



**INFORME TÉCNICO  
DE PARÁMETROS DE PARTIDA Y  
DETENCIÓN**

**UNIDAD II CT BOCAMINA**

	11-10-2018	Cristian Toledo	Mauricio Lagos	Miguel Martinez
Rev.	Fecha	Ejecutó	Revisó	Aprobó

Tabla de revisiones

Rev.	DESCRIPCIÓN DE LA REVISIÓN

## ÍNDICE

1.	RESUMEN EJECUTIVO.....	3
1.1.	ANTECEDENTES .....	3
1.2.	TABLA ASOCIADA A LOS DISTINTOS ESTADOS DE ARRANQUE Y DETENCIÓN DE LA UNIDAD II, DE CENTRAL BOCAMINA .....	3
1.3.	TIEMPO MÍNIMO DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD.....	5
1.4.	TABLA DEFINICIÓN TIPO DE PROCESO .....	5
1.5.	TABLA INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA.....	6
2.	OBJETIVO Y ALCANCES DEL INFORME TÉCNICO.....	7
3.	ANTECEDENTES UTILIZADOS EN EL INFORME TÉCNICO .....	7
3.1.	ESTADO DE TURBINA.....	7
3.2.	RECUBRIMIENTO DE MANGAS PRECOAT PARA SISTEMA DE FILTRADO DE GASES .....	7
3.3.	CURVA MARCK VI “TEMPERATURA 1ERA ETAPA TURBINA HP V/S TEMPERATURA DE VAPOR” [Curva N°1] .....	8
3.4.	LÓGICA DEL SISTEMA DE CONTROL DISTRIBUIDO (DCS) DE APERTURA DE BYPASS DE TURBINA EN BASE A LA TEMPERATURA DE LA ETAPA DE ALTA Y MEDIA PRESIÓN DE TURBINA. 9	
4.	CARACTERÍSTICAS GENERALES UNIDAD II DE CENTRAL BOCAMINA .....	10
4.1.	Características principales de la caldera .....	10
4.2.	Características turbina- generador .....	10
4.3.	Características del sistema de abatimiento de SO <sub>2</sub> , FGD.....	10
4.4.	Características del sistema de abatimiento de material particulado (Filtro de mangas) .	11
5.	PARÁMETROS PROCESOS DE PARTIDA Y DETENCIÓN UNIDAD II DE CENTRAL BOCAMINA .....	11
5.1.	Operación bajo restricción ambiental.....	11
5.1.1.	Tabla N° 7 límites de emisión diarias a controlar.....	11
5.1.2.	Tabla n° 8 límite de concentración horaria para fuentes emisoras existentes D.S.N°13/11.....	12
5.1.3.	Tabla N° 9 parámetros de agua de mar .....	12
6.	ANEXOS .....	13

# **1. RESUMEN EJECUTIVO**

## **1.1. ANTECEDENTES**

La unidad N°2 de Central Bocamina, de propiedad de ENEL Generación Chile, se encuentra ubicada en la comuna de Coronel VIII región del Bio Bio.

La unidad se compone de una caldera generadora de vapor SES TLMACE, una turbina a vapor y generador GENERAL ELECTRIC, de una planta de abatimiento de SO<sub>2</sub> denominada FGD, suministrada por IDRECO y de un sistema de abatimiento de material particulado del tipo filtro de mangas.

La caldera diseñada para quemar carbón Bituminoso y sub bituminoso pulverizado y petróleo diesel, como combustible de apoyo, es de tipo circulación forzada y tiro balanceado.

El presente resumen incluye el proceso de arranque de la unidad en estado frío, tibio y caliente, del mismo modo las variables del proceso de detención de la unidad y sus características principales

## **1.2. TABLA N°1, ASOCIADAS A LOS DISTINTOS ESTADOS DE ARRANQUE Y DETENCIÓN DE LA UNIDAD II, DE CENTRAL BOCAMINA**

La siguiente tabla, resume las principales variables para un proceso de arranque en frío, tibio, caliente y proceso de detención

<b>Tabla N° 1 Resumen para proceso de arranque en frío [Anexo 1, carta Gantt]</b>					
<b>Proceso</b>	<b>Diésel (m³)</b>	<b>Carbón (TON)</b>	<b>Consumo de SS/AA (MWH)</b>	<b>Tiempo de arranque/detención (min)</b>	<b>Observación</b>
Desde la partida hasta la sincronización.	87	0	188	1.098	1.- Se define como punto de inicio el arranque de la línea de aire gases. 2.- No se considera tiempo relacionado a la conservación de equipos si la duración de la detención así lo ameritara. 3.- El consumo de petróleo diésel se obtiene de la diferencia de nivel del estanque de almacenamiento. 4.- El consumo de carbón se obtiene de los datos extraídos del sistema DCS. 5.- El consumo en servicios auxiliares se obtiene del totalizador de energía del trafo Unit, extraído desde el DCS.
Desde la sincronización a mínimo técnico.	93	70	88,4	252	
Desde mínimo técnico a plena carga.	0	145	39,6	93	
<b>Resumen para proceso de arranque en tibio [Anexo 2, carta Gantt]</b>					
Desde la partida hasta la sincronización.	66	0	167	948	1.- Se define como punto de inicio el arranque de la línea de aire gases. 2.- El consumo de petróleo diésel se obtiene de la diferencia de nivel del estanque de almacenamiento. 3.- El consumo de carbón se obtiene de los datos extraídos del sistema DCS. 4.- El consumo en servicios auxiliares se obtiene del totalizador de energía del trafo Unit, extraído desde el DCS.
Desde la sincronización a mínimo técnico.	78	89	74	226.8	
Desde mínimo técnico a plena carga.	0	151	39	93	
<b>Resumen para proceso de arranque en caliente [Anexo 3, carta Gantt]</b>					
Desde la partida hasta la sincronización.	60	0	65	510	1.- Se define como punto de inicio el arranque de la línea de aire gases. 2.- El consumo de petróleo diésel se obtiene de la diferencia de nivel del estanque de almacenamiento. 3.- El consumo de carbón se obtiene de los datos extraídos del sistema DCS. 4.- El consumo en servicios auxiliares se obtiene del totalizador de energía del trafo Unit, extraído desde el DCS.
Desde la sincronización a mínimo técnico.	78	89	74	226.8	
Desde mínimo técnico a plena carga.	0	151	39	93	
<b>Resumen para proceso de detención [Anexo 4, carta Gantt]</b>					
Desde la potencia nominal hasta la desconexión	26	140	50	156	1.- El consumo de petróleo diésel se obtiene de la diferencia de nivel del estanque de almacenamiento. 2.- El consumo de carbón se obtiene de los datos extraídos del sistema DCS. 3.- El consumo en servicios auxiliares se obtiene del totalizador de energía del trafo Unit, extraído desde el DCS.
Desde la potencia nominal hasta mínimo técnico	12.47	115	37	88	
Desde mínimo técnico hasta la desconexión	13.53	25	13	68	

Desde la desconexión hasta el término del proceso de detención	0,5	0	9	30	1.- El consumo de petróleo diésel se obtiene de la diferencia de nivel del estanque de almacenamiento. 2.- El consumo de carbón se obtiene de los datos extraídos del sistema DCS. 3.- El consumo en servicios auxiliares se obtiene del totalizador de energía del trafo Unit, extraído desde el DCS.
----------------------------------------------------------------	-----	---	---	----	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

### 1.3. TIEMPO MÍNIMO DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD

Tomando en cuenta solo aspectos técnicos, sin considerar aspectos ambientales, no existen restricciones para el tiempo mínimo de operación de la unidad.

Las restricciones ambientales a considerar para definir el tiempo mínimo de operación de la Unidad según se establece en:

- DS N°13/11 Titulo N°2 “Límites máximos de emisión y plazos para el cumplimiento y.
- “INTERPRETACIÓN ADMINISTRATIVA DEL DECRETO N°13/2011 MMA NORMA DE EMISIÓN PARA CENTRALES TERMOELECTRICAS CIRCULAR IN.AD.N°1/2015”

Son:

Para el SO<sub>2</sub> y MP:

Los valores límites de emisión se evaluarán sobre la base de promedios horarios y se deberán cumplir durante el 95% de las horas de funcionamiento. El 5% de las horas restantes corresponderá a horas de encendido apagado o probables fallas.

De lo anterior:

$$H \text{ emisión} \leq 0,05 \times H \text{ funcionamiento}$$

$$H \text{ funcionamiento} = H \text{ régimen (incluye fallas)} + H \text{ encendido} + H \text{ apagado.}$$

Hfuncionamiento Corresponde aquel periodo de tiempo en el cual la unidad quema combustible e incluye horas de encendido, horas de apagado y horas de operación en régimen (incluye fallas).

H régimen: Corresponde al estado de funcionamiento de una unidad, cuando la unidad está en servicio y se encuentra en las condiciones técnicas declaradas por el titular, de acuerdo a las definiciones establecidas por la CNE a los respectivos CDEC según corresponda. Esto es las horas en que se opera con carga mayor o igual al mínimo técnico.

H encendido: Corresponde al periodo de tiempo que se inicia con la primera carga de combustible y finaliza cuando la fuente alcanza condiciones técnicas de operación (mínimo técnico).

H apagado: Corresponde al periodo de tiempo desde que finaliza el estado de régimen y finaliza el consumo de combustible.

Falla: Corresponde a un desperfecto intempestivo en un equipo de control de emisiones o un equipo del proceso que provoca un aumento de las emisiones

Para el NOx:

Los valores límites de emisión se evaluarán sobre la base de promedios horarios y se deberán cumplir durante el 70% de las horas de funcionamiento.

$$H \text{ emisión} \leq 0,3 \times H \text{ funcionamiento.}$$

#### 1.4. TABLA N°2 DEFINICIÓN TIPO DE PROCESO

<b>Tabla N°2 Tiempo de enfriamiento para definir estados de los procesos de la unidad [Anexo 5, carta Gantt]</b>	
Turbina Fría	≥ 5,16 días
Turbina Tibia	De 2,88 a 5,16 días
Turbina Caliente	≤ 2,88 días

Los datos proporcionados en la Tabla N°2, se obtienen de curvas extraídas del Sistema de Control Distribuido (DCS), de un proceso de enfriamiento natural. [Anexo 5]

#### 1.5. TABLA N°3 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA

<b>Tabla N°3 Información General</b>	
Carga base	350 MW
Mínimo técnico	175 MW
Cantidad de quemadores de carbón	16 UNIDADES
Cantidad de alimentadores de carbón	4 UNIDADES
Capacidad alimentadores de carbón	DE 18 A 48 t/h
Cantidad de quemadores de diésel	16 UNIDADES
Consumo por cada quemador de diésel	776 -1760 K/h
Presión de trabajo diésel	6 – 32 Bar

Gradiente de temperatura de metales de caldera considerando diferencial de temperatura del domo de 50°C	40°C/h
---------------------------------------------------------------------------------------------------------	--------

## 2. OBJETIVO Y ALCANCES DEL INFORME TÉCNICO

El presente informe tiene como objetivo determinar los parámetros de partida y parada de la unidad 2 de central Bocamina: consumo de combustibles, consumo de servicios auxiliares y tiempos para cada estado de la unidad.

## 3. ANTECEDENTES UTILIZADOS EN EL INFORME TÉCNICO

La información utilizada para el desarrollo del presente informe, se obtiene mediante: curvas del Sistema de control distribuido (DCS), curvas del sistema de control de regulación turbina (Mark VI), manuales de los fabricantes SES TLMACE y GENERAL ELECTRIC y de la experiencia operacional en unidades similares de la compañía.

### 1.1. ESTADO DE TURBINA

El fabricante de turbina define tres estados de la unidad en función de la temperatura de metal en la primera etapa de la turbina HP y la temperatura de la sección de media presión:

**Tabla N° 4 de temperaturas para definición de procesos de partida [Anexo 6]**

TIPO DE ARRANQUE	Nivel de temperatura metal superior 1°etapa alta presión turbina	Nivel de temperatura metal superior media presión turbina
Frio	149°C – 204°C	38°C – 204°C
Tibio	204°C – 288°C	204°C – 288°C
Caliente	288°C – 371°C	288°C – 371°C

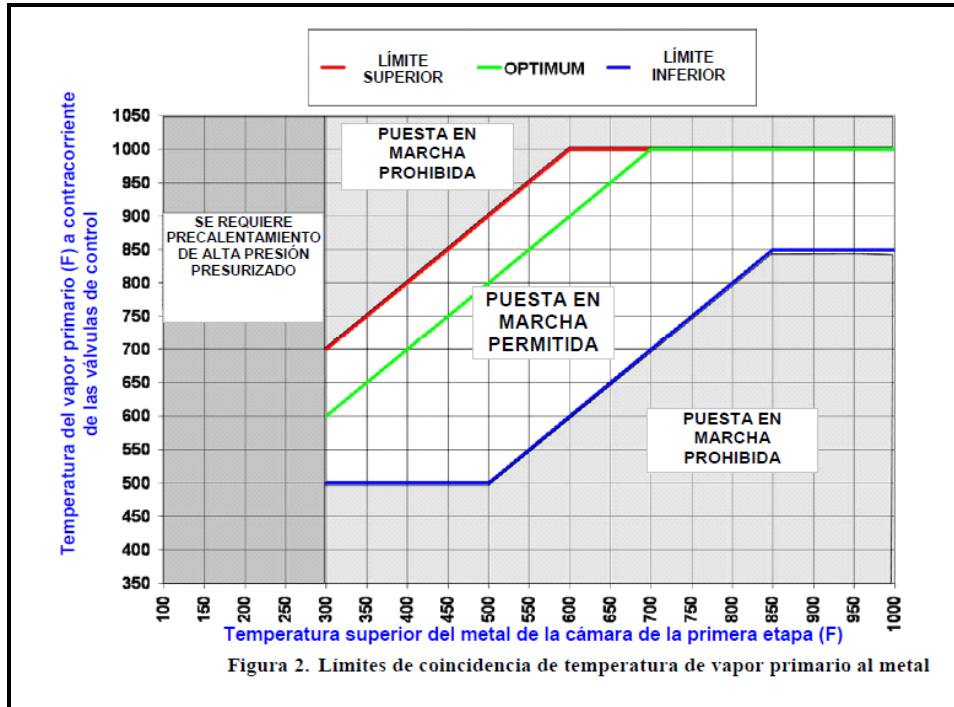
### 1.2. RECUBRIMIENTO DE MANGAS PRECOAT PARA SISTEMA DE FILTRADO DE GASES

El equipo para abatir el material particulado es del tipo filtro de mangas. Enel para reducir las emisiones durante la puesta en servicio y detención de la unidad ha definido que el filtro de mangas siempre este en servicio, esto conlleva que durante los arranques desde estado frío y tibio (después de 72 horas de detención) se deba realizar el proceso de precoating, lo que no es necesario en los arranques en caliente.



### 1.3. GRAFICO MARK VI “TEMPERATURA 1ERA ETAPA TURBINA HP V/S TEMPERATURA DE VAPOR”

En la grafica, se puede visualizar primero, el valor de temperatura en el cual General Electric define el precalentamiento de turbina y además el rango permisible y óptimo de la diferencia de temperatura del vapor respecto de la primera etapa de la turbina



Curva N°1

El Precalentamiento de turbina se considera finalizado cuando, se cumplen las siguientes condiciones [Anexo 7]:

#### Rotor prewarming

HPT° primera etapa del rotor  $\geq 149^{\circ}\text{C}$  [objetivo  $180^{\circ}\text{C}$ ]

IPT° Cross over turbina  $\geq 54^{\circ}\text{C}$  [mantener condición de calentamiento 1 hora más]

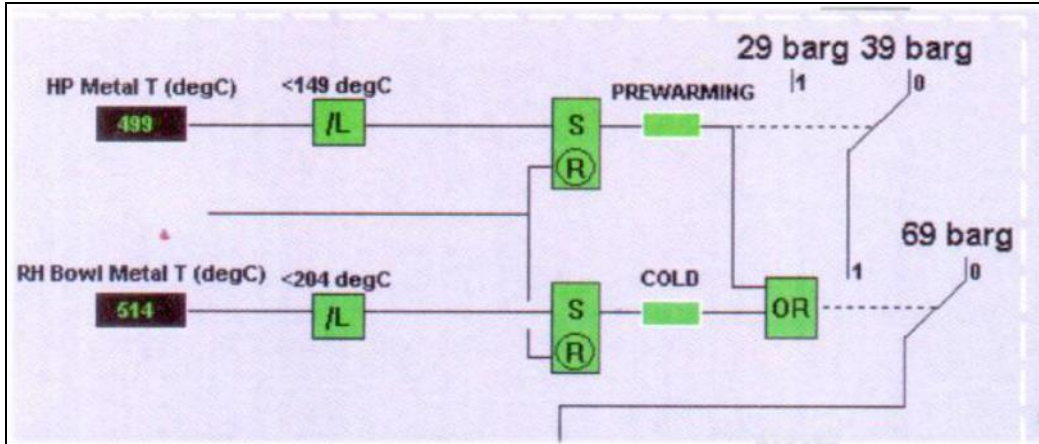
IPT° sección turbina media presión  $\geq 54^{\circ}\text{C}$

#### Chest prewarming

Diferencial de temperatura, entre las de cajas de válvulas y el vapor principal no mayor a  $30^{\circ}\text{C}$

Información obtenida del manual “Capacitación de operaciones de la turbina de vapor y generador” General Electric.

#### 1.4. LÓGICA DEL SISTEMA DE CONTROL DISTRIBUIDO (DCS) DE APERTURA DE BYPASS DE TURBINA EN BASE A LA TEMPERATURA DE LA ETAPA DE ALTA Y MEDIA PRESIÓN DE TURBINA.



En el cuadro de control, se establece lo siguiente:

Para un arranque en condición turbina fría, el control establece, que la presión del vapor principal alcanzará un valor máximo de 29 bar (control realizado por el By-pass de vapor principal), debido a que tanto, las temperaturas de turbina HP Metal T como la RH Bowl Metal T se encuentran bajo el umbral determinado por la lógica, es decir menor a  $149\text{ }^{\circ}\text{C}$  y a  $204\text{ }^{\circ}\text{C}$  respectivamente. La condición de presión en el vapor principal se mantendrá en 29 bar, hasta que la temperatura HP Metal T sea superior a  $149\text{ }^{\circ}\text{C}$ . El incremento de temperatura estará determinado por el calentamiento de turbina.

**[HP Metal T <  $149\text{ }^{\circ}\text{C}$ ]**

**[RH Bowl Metal <  $204\text{ }^{\circ}\text{C}$ ]**

Para un arranque en condición turbina tibia, el control establece, que la presión del vapor principal alcanzará un valor máximo de 39 bar, debido que sólo se encuentra satisfecha la condición de temperatura, HP Metal T°, (superior a  $149\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) y no así la temperatura RH Bowl Metal T (Superior a  $204\text{ }^{\circ}\text{C}$ ).

**[HP Metal T >  $149\text{ }^{\circ}\text{C}$ ]**

**[RH Bowl Metal <  $204\text{ }^{\circ}\text{C}$ ]**

Para un arranque en condición turbina caliente, el control establece que la presión del vapor principal llegará a un valor máximo de 69 bar, debido a que tanto la temperatura SH Metal T y RH Bowl Metal T, superan el umbral de  $149\text{ }^{\circ}\text{C}$  y  $204\text{ }^{\circ}\text{C}$  respectivamente. Presión con la cual se puede empujar turbina.

**[HP Metal T >  $149\text{ }^{\circ}\text{C}$ ]**

**[RH Bowl Metal >  $204\text{ }^{\circ}\text{C}$ ]**

## 2. CARACTERISTICAS GENERALES UNIDAD II DE CENTRAL BOCAMINA

La Unidad 2 de Central Bocamina II, tiene una potencia de 350 MW, la componen una caldera generadora de vapor y un turbo grupo (turbina-alternador) General Electric.

### 2.1. Características principales de la caldera

Marca	SES TLMACE	
Tipo	Acuotubular de doble paso, con sobrecalentadores	
Circulación	Forzada	
Presión vapor principal	172	bar
Flujo de vapor Principal	1215	t/h
Temperatura Vapor principal	541	°C
Temperatura A. alimentación	292	°C
Combustible principal	Carbón Bituminoso pulverizado	
Combustible de apoyo	Petróleo Diésel	

### 2.2. Características turbina- generador

Marca	GENERAL ELECTRIC	
Velocidad Turbina	3000	rpm
Modelo generador	450H	
Capacidad Generador	456	MVA
Tensión de salida Generador	18	KV
Refrigeración generador	Hidrógeno	

### 2.3. Características del sistema de abatimiento de SO<sub>2</sub>, FGD

Flujo de gas	1.250	KNm <sup>3</sup> /h
Presión entrada gases	3,2	kPa
SO <sub>2</sub> entrada	1200	mg/Nm <sup>3</sup>
SO <sub>2</sub> salida	200	mg/Nm <sup>3</sup>
Temperatura entrada gas	130	°C
Temperatura salida gas	90	°C
O <sub>2</sub>	6	vol%(wet)

#### 2.4. Características del sistema de abatimiento de material particulado (Filtro de mangas)

Cantidad total de gases de ambos filtros	1.302.620	Nm <sup>3</sup> /h
Temperatura de trabajo máx. De los gases	150	°C
Contenido más. De polvo en gases	15	g/Nm <sup>3</sup>
Cantidad de compartimientos	20	Unidades
Cantidad de mangas filtrantes de un colector	702	Unidades
Cantidad total de mangas filtrantes	14.040	Unidades
Superficie total de filtración	38.050	m <sup>2</sup> aprox.

### 3. PARÁMETROS PROCESOS DE PARTIDA Y DETENCIÓN UNIDAD II DE CENTRAL BOCAMINA

#### 3.1. Operación bajo restricción ambiental

Límites a controlar:

Los límites a controlar, para cada parámetro es el límite más restrictivo entre las RCA 206/2007; DS 13/11 y RCA128/2015.

##### 3.1.1. Tabla N° 5 límites de emisión diarias a controlar

Tabla N°5 Limite de emisiones SO <sub>2</sub> , NOx, Co y MP		
Parámetro	Emisión ton/día	Origen del límite
Tasa de emisión SO <sub>2</sub>	9,4	RCA206/2007 y 128/2015
Tasa de emisión CO	2,69	
Tasa de emisión NOx	15,6	RCA 128/2015
Tasa de emisión MP	1,1	

Tabla N°5 señala las tasas de emisión diarias de gases por chimenea, acumulados en 24 horas de operación, estas horas se contabilizan desde las 00:00 hasta las 24:00 hrs.

3.1.2. Tabla N°6 límite de concentración horaria para fuentes emisoras existentes  
D.S.N°13/11

<b>Tabla N°6 Límites de concentración horarias para combustibles sólidos</b>		
Parámetro	Unidad	Valor
SO <sub>2</sub>	mg/Nm <sup>3</sup>	400
NOx	mg/Nm <sup>3</sup>	500
MP	mg/Nm <sup>3</sup>	50

3.1.3. Tabla N°7 Parámetros de agua de mar

<b>Tabla N°7 Límites de parámetros para agua de mar</b>		
Parámetro	Unidad	Valor
Temperatura salida agua de mar	° C	26
Diferencial Temperatura agua de mar	° C	8,17
Flujo Agua de mar	m <sup>3</sup> /h	45.000

## 4. ANEXOS

Anexo 1: Carta Gantt puesta en servicio en frío

Anexo 2: Carta Gantt puesta en servicio en tibio

Anexo 3: Carta Gantt Puesta en servicio en caliente

Anexo 4: Carta Gantt retiro de servicio unidad.

Anexo 5: Curvas enfriamiento, para definición procesos de arranque

Anexo 6: Hoja con tabla temperaturas turbina, de manual SESTLMACE

Anexo 7: Pantallas Mark VI Calentamiento rotor y cajas de válvulas turbina,

Anexo 8: Manuales de Turbina y Caldera.

~FIN INFORME~