



STEAG Energy Services do Brasil

Reporte Final de Auditoría
Nehuenco I – Colbún
Ciclo Combinado

Para Coordinador Eléctrico Nacional, Chile

Marzo 2017, rev. 1

Reporte final de auditoría

Unidad: Nehuenco I – Colbún	Revisión: 0	Fecha: Marzo 2017	Página: 1 de 21
Autores: A. Bednarck, C. Viana, C. Toro, W. Buitrago J. Coelho, C. Espejo.		Departamento: SESBR O&M / SESBR ENG.	Teléfono: +55 21 3034 8901

Distribución: V. López I. Zambrano
--

Título: Reporte final de auditoria central Nehuenco I Ciclo Combinado (1 GTx1ST)
--

Contenido

OBSERVACIONES	2
1 INTRODUCCIÓN	3
2 RESUMEN EJECUTIVO	4
2.1 Objetivo de la auditoría	4
2.2 Principales hallazgos.....	5
2.3 Conclusiones.....	5
3 PROCEDIMIENTO DE AUDITORÍA.....	7
3.1 Proceso de auditoría.....	7
3.2 Definición de los parámetros.....	8
4 RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE LA DOCUMENTACIÓN, VISITA EN CENTRAL Y PRUEBAS.....	10
4.1 Mínimo Técnico.....	10
4.2 Tiempo de partida a frío	13
4.3 Tiempo de estabilización:	14
4.4 Tiempo mínimo fuera de servicio:.....	17
4.5 Restricciones de número de partidas:.....	17
4.6 Costo de Partida (Cp):	18
5 STEAG ENERGY SERVICES DO BRASIL.....	20
6 ILUSTRACIONES Y TABLAS.....	20
7 ANEXOS.....	20

Reporte final de auditoría

Unidad: Nehuenco I – Colbún	Revisión: 0	Fecha: Marzo 2017	Página: 2 de 21
Autores: A. Bednarck, C. Viana, C. Toro, W. Buitrago J. Coelho, C. Espejo.		Departamento: SESBR O&M / SESBR ENG.	Teléfono: +55 21 3034 8901

Lista de Abreviaciones

Abreviación	Significado
Barg	Bar gauge (Unidad de presión relativa a la atmósfera)
°C	Grados Celsius (Unidad de temperatura)
DCS	Sistema de control distribuido
ST	Turbina de Vapor
GT	Turbina de Gas
HRSG	(Caldera) Recuperado de calor y generador de vapor
HP	Alta Presión
IP	Media Presión
IGV	Inlet Guide Vane
LP	Baja Presión
GNL	Gas Natural Licuado
K	Kelvin (unidad de temperatura absoluta y de diferencia de temperatura)
kUSD	1000 US Dollar
MCR	“Maximum Continuous Rate”
MSV	“Main Stop Valve”
MW	Megawatt (Unidad de energía eléctrica)
N/A	No aplicable
RH	Recalentado
TMCR	“Turbine Maximum Continuous Rate”
USD	US Dollar

Tabla 1 - Abreviaciones

Observaciones

- 04:50 h Significa tiempo de duración de 4 horas y 50 minutos
- 04:50 Significa una hora del día (4 horas y 50 minutos en la mañana)

Reporte final de auditoría

Unidad: Nehuenco I – Colbún	Revisión: 0	Fecha: Marzo 2017	Página: 3 de 21
Autores: A. Bednarck, C. Viana, C. Toro, W. Buitrago J. Coelho, C. Espejo.		Departamento: SESBR O&M / SESBR ENG.	Teléfono: +55 21 3034 8901

1 Introducción

El Coordinador Eléctrico Nacional (anteriormente CDEC-SIC) es un organismo técnico e independiente, encargado de la coordinación de la operación del conjunto de instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional que operen interconectadas entre sí, en el territorio nacional Chileno.

Para obtener un óptimo despacho técnico y económico, respetando las restricciones técnicas de las centrales generadoras, el Coordinador Eléctrico Nacional usa diferentes parámetros operacionales para monitorear las condiciones y flexibilidad operacional de las centrales de generación.

Cada central generadora informa sus parámetros de acuerdo a sus capacidades y restricciones. Para conducir el establecimiento correcto de los valores de parámetro, el Coordinador Eléctrico Nacional tiene que monitorear continuamente la información suministrada por las centrales generadoras.

Dentro de sus funciones el Coordinador Eléctrico Nacional, realiza auditorías y verificaciones de las unidades generadoras y ha decidido realizar el proceso denominado “Auditorías Técnicas de Parámetros de Centrales de Ciclo Combinado y Vapor – Carbón” junto al Auditor STEAG Energy Services do Brasil. Los objetivos de la auditoría para la unidad Nehuenco I de Colbún se indican en el Ítem 2.1.

La metodología empleada en la presente auditoría se explica en el Ítem 3 del presente documento.

La central de Nehuenco I se encuentra localizada en Quillota, Región de Valparaíso. Esta central está constituida por un ciclo combinado compuesto por 1 turbina de gas (Combustible dual, Fabricante: Siemens), 1 turbina a vapor (Fabricante: Siemens) y fuego adicional en la unidad recuperadora de generación de vapor (HRSG – Fabricante: Ansaldo).

De acuerdo con los datos de placa de la turbina a gas su capacidad nominal es de 232 MW y de acuerdo con los datos de placa de la turbina a vapor su capacidad nominal es de 126,4 MW, totalizando una capacidad del ciclo combinado de 358,4 MW. No fueron enviados los resultados de performance indicados por el fabricante para constatar la capacidad de performance del ciclo combinado utilizando gas natural y con fuego adicional,.

Durante el transcurso de la auditoría, en la fase de visita a las instalaciones en el día 10/01/2017, el Coordinador presentó el documento “GMC N° 108/2016 de 5 de mayo de 2016” con la alteración de los parámetros inicialmente informados. Fue acordado entre las partes, que los nuevos valores informados por el Coordinador sean considerados para la evaluación en esta auditoría, estos valores son presentados en la tabla 3 de este documento.



Ilustración 1 - Foto aérea Nehuenco I¹

¹ Imagen disponibilizada por Colbún.

Reporte final de auditoría

Unidad: Nehuenco I – Colbún	Revisión: 0	Fecha: Marzo 2017	Página: 4 de 21
Autores: A. Bednarck, C. Viana, C. Toro, W. Buitrago J. Coelho, C. Espejo.		Departamento: SESBR O&M / SESBR ENG.	Teléfono: +55 21 3034 8901

2 Resumen Ejecutivo

2.1 Objetivo de la auditoría

El objetivo de la auditoría se centra únicamente en verificar la consistencia de los valores de los parámetros operacionales informados, conforme a la tabla 2 y a la tabla 3, de acuerdo a las bases de la presente auditoría y conforme al protocolo de auditoría aprobado. Esta verificación se ha aplicado únicamente a las unidades generadoras en la condición operacional con el combustible principal (gas).

Este proceso de auditoría contó con la participación de:

- Coordinador Eléctrico Nacional (Coordinador);
- STEAG Energy Services do Brasil (Auditor);
- Colbún – Central Nehuenco I (Coordinado).

Parámetros a Auditar
Mínimo Técnico (MinTec)
Tiempo de Partida en Frío (Tp)
Tiempo de Estabilización (Te)
Tiempo Mínimo Fuera de Servicio (TminFS)
Costo de Partida (Cp)
Restricciones referidas al número de partidas máximo por día, semana, mes o año

Tabla 2 - Parámetros a ser evaluados

Central Nehuenco I								
Parámetro	MinTec (MW)	Tp (Hh:min)	Te (Hh:min)	Tmin FS (Hh:min)	Cp (USD)	# Partidas por día	# Partidas por semana	# Partidas por mes
Informado	260	06:00	02:00	02:00	89,257	1	1	2

Tabla 3 - Valores Informados

La verificación de los parámetros se ha realizado mediante una verificación técnica y de acuerdo a las definiciones de los mismos indicadas en el Ítem 3.2. De esta forma es importante aclarar que de acuerdo a la definición de los parámetros y a sus restricciones operacionales relacionadas, se consideran únicamente condiciones, restricciones y situaciones técnicas dentro del proceso de análisis de la consistencia de los valores de los parámetros. Otros factores tales como restricciones operativas del sistema de transmisión o restricciones medioambientales no han sido consideradas para la verificación de los parámetros. Esto fue confirmado por el Coordinador Eléctrico Nacional al Auditor vía email con fecha 12/12/2016, asunto "Normas Ambientales y Emisiones".

Este Informe de auditoría describe el desarrollo detallado de las actividades de la auditoría, así como los resultados de la misma. Este Informe contiene entre otros aspectos, los análisis, resultados y conclusiones asociadas a la auditoría técnica, incluyendo la información y antecedentes de respaldo utilizados para su preparación. El proceso de auditoría fue desarrollado conforme a lo indicado en el Protocolo Aprobado, las Bases de Licitación y normativa vigente.

Reporte final de auditoría

Unidad: Nehuenco I – Colbún	Revisión: 0	Fecha: Marzo 2017	Página: 5 de 21
Autores: A. Bednarck, C. Viana, C. Toro, W. Buitrago J. Coelho, C. Espejo.		Departamento: SESBR O&M / SESBR ENG.	Teléfono: +55 21 3034 8901

2.2 Principales hallazgos

La siguiente tabla resume los hallazgos principales de la auditoría y compara estos con los valores informados por el propietario de la central. La definición de los parámetros se indica en la sección 3.2.

Las fuentes para verificar la consistencia de los valores informados son las siguientes (indicadas en cada caso en la tabla):

- Cuestionario enviado por el auditor y las respuestas correspondientes por parte del Coordinado.
- Análisis de los datos del DCS, controladores, o demás sistemas suministrados por el Coordinado.
- Documentación de los fabricantes enviados por el Coordinado (por ejemplo manual de operación y mantenimiento)
- Realización de prueba operacional durante visita técnica en la central.
- Respuestas del personal del Coordinado durante la visita técnica.

Central Nehuenco I								
Parámetro	MinTec (MW)	Tp (Hh:min)	Te (Hh:min)	Tmin FS (Hh:min)	Cp (USD)	# Partidas por día	# Partidas por semana	# Partidas por mes
Informado	260	06:00	02:00	02:00	89,257	1	1	2
Consistente	No	No	No	No	No	No	No	No
Fuente	a,b,c,d,e	a,b,c,e	a,b,c,e	a,c,e	a,b,e	a,c,e	a,c,e	a,c,e

Tabla 4 - Hallazgos

2.3 Conclusiones

2.3.1 Mínimo Técnico

De acuerdo con lo indicado en el ítem 4.1, es posible concluir que el valor de mínimo técnico informado no es consistente con las premisas de evaluación definidas y el resultado del análisis realizado. Durante la auditoría, en particular, en la etapa de la prueba operacional, se identificó que es posible técnicamente operar la unidad con una carga diferente y menor al valor informado, como por ejemplo 240 MW de forma permanente, segura y estable.

2.3.2 Tiempo de Partida en Frío

De acuerdo con el ítem 4.2, es posible concluir que el valor 06:00 horas informado no es consistente con el análisis y curvas de tendencia verificadas. El análisis permitió identificar que el tiempo de partida de la unidad generadora corresponde a 03:30 horas aproximadamente con respecto al valor del mínimo Técnico informado, el valor identificado es considerado como no consistente en relación a los valores informados de mínimo técnico y tiempo de partida en frío.

2.3.3 Tiempo de estabilización

De acuerdo a lo indicado en el ítem 4.3, es posible concluir que el valor del Tiempo de Estabilización informado de 02:00 horas no es consistente con los análisis y curvas de tendencias verificadas. No fueron identificadas evidencias que confirmen o justifiquen el tiempo determinado.

Cambios de carga realizados en la banda comprendida entre 75% y 100% de la potencia máxima de la unidad, con condiciones de temperatura constantes, en general no necesitan ningún tiempo de estabilización.

Reporte final de auditoría

Unidad: Nehuenco I – Colbún	Revisión: 0	Fecha: Marzo 2017	Página: 6 de 21
Autores: A. Bednarck, C. Viana, C. Toro, W. Buitrago J. Coelho, C. Espejo.	Departamento: SESBR O&M / SESBR ENG.		Teléfono: +55 21 3034 8901

Los cambios de carga por debajo del nivel correspondiente al 75% de la potencia máxima de la unidad, siguiendo la rampa de variación de carga adecuada, requieren tiempos de estabilización entre 0 y 30 minutos. Sin embargo, no hay restricciones técnicas que impidan cambios de carga dentro de este periodo de 30 minutos, si se respetan los límites operacionales.

2.3.4 Tiempo mínimo fuera de servicio

De acuerdo a lo indicado en el ítem 4.4, es posible concluir que el valor del Tiempo Mínimo Fuera de Servicio informado de 02:00 horas no es consistente con los análisis realizados, ya que no fueron identificadas restricciones técnicas en los documentos enviados por el Coordinado que justifiquen el tiempo indicado.

2.3.5 Restricciones referidas al número de partidas

La auditoría se basó en la evaluación de las restricciones o recomendaciones técnicas para el análisis de consistencia del parámetro informado. De esta forma, el ítem 4.5 describe el análisis que lleva a la conclusión de no consistencia entre los valores límites de partidas informados en la auditoría.

A pesar que los manuales de los turbogeneradores informan la influencia del número de partidas en el desgaste de los equipos y consecuentemente en la definición de los intervalos de inspección, no existen restricciones técnicas que limiten las unidades de generación a un valor determinado de partidas. De esta forma, atendidos los requisitos adoptados como criterios para definición de la condición fría de la unidad generadora (ST con la temperatura en el rotor inicial menor que 50°C) no existen restricciones referidas con el número de partidas.

2.3.6 Costo de Partida

De acuerdo a los análisis del costo de partida presentados en el ítem 4.6, es posible concluir que el valor de Costo de Partida informado de USD 89.257 no es consistente con el valor estimado de dichos costos indicado en el ítem 4.6 principalmente al debido análisis los datos de consumo de GNL utilizados durante el proceso de partida en frío de los datos operacionales entregados.

Reporte final de auditoría

Unidad: Nehuenco I – Colbún	Revisión: 0	Fecha: Marzo 2017	Página: 7 de 21
Autores: A. Bednarck, C. Viana, C. Toro, W. Buitrago J. Coelho, C. Espejo.		Departamento: SESBR O&M / SESBR ENG.	Teléfono: +55 21 3034 8901

3 Procedimiento de auditoría

3.1 Proceso de auditoría

Las actividades fueran realizadas de acuerdo a lo previsto dentro del plan de trabajo que fue definido en el protocolo aprobado, Dicho plan de trabajo incluyó lo siguiente:

- preparación de cuestionario técnico;
- suministro de documentación técnica de la central para los auditores;
- análisis del cuestionario y documentación;
- visita a terreno para comprobación de datos técnicos;
- reunión de alineamiento técnico entre las partes;
- prueba operacional;
- análisis de todos los datos; y
- preparación de reporte final de auditoría.

El Auditor realizó el análisis de los datos del proyecto, de las recomendaciones de los fabricantes, contratos, procedimientos y otros documentos necesarios para validar la información reportada.

Con base en el histórico, prueba operacional y análisis de documentación técnica, el equipo de auditoría realizo las evaluaciones necesarias para consolidar los valores auditados y, efectivamente realizar la comparación de los datos informados con los datos operacionales identificados. Además de eso, durante la visita fueron confirmadas las análisis previamente realizadas y obtenidas informaciones y datos faltantes en la documentación inicialmente recibida.

Esta auditoría fue desarrollada en 3 etapas principales descritas a continuación y como resultado se presenta el siguiente reporte.

Etapas 1: Análisis de información suministrada por el Coordinado, Incluyendo pero no limitado a: Informaciones del fabricante, histórico operacional, manuales del operador, bitácoras operacionales, resultados de comisionamiento, entre otras.

Fueron analizados históricos de operación de variables como temperaturas, presiones, vibraciones, actuación de válvulas, flujos, generación de carga, velocidad de rotación, parámetros químicos, entre otros, durante diferentes periodos y condiciones operacionales. Los valores informados fueron analizados de acuerdo con la experiencia técnica de STEAG, documentación del fabricante, documentación del proyecto, manuales operacionales del Coordinado, bitácoras de turno e identificando la conformidad con los parámetros informados y tomando en consideración factores como: secuencias de eventos, alteraciones en los parámetros recomendados de operación, entre otros.

Etapas 2: Visita a las instalaciones: Reunión técnica con los operadores y mantenedores de la central, confirmación y solicitud de información faltante, identificación durante la visita de la unidad y el proceso.

El equipo de auditoría visitó las instalaciones del Coordinado conforme previsto en el protocolo de auditoría Anexo I – Protocolo Final de Auditoría aprobado por el Coordinador Eléctrico Nacional. El proceso de visita a las instalaciones se inició con la presentación de los integrantes del equipo de auditoría, tanto del auditor, del Coordinador Eléctrico Nacional como del Coordinado. Posteriormente se dio inicio a la reunión con la presentación del programa de visita de acuerdo con el protocolo de auditoría sección: “Pauta de pruebas - Anexo 3”, dando secuencia a la sesión de preguntas y aclaraciones entre las partes.

Para continuar con la visita de las instalaciones, fue realizada la presentación de seguridad industrial por parte del Coordinado. Dando continuidad con el programa establecido, el equipo de trabajo se dirigió a la sala de control de la unidad siendo verificadas las condiciones operacionales para la prueba. El Coordinado dio inicio a la prueba de acuerdo con la programación de prueba del Coordinador Eléctrico Nacional (Ver

Reporte final de auditoría

Unidad: Nehuenco I – Colbún	Revisión: 0	Fecha: Marzo 2017	Página: 8 de 21
Autores: A. Bednarck, C. Viana, C. Toro, W. Buitrago J. Coelho, C. Espejo.		Departamento: SESBR O&M / SESBR ENG.	Teléfono: +55 21 3034 8901

etapa 3). Adicionalmente fue realizada una visita guiada por el Coordinado en las instalaciones de la central, incluyendo los principales sistemas y equipos.

Etapa 3: Pruebas: Verificación practica de los parámetros informados, constatados e identificación de nuevos hallazgos.

Como indicado en la etapa 2, la prueba fue iniciada en la sala de control de la unidad donde fue formalizado el inicio de la prueba verificando las condiciones operacionales encontradas y siguiendo el programa establecido en el protocolo de auditoría sección: “Pauta de pruebas - Anexo 3”.

Durante la prueba fue verificado el comportamiento de las variables operacionales (principalmente las variables indicadas en el punto 5 de: “Pauta de pruebas - Anexo 3”), alarmas del sistema de control, secuencia de eventos, estabilización de parámetros, entre otros.

Después de terminada la prueba se realizó una reunión de encerramiento con las partes donde fueron consolidados los puntos requeridos por el auditor durante la visita para dar continuidad con el proceso de la auditoría. Fue establecido por el Coordinador Eléctrico Nacional un plazo para el envío de esta documentación.

3.2 Definición de los parámetros

- Definiciones (de acuerdo a las bases de licitación del Coordinador)

Parámetro	Definición
Mínimo Técnico (MinTec)	Es el mínimo valor de potencia eléctrica activa bruta, medido en Megawatts, en que la unidad puede operar en forma permanente, segura y estable, inyectando dicha potencia al Sistema Interconectado.
Tiempo de Partida en Frío (Tp)	Es el tiempo, expresado en horas, transcurrido entre el instante en que se da orden de partida a la unidad y el instante en que la unidad alcanza el Mínimo Técnico. Para caracterizar un proceso de partida como Partida en Frío se considera que la orden de partida de la unidad se dio con la caldera y turbinas frías en el caso de las unidades de vapor-carbón.
Tiempo de Estabilización (Te)	Es el tiempo, medido en horas, que debe transcurrir desde el último movimiento de carga de la unidad, ya sea aumentando o disminuyendo su generación, hasta que dicha unidad pueda realizar el movimiento de carga contrario. Es decir, si la unidad inició un aumento de su generación, la unidad no puede recibir una orden de reducción de generación hasta que haya transcurrido el tiempo de estabilización. De manera análoga, si la unidad inició una disminución de su generación, no puede recibir una orden de aumento de generación antes de que haya transcurrido el tiempo de estabilización
Tiempo Mínimo Fuera de Servicio (TminFS)	Es el tiempo, expresado en horas, durante el cual la unidad debe mantenerse fuera de servicio antes de que sea posible iniciar un proceso de partida.
Restricciones referidas al número de partidas máximo por día, semana o mes	Es el número máximo de proceso de partida en frío que puede realizar la unidad en un período de un día una semana o un mes.
Costo de Partida (Cp)	Es el costo, expresado en dólares, en que incurre el propietario de la unidad para ejecutar el proceso de Partida en Frío.

Tabla 5 - Definiciones

Reporte final de auditoría

Unidad: Nehuenco I – Colbún	Revisión: 0	Fecha: Marzo 2017	Página: 9 de 21
Autores: A. Bednarck, C. Viana, C. Toro, W. Buitrago J. Coelho, C. Espejo.		Departamento: SESBR O&M / SESBR ENG.	Teléfono: +55 21 3034 8901

- **Comentarios a las Definiciones**

Parámetro	Comentarios
Mínimo Técnico (MinTec)	<p>El criterio de evaluación adoptado considera apenas restricciones o recomendaciones técnicas que imposibilitan operaciones permanentes , seguras y estables. La evaluación de este parámetro no considera restricciones legales o ambientales o para cualquier efecto no considerado técnico.</p> <p>Para el criterio de operación, segura, permanente y estable fue considerada la operación de la unidad de acuerdo con los procedimientos normales de operación establecidos por el Coordinado, documentación técnica de los fabricantes y proyecto.</p>
Tiempo de Partida en Frío (Tp)	<p>Para el tiempo de partida fría fueron consideradas las siguientes condiciones:</p> <p>Turbogenerador de gas en giro lento de acuerdo con las recomendaciones del fabricante.</p> <p>Temperatura del metal de la turbina a vapor en el rotor inicial menor que 50 °C de acuerdo con los criterios del fabricante.</p> <p>Como orden de partida de la unidad fue considerado el momento de cambio inicial de rotación de la turbina de gas.</p> <p>Fueron desconsiderados periodos operacionales en cargas menores que el mínimo Técnico hasta alcanzar el valor informado.</p> <p>Evaluado hasta el mínimo técnico informado.</p>
Tiempo de Estabilización (Te)	<p>El criterio de evaluación se basó en restricciones o recomendaciones técnicas para análisis de consistencias del parámetro informado.</p>
Tiempo Mínimo Fuera de Servicio (TminFS)	<p>El criterio de evaluación se basó en restricciones técnicas o recomendaciones operacionales para el análisis de consistencias de los parámetros informados.</p> <p>Se considera como la unidad fuera de servicio, la unidad en condición inmediata después de una secuencia de parada normal concluida.</p>
Restricciones referidas al número de partidas máximo por día, semana o mes	<p>El criterio de evaluación se basó en restricciones o recomendaciones técnicas para análisis de consistencias de los parámetros informados.</p>
Costo de Partida (Cp)	<p>El criterio de evaluación se basó en registros operacionales e información del parámetro “Tiempo de Partida en Frío (Tp)”, y condiciones comerciales específicas de la unidad.</p> <p>Evaluado hasta el mínimo técnico informado.</p>

Tabla 6 - Comentarios a las Definiciones.

Reporte final de auditoría

Unidad: Nehuenco I – Colbún	Revisión: 0	Fecha: Marzo 2017	Página: 10 de 21
Autores: A. Bednarck, C. Viana, C. Toro, W. Buitrago J. Coelho, C. Espejo.	Departamento: SESBR O&M / SESBR ENG.		Teléfono: +55 21 3034 8901

4 Resultados del análisis de la documentación, visita en central y pruebas.

4.1 Mínimo Técnico.

Para el análisis del estudio del parámetro técnico y de operación fueron utilizados principalmente los documentos del fabricante (Siemens) y la información de los parámetros de operación de la unidad.

De acuerdo con el cuestionario Inicial de Auditoría - Anexo 2 Protocolo de Auditoría - respondido por el coordinado y con base en los análisis realizados por STEAG, existe diferencia entre la definición o interpretación utilizada por el Coordinado y la definición o interpretación utilizada por el Coordinador Eléctrico Nacional respecto del parámetro auditado. La respuesta del Coordinado relaciona el mínimo técnico con el modo de combustión “Premix” donde la variable considerada para el cambio del modo de combustión es el OTC “Outlet T° Controller”, con un 330°C en subidas de carga y 315°C en disminución de carga. El Coordinado relaciona el modo de combustión con el cumplimiento de la regulación de las emisiones ambientales, cuando por definición del Anexo Técnico, las emisiones no deben ser consideradas para la evaluación de este parámetro.

De acuerdo con los registros operaciones recibidos durante la auditoria, incluyendo los registros de las Ilustraciones 2 y 3, identificados por el Coordinado como “MIN TEC Invierno” y “MIN TEC Verano”, respectivamente, no fue posible identificar la operación de la unidad en la carga de mínimo técnico declarada 260 MW.

De acuerdo con los datos operacionales de 12/06/2016 Ilustración 2 y 07/01/2017 Ilustración 3 fue posible identificar una operación continua durante periodos de aproximadamente 24:00h donde fue constatado un valor de generación **266MW** en promedio. (curva verde)

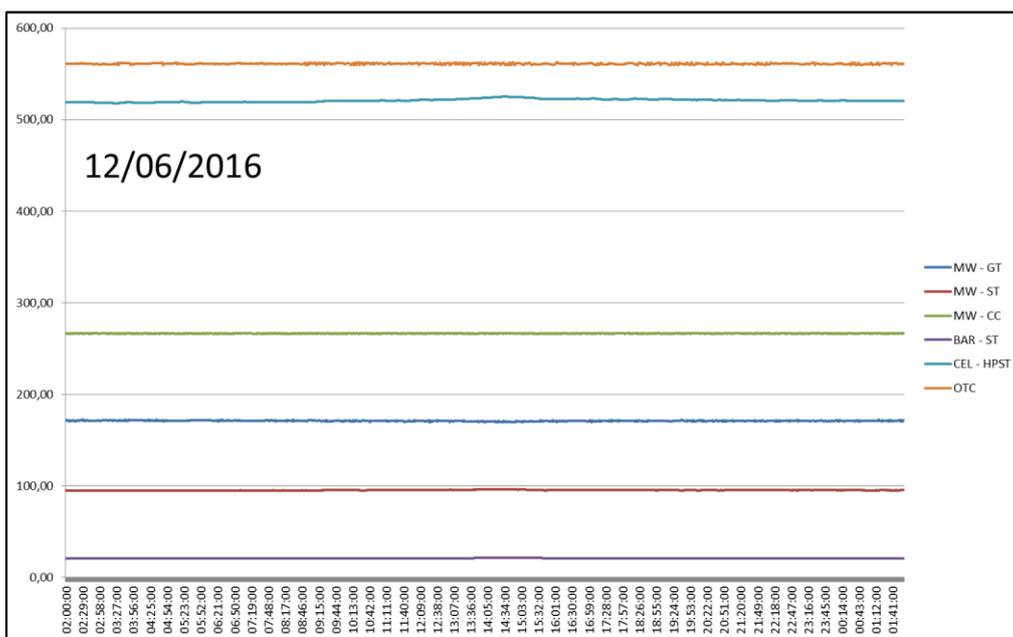


Ilustración 2 - Mínimo Técnico

Reporte final de auditoría

Unidad:
Nehuenco I – Colbún

Revisión:
0

Fecha:
Marzo 2017

Página:
11 de 21

Autores:
A. Bednarck, C. Viana, C. Toro,
W. Buitrago J. Coelho, C. Espejo.

Departamento:
SESBR O&M / SESBR ENG.

Teléfono:
+55 21 3034 8901

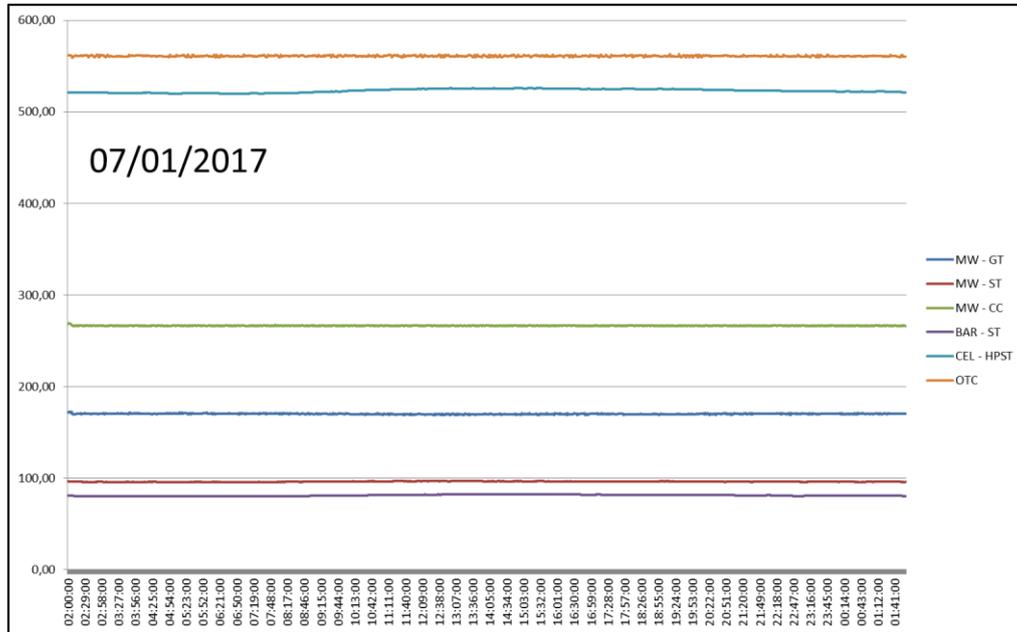


Ilustración 3 - Mínimo Técnico

Adicionalmente fueron analizadas las bitácoras de operación de la unidad enviadas por el Coordinado donde no fue posible identificar la secuencia de los eventos y/o registro de datos operacionales.

En el día 10/01/2017 fue realizada una visita a las instalaciones. Este día fue realizada una prueba operacional de acuerdo con el protocolo de auditoría aprobado donde previamente fueron definidas y solicitadas variables de operación a ser monitoreadas, las que fueron registradas por el sistema de control e histórico de operación. Durante la reunión de visita el Coordinado mencionó que existía una restricción técnica para operaciones por debajo de la carga de Mínimo técnico informada. El Auditor solicitó este documento del fabricante que señalaba lo indicado antes, pero tal documento o evidencia no fue recibida durante el proceso de auditoría.

Reporte final de auditoría

Unidad: Nehuenco I – Colbún	Revisión: 0	Fecha: Marzo 2017	Página: 12 de 21
Autores: A. Bednarck, C. Viana, C. Toro, W. Buitrago J. Coelho, C. Espejo.		Departamento: SESBR O&M / SESBR ENG.	Teléfono: +55 21 3034 8901

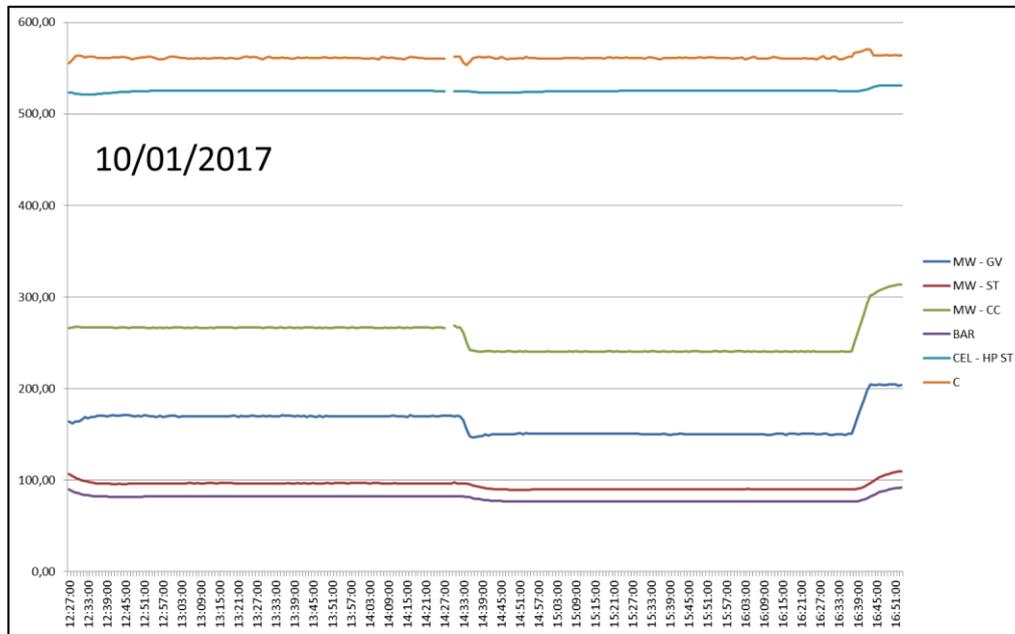


Ilustración 4 - Prueba operacional (Min. Técnico)

Durante la visita fue posible constatar la operación estable en el valor informado de **260 MW (curva verde)**. Posteriormente la carga fue reducida, de acuerdo con el protocolo de prueba, al valor de **240 MW** operando por un periodo aproximado de 02:00 horas de forma permanente, segura y estable de acuerdo con los criterios de evaluación establecidos. Hasta el día de la prueba no había sido posible identificar en la información operacional enviada por el Coordinado un registro donde la central hubiera operado en el mínimo técnico informado de **260 MW**.

La restricción del modo de combustión informado por el Coordinado fue justificada para el control del límite de emisiones, sin embargo durante la auditoría fue analizado el comportamiento del modo de combustión con el objetivo de identificar alguna restricción técnica operacional. En el Manual “Operación de la central completa” del fabricante (Siemens), informa que el modo de combustión de “premezcla” o “Premix” entra en operación con la temperatura de salida de la turbina (OTC) mayor que 530°C y con IGV cerrada diferente del valor informado por el Coordinado de 330°C. De la misma forma el manual informa que el modo de combustión cambia de “premezcla” para “gas dual” con una temperatura de salida de la turbina (OTC) menor que 515°C y con IGV cerrada diferente del valor informado por el Coordinado de 315°C.

Mediante el análisis de los registros operacionales analizados anteriormente y tomando en consideración la información del fabricante, no fue posible identificar una restricción técnica en relación al modo de combustión. Además, para todos los registros, la temperatura del OTC se mantuvo en un valor superior a los valores identificados en el manual o informado por el Coordinado para cambios de modo de combustión. No fueron confirmados los valores en la lógica de control.

Conforme con el análisis realizado, no fueron identificadas restricciones técnicas que impidan una operación con niveles de carga inferiores al valor declarado de 260 MW, considerando además que durante la prueba operacional fue realizada una operación segura, continua y estable en **240 MW**.

Las verificaciones realizadas caracterizan la inconsistencia del valor informado, sin embargo la identificación de los valores de la prueba operacional no definen el valor del mínimo técnico de la unidad generadora.

Reporte final de auditoría

Unidad: Nehuenco I – Colbún	Revisión: 0	Fecha: Marzo 2017	Página: 13 de 21
Autores: A. Bednarck, C. Viana, C. Toro, W. Buitrago J. Coelho, C. Espejo.	Departamento: SESBR O&M / SESBR ENG.		Teléfono: +55 21 3034 8901

4.2 Tiempo de partida a frío

Para el análisis del estudio del parámetro técnico y de operación fueron utilizados principalmente los documentos del fabricante (Siemens) y la información de los parámetros de operación de la unidad.

De acuerdo con el cuestionario Inicial de Auditoría - Anexo 2 Protocolo de Auditoría respondido por el Coordinado y con base en los análisis realizados por STEAG, no existe diferencia entre la definición o interpretación utilizada por el Coordinado y la definición o interpretación utilizada por el Coordinador Eléctrico Nacional respecto del parámetro auditado.

El Coordinado envió información de partida en frío de la unidad del día 15/10/2014, a partir de esta información fueron realizada la curva de tendencia de partida a frío de la unidad en el día indicado.

Considerando la definición del Coordinador Eléctrico Nacional: “Es el tiempo, expresado en horas, transcurrido entre el instante en que se da orden de partida a la unidad y el instante en que la unidad alcanza el Mínimo Técnico”. Como parámetro de orden de partida es considerado el momento en el cual la turbina a gas inicia el arranque (aumento de la rotación) finalizando en el momento que alcanza el valor del mínimo técnico informado por el Coordinado, en este caso **260 MW**.

El Coordinado informa que para caracterizar la partida como partida a frío la maquina debe estar apagada por un periodo mayor a 48:00 horas. De acuerdo con el manual del fabricante² Siemens, una partida a frío está definida por la temperatura del metal de rotor inicial en la turbina de vapor. Esta temperatura debe ser inferior a 50°C para la partida poder ser catalogada como partida a frío.

Para el turbogenerador de gas, STEAG utilizó el criterio donde la unidad estuviera en condiciones de partida con en el girador (Giro lento) encendido de acuerdo a las recomendaciones de tiempo del fabricante.

Para el día 15/10/2014 el inicio de la unidad fue a las 23:36 momento en el cual el turbogenerador de gas empezó su rampa de aceleración, por otro lado a las 03:03 la unidad alcanzó el mínimo técnico informado. Totalizando un tiempo de partida a frío de 03:26 horas.

² Curvas de arranque de Nehuenco 2. Todos los derechos reservados, Siemens AG Power Generation Group (KWU).

Reporte final de auditoría

Unidad: Nehuenco I – Colbún	Revisión: 0	Fecha: Marzo 2017	Página: 14 de 21
Autores: A. Bednarck, C. Viana, C. Toro, W. Buitrago J. Coelho, C. Espejo.		Departamento: SESBR O&M / SESBR ENG.	Teléfono: +55 21 3034 8901

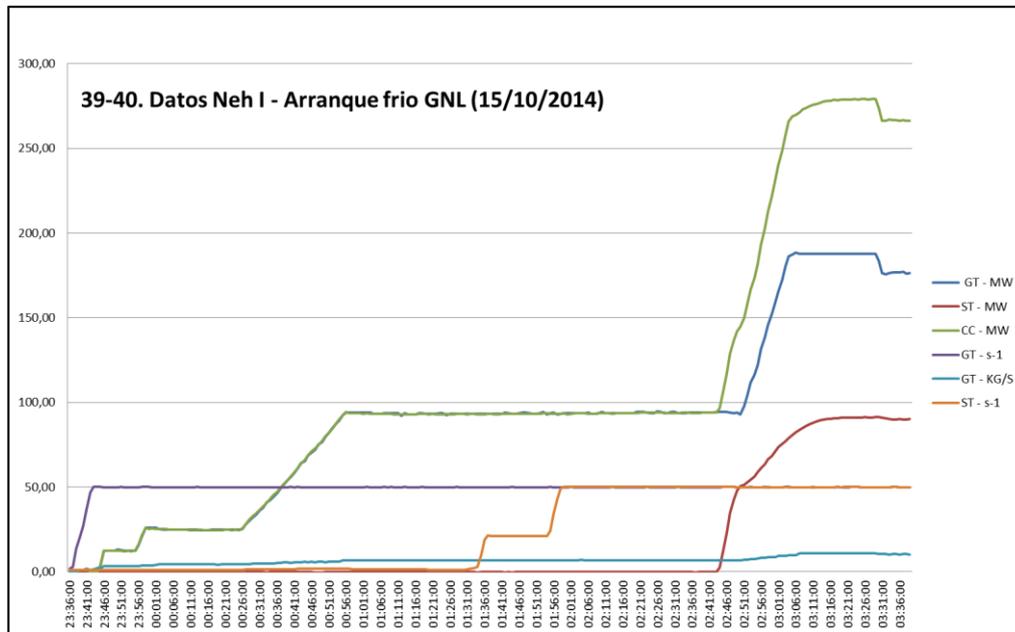


Ilustración 5 - Partida a Frío

Adicionalmente fue analizado el reporte operacional semanal³ de la unidad enviados por el Coordinado, sin embargo no fueron identificadas informaciones relacionadas con los eventos del arranque.

A pesar de no haber sido constatada la temperatura del metal en la curva de partida del día 15/10/2014 el criterio de partida a frío puede ser confirmado por el comportamiento del procedimiento de arranque identificado que es semejante a la secuencia de un procedimiento típico de arranque en frío.

A través de los análisis y curvas de tendencias verificadas no fue posible constatar el valor informado de 06:00 horas como tiempo de partida en frío. Las evaluaciones posibilitaron identificar que para la Central Nehuenco I la partida fría desde que se da comando de partida al turbogenerador hasta alcanzar el mínimo técnico informado es de 03:30 horas aproximadamente, de acuerdo con la ilustración 5 y definición y criterios establecidos para evaluación del parámetro.

El valor identificado de 03:30 horas caracteriza la no consistencia del tiempo de partida a frío informado respecto al mínimo técnico informado, sin embargo la identificación de este valor no define el valor del tiempo de partida a frío de la unidad generadora debido a que el tiempo de partida a frío debe ser actualizado cuando el valor del mínimo técnico para esta unidad sea determinado.

4.3 Tiempo de estabilización:

Para el análisis del estudio de los parámetros técnicos y de operación fueron utilizados principalmente los documentos del fabricante (Siemens) y la información de los parámetros de operación de la unidad.

De acuerdo con el cuestionario Inicial de Auditoría - Anexo 2 Protocolo de Auditoría respondido por el Coordinado y con base en los análisis realizados por STEAG, no fue posible confirmar si existe diferencia en la práctica de la central o interpretación en relación a la definición del parámetro auditado por el Coordinador Eléctrico Nacional, debido a que el Coordinado no manifestó ninguna respuesta al respecto de su interpretación frente a este punto.

³ Archivo: Semana 42_CT Nehuenco_Jefes de Turno.docx

Reporte final de auditoría

Unidad: Nehuenco I – Colbún	Revisión: 0	Fecha: Marzo 2017	Página: 15 de 21
Autores: A. Bednarck, C. Viana, C. Toro, W. Buitrago J. Coelho, C. Espejo.		Departamento: SESBR O&M / SESBR ENG.	Teléfono: +55 21 3034 8901

En el documento “GMC N° 108/2016 de 5 de mayo de 2016” el Coordinado relaciona el tiempo de estabilización de acuerdo con la siguiente definición: “Tiempo necesario para absorber las inercias térmicas (Dilataciones) que se producen en las carcasas y rotor durante las variaciones de carga”⁴

Fue solicitado en el transcurso de esta auditoría incluir la expansión diferencial de la turbina a vapor, esta información no fue enviada por el Coordinado imposibilitando de esta forma constatar restricciones técnicas en relación con las dilataciones térmicas.

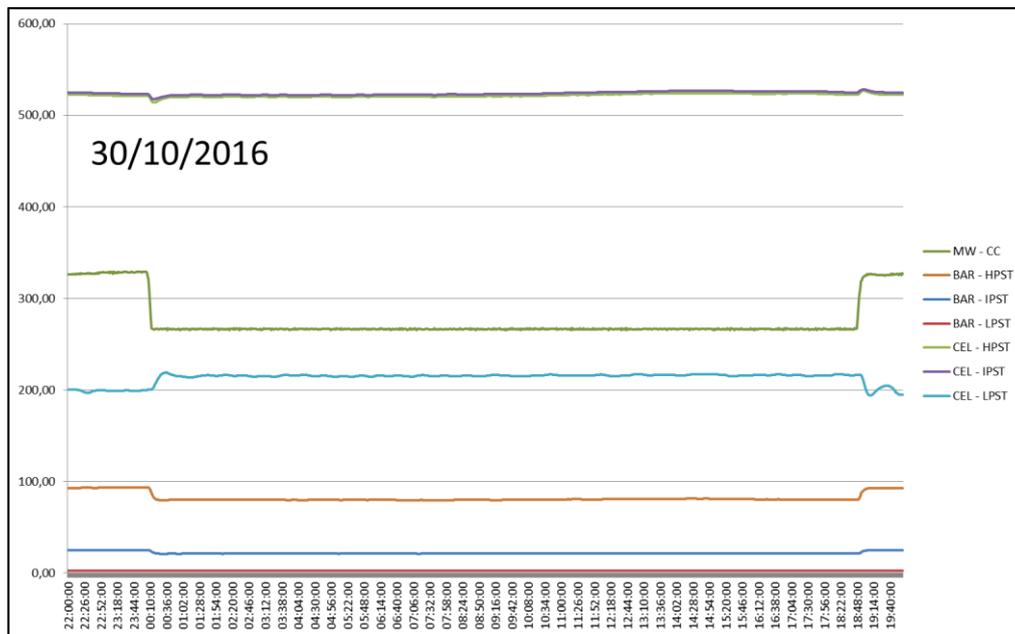


Ilustración 6 - Tiempo de estabilización Cambio de carga

⁴ Colbún, Anexo 2 de la Minuta Justificación de Parámetros de CT Neuhuenco I GMC N°108/2016, Mayo 2016, Santiago, Chile.

Reporte final de auditoría

Unidad:
Nehuenco I – Colbún

Autores:
A. Bednarck, C. Viana, C. Toro,
W. Buitrago J. Coelho, C. Espejo.

Revisión:
0

Fecha:
Marzo 2017

Departamento:
SESBR O&M / SESBR ENG.

Página:
16 de 21

Teléfono:
+55 21 3034 8901

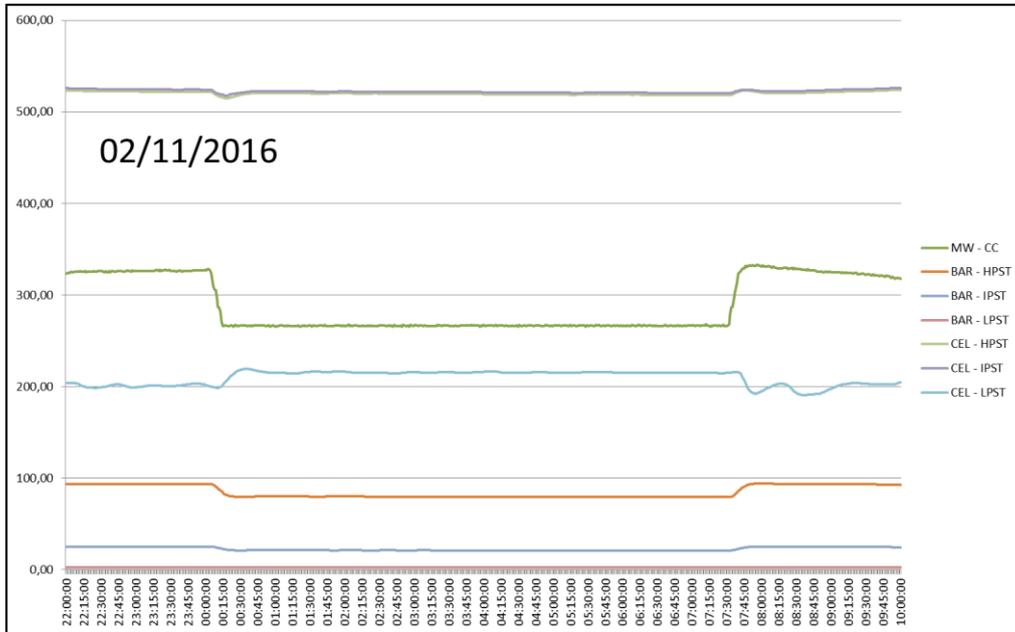


Ilustración 7 - Tiempo de estabilización Cambio de carga

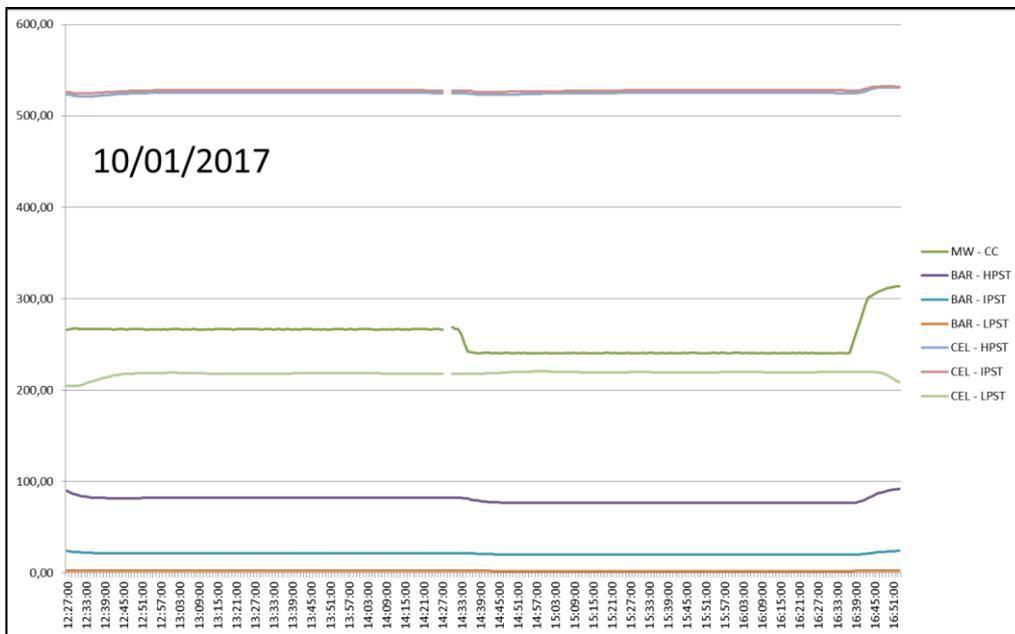


Ilustración 8 - Tiempo de estabilización Cambio de carga (Prueba operacional)

A través de los análisis y curvas de tendencias verificadas fue posible constatar que el valor de 02:00 horas informado no es consistente. Las evaluaciones identificaron que la Central Neuhuenco I logra estabilizar parámetros de temperatura y presión en un tiempo aproximado de 30 minutos. Debido a la falta de información de la expansión diferencial no fue posible identificar restricciones técnicas respecto de dilataciones térmicas. Sin embargo cambios de carga realizados con temperaturas constantes (En el rango de 75% – 100% de carga) generalmente no necesitan un tiempo de estabilización de acuerdo con nuestra experiencia. por otro lado cambios de carga debajo de 75% que pueden causar un cambio en los parámetros de temperatura, cuando ejecutados de acuerdo con la rampa de carga adecuada pueden tener un tiempo de

Reporte final de auditoría

Unidad: Nehuenco I – Colbún	Revisión: 0	Fecha: Marzo 2017	Página: 17 de 21
Autores: A. Bednarck, C. Viana, C. Toro, W. Buitrago J. Coelho, C. Espejo.		Departamento: SESBR O&M / SESBR ENG.	Teléfono: +55 21 3034 8901

estabilización de 0 a 30 minutos lo que no impide realizar cambios de carga en este tiempo desde que sean seguidas las limitaciones operacionales.

4.4 Tiempo mínimo fuera de servicio:

Para el análisis del estudio de los parámetros técnico y de operación fueron utilizados principalmente los documentos del fabricante (Siemens).

De acuerdo con el cuestionario Inicial de Auditoría - Anexo 2 Protocolo de Auditoría respondido por el coordinado y con base en los análisis realizados por STEAG, no existe diferencia entre la definición o interpretación utilizada por el Coordinado y la definición o interpretación utilizada por el Coordinador Eléctrico Nacional respecto del parámetro auditado.

El Coordinado relaciona el tiempo mínimo fuera de servicio con la normalización de las condiciones del ciclo agua-vapor en el caso del ciclo combinado y para el ciclo abierto con las condiciones de virado.

No fueron identificadas restricciones técnicas en los documentos enviados por el Coordinador que justifiquen el tiempo indicado por el Coordinado de 02:00 horas.

En los análisis realizados no fue posible identificar restricciones al respecto de las condiciones de virado y condiciones del ciclo agua vapor. Generalmente no existen restricciones técnicas relacionadas con las condiciones de virado y del ciclo agua vapor después de una secuencia de parada normal para una nueva partida en caliente.

De esta forma, los análisis realizados llevan a la conclusión de la no consistencia entre el valor de tiempo mínimo fuera de servicio informado.

4.5 Restricciones de número de partidas:

Para el análisis del estudio de los parámetros técnico y de operación fueron utilizados principalmente los documentos del fabricante (Siemens).

De acuerdo con el cuestionario Inicial de Auditoría - Anexo 2 Protocolo de Auditoría respondido por el Coordinado y con base en los análisis realizados por STEAG, existe diferencia entre la definición o interpretación utilizada por el Coordinado y la definición o interpretación utilizada por el Coordinador Eléctrico Nacional respecto del parámetro auditado. La respuesta del Coordinado informa que para la medición del parámetro de número de partidas, los valores informados fueron definidos en base a una condición de “largo plazo o valores promedios”. De esta forma se entiende que los valores informados fueron definidos con base en las condiciones operacionales definidas por el Coordinado.

Adicionalmente en el documento “GMC N° 108/2016 de 5 de mayo de 2016”, el Coordinado justifica la definición de este parámetro en razón de un fenómeno de desgaste denominado como “FAC – Flow Accelerated Corrosion” en el HRSG indicando se presenta principalmente en los arranques y paradas de la unidad.

Durante la visita técnica realizada fue solicitado el envío del documento técnico detallando la restricción o recomendación en relación al fenómeno FAC indicado y sus efectos en los límites de operación de la HRSG en relación a arranques y detenciones. No fueron recibidas informaciones al respecto de esta solicitud.

Los fabricantes de turbinas utilizan indicadores para el control de la operación y mantenimiento. En el caso de la central Nehuenco I y de acuerdo con los documentos “Cronograma de Paradas Programadas” y “Lifetime Extension For SIEMENS Gas Turbines”, el indicador EOH “Equivalent Operating Hours” que es definido principalmente por la combinación de horas de operación, partidas y paradas, determina la frecuencia y el tipo de intervenciones necesarias en el turbogenerador.

A pesar que los manuales de los turbogeneradores informan la influencia del número de partidas en el desgaste de los equipos y consecuentemente en la definición de los intervalos de inspección, no existen restric-

Reporte final de auditoría

Unidad: Nehuenco I – Colbún	Revisión: 0	Fecha: Marzo 2017	Página: 18 de 21
Autores: A. Bednarck, C. Viana, C. Toro, W. Buitrago J. Coelho, C. Espejo.		Departamento: SESBR O&M / SESBR ENG.	Teléfono: +55 21 3034 8901

ciones técnicas que limiten las unidades de generación a un valor determinado de partidas. Por lo tanto el parámetro analizado es considerado como no consistente.

4.6 Costo de Partida (Cp):

Para el análisis del estudio del parámetro de costo de partida, fueron utilizados principalmente las informaciones operacionales de consumo de combustible GNL, los registros de partida en frío mencionados en el Ítem 4.2 y documentos entregados por el Coordinado referente a los costos de los combustibles e insumos utilizados dentro su estructura de costos.

De acuerdo con el cuestionario Inicial de Auditoría - Anexo 2 Protocolo de Auditoría respondido por el Coordinado y con base en los análisis realizados por STEAG, no existe diferencia entre la definición o interpretación utilizada por el Coordinado y la definición o interpretación utilizada por el Coordinador Eléctrico Nacional respecto del parámetro auditado. Vale la pena mencionar que como la definición del parámetro no indica elementos específicos del tipo de costos que deben ser considerados dentro del costo de partida, queda a criterio del Coordinado escoger e informar la forma de cálculo del mismo. Las condiciones para la definición del parámetro del costo de partida fueron informadas por el Coordinado que informa que los ítems para componer el costo de partida son: Costo de combustible GNL en MMBTU, costo de consumos propios de energía en MWh, costo de mantenimiento con respecto al número de horas equivalentes de operación (EOH), químicos de makeup del condensador en m³ y químicos de makeup de las torres en toneladas.

Por medio de la carta GMC No. 108/2016 de 05/05/2016 dirigida al Coordinador, el Coordinado informó un cambio en su costo de partida para un valor actualizado de USD 89.257. El Auditor sólo tomó conocimiento de este documento durante el día de la visita 10/01/2017. Los costos presentados en este documento se indican en la tabla a continuación.

Ciclo Combinado - GNL				
Item	Unidad	Precio Unitario (USD)	Cantidad	Costo Item (USD)
Combustible GNL	MMBTU	12,35	5.166	63.794
Consumos Propios	MWh	64,30	16,50	1.061
Contrato de Mantenimiento	EOH	1.284	14,50	18.613
Químicos en Makeup Condensador	m ³	1,41	154,80	218
Químicos en Make-up torres	ton	4	1304,40	5.571
Total				89.257

Combustible GNL utilizado en arranque frío	97.616,40	[Kg]
--	-----------	------

Tabla 7 - Costo de partida informado Coordinado

Fue revisado el consumo aproximado de GNL durante una partida a frío por medio de un registro operacional utilizando el totalizador del flujo de gas natural a la turbina de gas. En el registro de la partida en frío del 15/10/2014 también analizado en el Ítem 4.2 y dentro de la sección de análisis del parámetro Tiempo de Partida a Frío, fue verificado un consumo de aproximadamente 3.933 MMBTU de GNL para el proceso de partida en frío hasta el mínimo técnico informado de 260 MW, lo que implicaría un costo de este ítem de USD 48.566.

Los costos de mantenimiento son calculado por el coordinado conforme las horas de partida en frío, adicionando un número de EOH de 10:00 horas más las horas de operación de la GT (horas equivalentes de operación de la TG en este caso por cada partida de las turbinas) y con referencia al costo variable del contrato de mantenimiento con la empresa realizar estos mantenimientos. Este factor de 10:00 horas por arranque fue verificado en el manual del fabricante Siemens. De esta forma el valor referente a este ítem en la Tabla 7 es aceptable. Aunque no es muy común incluir este tipo de ítems dentro de la estructura de costos de partida, se entiende que esto depende de la estructura de costos del Coordinado ya que la definición del parámetros no es muy clara en cuanto a los ítems específicos que deben ser incluidos en el cálculo del pa-

Reporte final de auditoría

Unidad: Nehuenco I – Colbún	Revisión: 0	Fecha: Marzo 2017	Página: 19 de 21
Autores: A. Bednarck, C. Viana, C. Toro, W. Buitrago J. Coelho, C. Espejo.	Departamento: SESBR O&M / SESBR ENG.		Teléfono: +55 21 3034 8901

rámetro. En relación a los precios indicados del contrato de mantenimiento no fueron identificados documentos de soporte dentro de los documentos recibidos.

El consumo propio de energía indicado fue de 64,30 MWh, por partida. Dentro de los datos de la partida mencionado no fue identificado los valores de importación de energía. En el caso del costo de los químicos para el agua make up de torres y condensador, el Coordinado presentó documentos aceptables que soportan los costos indicados.

Considerando entonces las cantidades estimadas del GNL (USD 48.566) como se mencionó antes, junto con los demás ítems mencionados del costo de partida, se puede llegar a un costo estimado de partida de USD 74.029 aproximadamente.

Al comparar el costo de partida inicialmente informado y declarado junto al Coordinador Eléctrico Nacional al inicio del proceso de auditoría, de USD 63.519 y el valor revisado de USD 89.257 como indicado en el Ítem 2.1, y revisar estos valores con el estimado se puede afirmar que este valor no es consistente.

El valor identificado de USD 74.029 caracteriza la no consistencia del costo de partida informado respecto al mínimo técnico informado, sin embargo la identificación de este valor no define el valor del costo de partida de la unidad generadora debido a que el costo de partida debe ser actualizado cuando el valor del mínimo técnico para esta unidad sea determinado.

Reporte final de auditoría

Unidad: Nehuenco I – Colbún	Revisión: 0	Fecha: Marzo 2017	Página: 20 de 21
Autores: A. Bednarck, C. Viana, C. Toro, W. Buitrago J. Coelho, C. Espejo.	Departamento: SESBR O&M / SESBR ENG.		Teléfono: +55 21 3034 8901

5 STEAG Energy Services do Brasil

STEAG Energy Services de Brasil actúa hace más de 15 años en el mercado, ofreciendo servicios de desarrollo de proyectos, ingeniería del propietario, consultorías de ingeniería, operación, mantenimiento y tecnología a través de los sistemas desarrollados por STEAG Energy Services GmbH para llevar a cabo los principales servicios con eficiencia. Actuamos en el mercado de generación de energía a través de diferentes fuentes. STEAG Energy Services de Brasil ya realizó servicios en América del Sur que cubren más de 5 GW de generación de energía.

6 Ilustraciones y Tablas

Ilustración 1 - Foto aérea Nehuenco I	3
Ilustración 2 - Mínimo Técnico.....	10
Ilustración 3 - Mínimo Técnico.....	11
Ilustración 4 - Prueba operacional (Min. Técnico).....	12
Ilustración 5 - Partida a Frío	14
Ilustración 6 - Tiempo de estabilización Cambio de carga.....	15
Ilustración 7 - Tiempo de estabilización Cambio de carga.....	16
Ilustración 8 - Tiempo de estabilización Cambio de carga (Prueba operacional)	16
Tabla 1 - Abreviaciones	2
Tabla 2 - Parámetros a ser evaluados	4
Tabla 3 - Valores Informados	4
Tabla 4 - Hallazgos.....	5
Tabla 5 - Definiciones	8
Tabla 6 - Comentarios a las Definiciones.....	9
Tabla 7 - Costo de partida informado Coordinado	18

7 Anexos

Anexo I – Protocolo Final de Auditoría aprobado por el Coordinador Eléctrico Nacional.

Lugar, fecha, Firma

Rio de Janeiro, Brasil, Marzo-2017