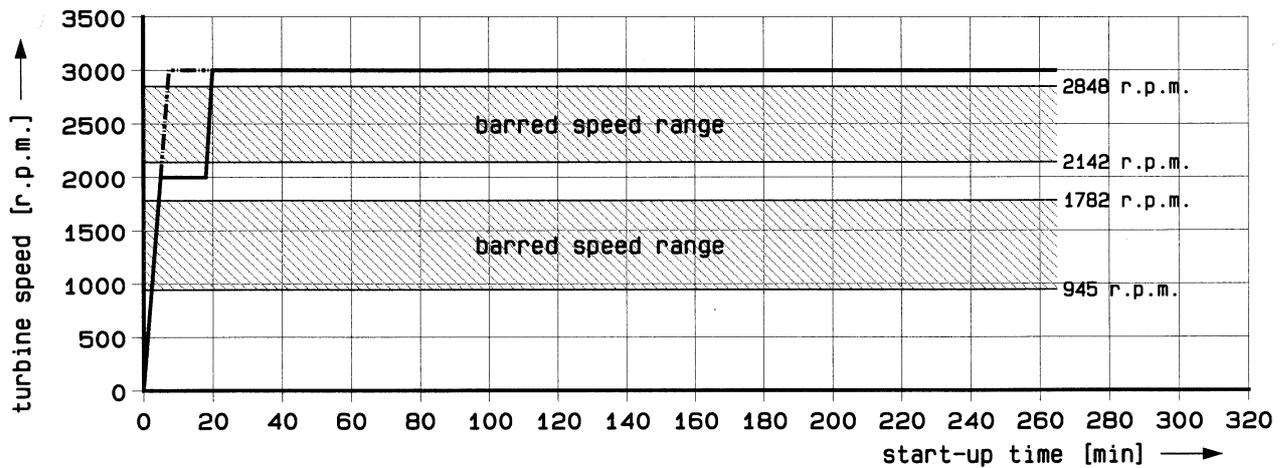
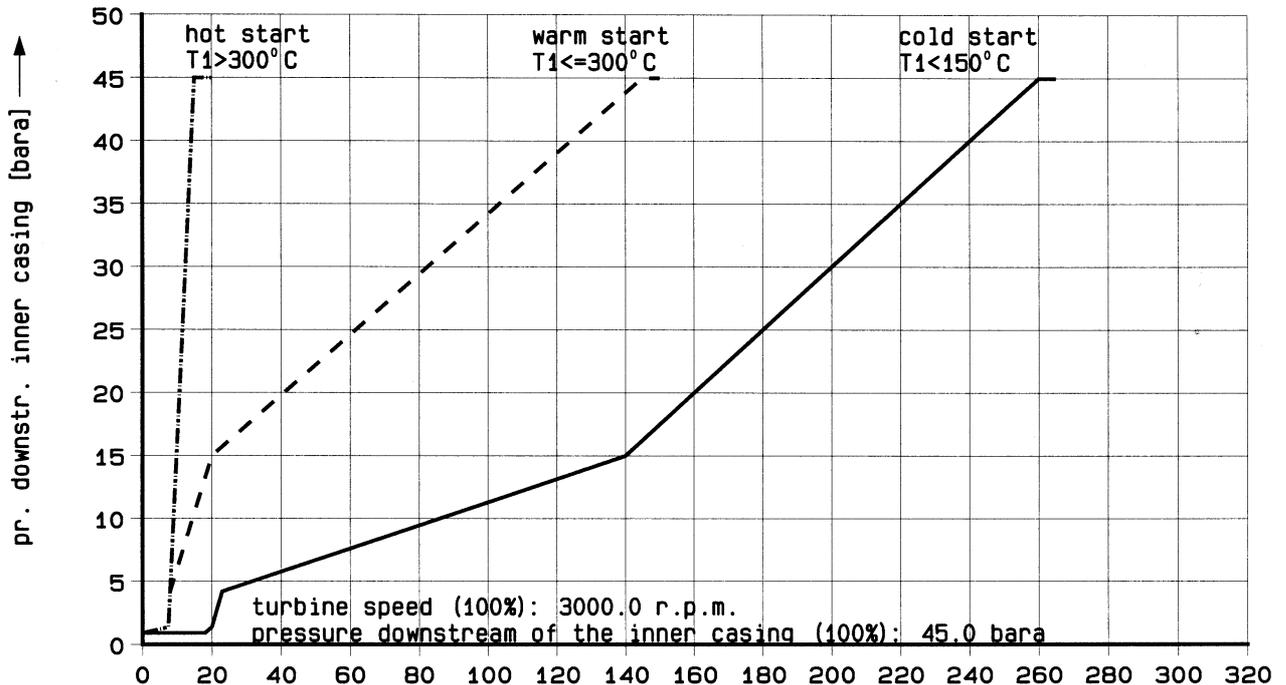
LAJA

live steam	bara	°C
normal	104.5	494
start-up	104.5	494
parameters	load increase	load drop
T1 - T2	100.0 K	-15.0 K
T3 - T4	35.0 K	35.0 K

- T1 - temperature inside TE20230
- T2 - temperature outside TE20231
- T3 - temperature top TE20221
- T4 - temperature bottom TE20222



Note: The start-up procedure is to be continued only if the values above are maintained. Otherwise it must be halted until the above values are achieved.



Ver.: 1.1.8 Build: 20110314

Revision:	0	1		
Date :	04.08.2010	31.03.2011		
Drawn :	Schulte-Wrede	Schulte-Wrede <i>SW</i>		
Checked :	Lüdecke	Galla <i>La</i>		
Dept.: IDC	Code Word: LAJA	Order: H.0300007.03	Machine: 6548	Date: 31.03.2011
MAN Diesel & Turbo SE 46145 Oberhausen Germany		<h2>start-up diagram</h2>		10000899155 sheet 2/2

LAJA

Last stage blade protection

DOC NUMBER: 10000803255

AMEC-Code No: A4-2628T-051-06-1003

Area Code: 051

Area Name: Turbogenerator N° 4

REV	DATE (DD-MM-YY)	REVISION MARK (PAGES)	ISSUED	CHECKED										
2	31.05.2011	Certified Drawing	Schulte-Wrede <i>SW</i>	Galla <i>Ga</i>										
1	30.03.2010	Certified Drawing	Schulte-Wrede	Galla										
0	11.01.2010	First Issue	Schulte-Wrede	Schulte-Wrede										
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 50%;"></td> <td style="width: 10%; text-align: center; vertical-align: middle;">PURPOSE</td> <td style="width: 40%;"> FOR INFORMATION <input type="checkbox"/> FOR REVIEW / COMMENT <input type="checkbox"/> FOR APPROVAL <input type="checkbox"/> </td> </tr> <tr> <td style="width: 50%; vertical-align: top;"> ORIGINATOR  </td> <td style="width: 10%; text-align: center; vertical-align: middle;">STATUS</td> <td style="width: 40%;"> PRELIMINARY NOT APPROVED APPROVED WITH COMMENTS APPROVED RELEASED F. CONSTRUCTION AS BUILT </td> </tr> <tr> <td style="width: 50%; vertical-align: top;"> CLIENT  </td> <td colspan="2" style="text-align: center; vertical-align: middle;"> Planta LAJA Laja Mill Modernization Step 1 </td> </tr> </table>							PURPOSE	FOR INFORMATION <input type="checkbox"/> FOR REVIEW / COMMENT <input type="checkbox"/> FOR APPROVAL <input type="checkbox"/>	ORIGINATOR 	STATUS	PRELIMINARY NOT APPROVED APPROVED WITH COMMENTS APPROVED RELEASED F. CONSTRUCTION AS BUILT	CLIENT 	Planta LAJA Laja Mill Modernization Step 1	
	PURPOSE	FOR INFORMATION <input type="checkbox"/> FOR REVIEW / COMMENT <input type="checkbox"/> FOR APPROVAL <input type="checkbox"/>												
ORIGINATOR 	STATUS	PRELIMINARY NOT APPROVED APPROVED WITH COMMENTS APPROVED RELEASED F. CONSTRUCTION AS BUILT												
CLIENT 	Planta LAJA Laja Mill Modernization Step 1													
1 / 3		0	A4											
SHEET (EXCL. APP.)		APPENDICES	SIZE											
DOCUMENT CODE 10000803255		Last stage blade protection												

The copyright of these documents and all annexes which are entrusted to a persons care always remains the property of MAN Diesel & Turbe SE. They shall not be copied or duplicated nor shown to or placed at the disposal of third persons without our written consent.

LAJA

Range A: Normal operating range

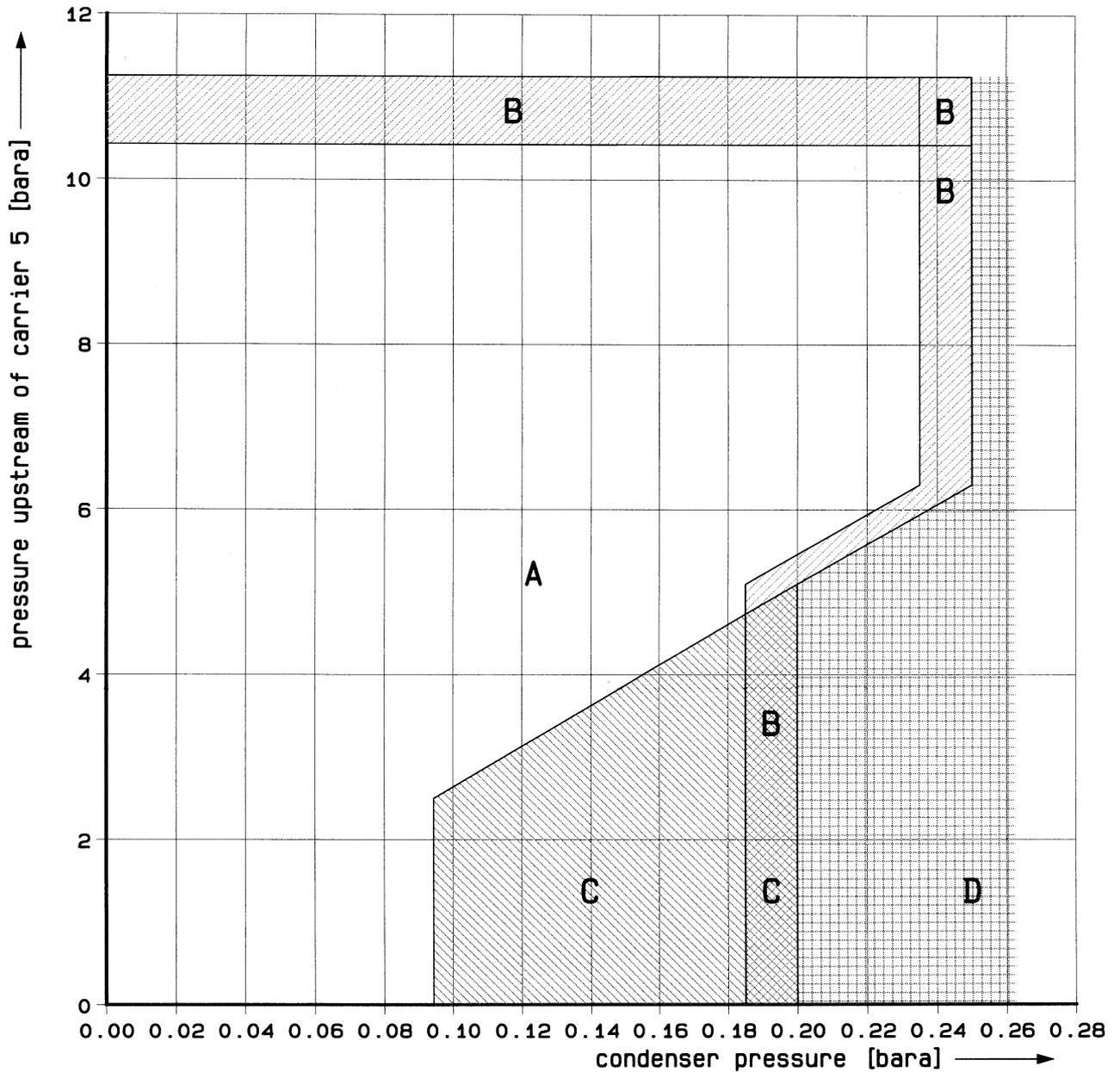
Range B: Alarm range

Range C: Hazard range

- During startup operation up to max. 90 minutes is allowed after which trip will be released.
 - If after startup the steam turbine goes over from range A to range C, the following applies for range C:
 - maximum 30 minutes per day
 - as well as maximum 5 hours per year.
- Otherwise a trip will be released.

Range D: Forbidden range

Last stage blade protection not activated before 50% speed.



Ver.: 1.1.13 Build: 20110517

Revision:	0	1	2	
Date :	11.01.2010	30.03.2010	31.05.2011	
Drawn :	Schulte-Wrede	Schulte-Wrede	Schulte-Wrede <i>SP</i>	
Checked :	Schulte-Wrede	Schneidereit	Galla <i>la</i>	
Dept.: IDC	Code Word: LAJA	Order: H.0300007.03	Machine: 6548	Date: 31.05.2011



MAN Diesel & Turbo SE
46145 Oberhausen
Germany

last stage blade protect.

10000803255
sheet 2/3

The copyright of these documents and all annexes which are entrusted to a persons care always remains the property of MAN Diesel & Turbe SE. They shall not be copied or duplicated nor shown to or placed at the disposal of third persons without our written consent.

LAJA

Range A: Normal operating range

Range B: Alarm range

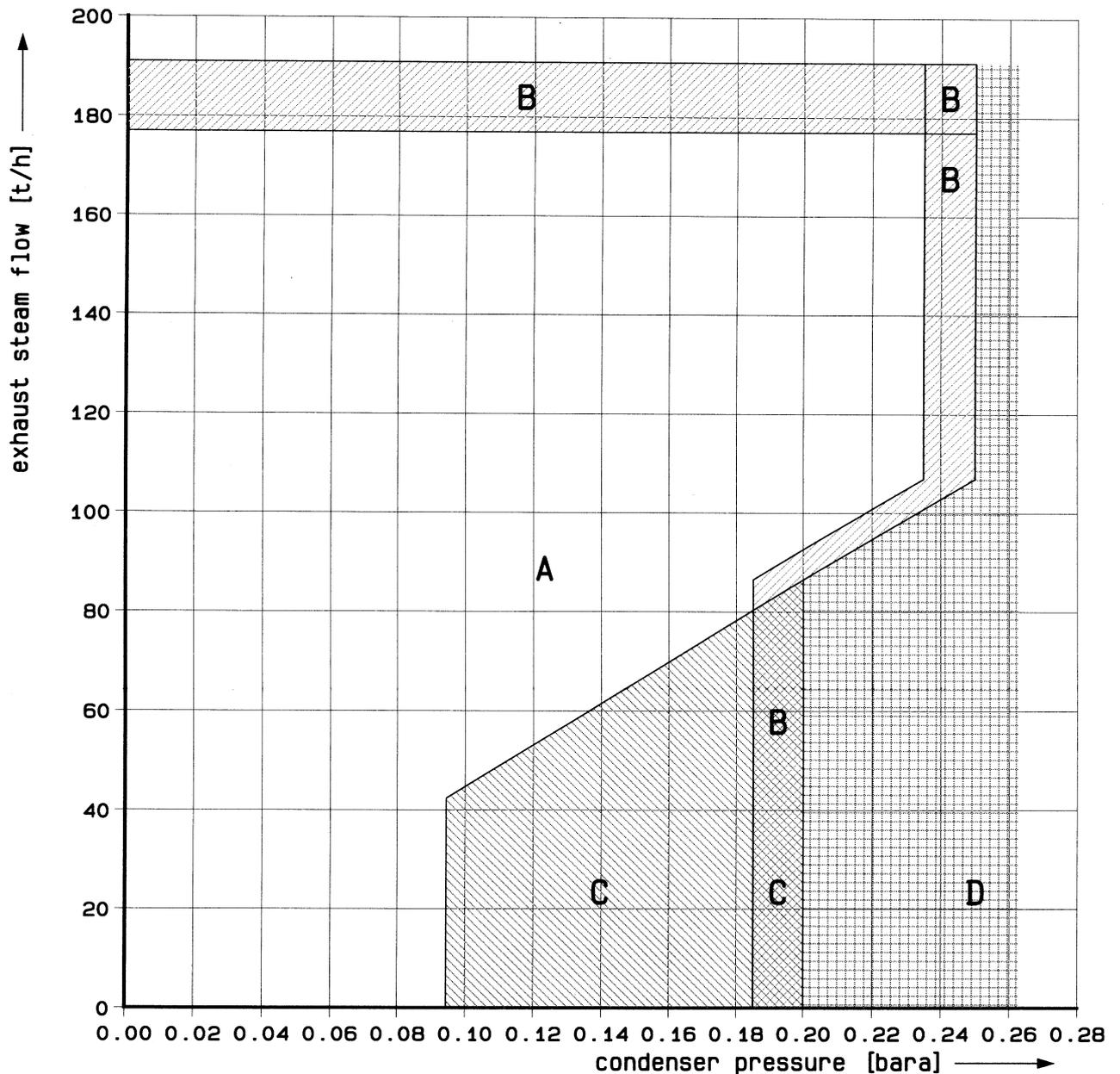
Range C: Hazard range

- During startup operation up to max. 90 minutes is allowed after which trip will be released.
- If after startup the steam turbine goes over from range A to range C, the following applies for range C:
 - maximum 30 minutes per day
 - as well as maximum 5 hours per year.

Otherwise a trip will be released.

Range D: Forbidden range

Last stage blade protection not activated before 50% speed.



Ver.: 1.1.13 Build: 20110517

Revision:	0	1	2	
Date :	11.01.2010	30.03.2010	31.05.2011	
Drawn :	Schulte-Wrede	Schulte-Wrede	Schulte-Wrede <i>SPW</i>	
Checked :	Schulte-Wrede	Schneiderei	Galla <i>Ga</i>	
Dept.: IDC	Code Word: LAJA	Order: H.0300007.03	Machine: 6548	Date: 31.05.2011
 MAN Diesel & Turbo SE 46145 Oberhausen Germany		<h2>last stage blade protect.</h2>		10000803255 sheet 3/3

ANEXO E – CARTA DE-03624-18

Santiago, 17 de agosto de 2018

DE 03624-18

Señores
Encargados
Empresas Coordinadas
Presente

Ref.: Aceptación del Mínimo Técnico Unidades de las Centrales Termoeléctricas CMPC Laja, CMPC Pacífico y CMPC Santa Fe.

[1] Carta DE02451-18, Ref.: "Informe de Mínimo Técnico Unidades 1 y 2 Central CMPC Laja", de fecha 13 de junio de 2018.

[2] Carta DE02911-18, Ref.: "Informes de Mínimo Técnico Centrales CMPC Pacífico y CMPC Santa Fe", de fecha 10 de julio de 2018.

De nuestra consideración:

En cumplimiento con lo establecido en el Artículo 11 del Anexo Técnico "Determinación de Mínimos Técnicos en Unidades Generadoras" de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, comunicamos a Ud. la aceptación por parte del Coordinador Eléctrico Nacional de los valores de Mínimo Técnico justificados en los Informes Técnicos publicados en el sitio web del Coordinador Eléctrico mediante las comunicaciones de las Ref. [1] y [2].

Adicionalmente, se deja constancia que en el plazo establecido por el Artículo 10 del Anexo Técnico en aplicación, no se recibieron observaciones de Coordinado alguno a los Informes Técnicos indicados en el párrafo anterior.

Considerando lo planteado, los parámetros de Mínimo Técnico de las Unidades de las Centrales CMPC Laja, CMPC Pacífico y CMPC Santa Fe, se indican en las siguientes tablas:

Tabla N°1: Parámetros de mínimo técnico de las Centrales CMPC Laja, CMPC Pacífico y CMPC Santa Fe, conforme al Anexo Técnico

Central	Unidad	Combustible	Mínimo Técnico [MW]
CMPC Laja	CMPC Laja 1 (TG3)	Biomasa	11,00
CMPC Laja	CMPC Laja 2 (TG4)	Biomasa	9,00
CMPC Pacífico	CMPC Pacífico 1 (TG1)	Biomasa	4,00
CMPC Pacífico	CMPC Pacífico 2 (TG2)	Biomasa	4,00
CMPC Pacífico	CMPC Pacífico 3 (TG3)	Biomasa	5,00
CMPC Santa Fe	Celulosa Santa Fe 1 (TG1)	Biomasa	3,00
CMPC Santa Fe	Celulosa Santa Fe 2 (TG2)	Biomasa	3,00
CMPC Santa Fe	Celulosa Santa Fe 2 (TG3)	Biomasa	3,00

Tabla N°2: Potencia activa excedente mínima de inyección al sistema de las Central CMPC Laja, CMPC Pacífico y CMPC Santa Fe

Central	Unidad	Combustible	Potencia Activa [MW]
CMPC Laja	CMPC Laja 1 (TG3)	Biomasa	0,00
CMPC Laja	CMPC Laja 2 (TG4)	Biomasa	0,00
CMPC Pacífico	CMPC Pacífico 1 (TG1)	Biomasa	0,00
CMPC Pacífico	CMPC Pacífico 2 (TG2)	Biomasa	0,00
CMPC Pacífico	CMPC Pacífico 3 (TG3)	Biomasa	0,00
CMPC Santa Fe	Celulosa Santa Fe 1 (TG1)	Biomasa	0,00
CMPC Santa Fe	Celulosa Santa Fe 2 (TG2)	Biomasa	0,00
CMPC Santa Fe	Celulosa Santa Fe 2 (TG3)	Biomasa	0,00

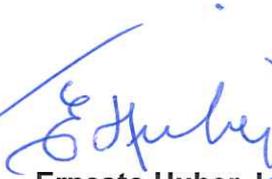
En cumplimiento del Artículo 12 del Anexo Técnico antes mencionado, los valores de mínimo técnico de las unidades indicadas en las tablas anteriores entrarán en vigencia a partir de las 00:00 horas del martes 21 de agosto de 2018.

Los informes de mínimo técnico de las unidades de las Centrales CMPC Laja, CMPC Pacífico y CMPC Santa Fe, que contienen la justificación de los parámetros indicados anteriormente, pueden ser descargados en la siguiente ruta de la página web del Coordinador Eléctrico Nacional:

Inicio >Informes y documentos >Parámetros operacionales de unidades generadoras y auditorías técnicas >Mínimo Técnico >Informes de Mínimos Técnicos Unidades Generadoras:

1. >Central CMPC Laja
2. >Central CMPC Pacífico
3. >Central CMPC Santa Fe

Sin otro particular, saluda atentamente a Ud.,



Ernesto Huber J.
Gerente de Operación
Coordinador Eléctrico Nacional

c.c.:
Sr. Sergio Zamora R. – Encargado Titular Bioenergías Forestales S.A.
SGA/DCA/DAO/SGO/CDN/CDS/SGP/DPRO/DTE/DPE/DAE/DIT/DPR/DCA