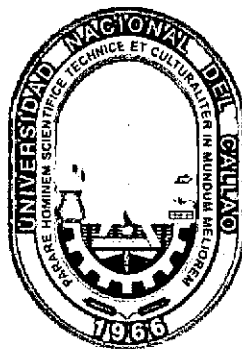


UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA - ENERGÍA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA



**“CICLO COMBINADO 3X1 DE LA
CENTRAL TÉRMICA CHILCA1 Y SU
EFECTO EN LA POTENCIA EFECTIVA Y
RENDIMIENTO DE LAS
CONFIGURACIONES OPERATIVAS -
LIMA”**

**TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO MECÁNICO
TOMÁS ALEX ATALAYA TAFUR**

Callao, Septiembre, 2014

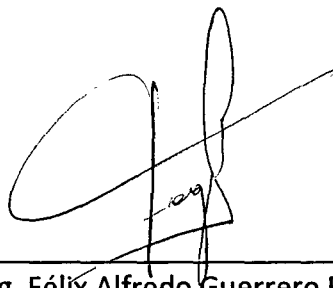
PERÚ

INFORME

El Presidente del Jurado Evaluador del I ciclo de tesis, informa que la sustentación de la tesis titulada: **“CICLO COMBINADO 3X1 DE LA CENTRAL TÉRMICA CHILCA1 Y SU EFECTO EN LA POTENCIA EFECTIVA Y RENDIMIENTO EN LAS CONFIGURACIONES OPERATIVAS - LIMA”**, presentado por el bachiller **ATALAYA TAFUR, Tomás Alex**, realizado el día 19 de setiembre del 2014; el mismo que fue aprobado como consta en el acta correspondiente.

Se emite el presente informe para los fines pertinentes.

Bellavista, 29 de setiembre del 2014



Mg. Félix Alfredo Guerrero Roldan
Presidente del Jurado Evaluador
I ciclo de tesis

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA - ENERGÍA

ACTA DE SUSTENTACIÓN DE TESIS

En el Auditorio "AUSBERTO ROJAS SALDAÑA", sito en la Av. Juan Pablo II N° 306 del distrito de Bellavista-Callao, siendo las 6:40:00 PM horas del día viernes 19 de setiembre del 2014, se reunieron los miembros del Jurado Evaluador del I Ciclo de Tesis (TITULACIÓN POR LA MODALIDAD DE TESIS CON CICLO DE TESIS) de la Facultad de Ingeniería Mecánica - Energía de la Universidad Nacional del Callao

Presidente : Mg. FÉLIX ALFREDO GUERRERO ROLDÁN
Secretario : Dr. JOSÉ HUGO TEZÉN CAMPOS
Vocal : Ing. HÉCTOR ALBERTO PAZ LÓPEZ
Suplente : Ing. MARTÍN TORIBIO SIHUAY FERNÁNDEZ

Designados por Resolución de Consejo de Facultad N° 069-2014-CF-FIME de fecha 10.07.14, a fin de proceder al acto de evaluación de la tesis titulada "CICLO COMBINADO 3X1 DE LA CENTRAL TÉRMICA CHILCAI Y SU EFECTO EN LA POTENCIA EFECTIVA Y RENDIMIENTO EN LAS CONFIGURACIONES OPERATIVAS - LIMA" presentada por el Señor Bachiller **ATALAYA TAFUR, Tomás Alex**.

Contando con la presencia del Supervisor General, Dr. JOSÉ RAMON CACERES PAREDES, Vicerrector de Investigación de la Universidad Nacional del Callao; Supervisor de la Facultad, Dr. Isaac Pablo Patrón Yturry, Decano de la Facultad de Ingeniería Mecánica-Energía; y, el Representante de la Comisión de Grados y Títulos de la Facultad de Ingeniería Mecánica-Energía, Ing. JUAN GUILLERMO MANCCO PEREZ.

A continuación, se dio inicio a la sustentación de la Tesis de acuerdo a lo normado por el Capítulo X (numerales 10.1 al 10.4) de la "Directiva para la Titulación Profesional por la Modalidad de Tesis con Ciclo de Tesis en la Universidad Nacional del Callao", aprobada por Resolución Rectoral N° 754-2013-R, de fecha 21 de agosto del 2013, modificada por la Resolución Rectoral N° 777-2013-R de fecha 29 de agosto del 2013, la resolución Rectoral N° 281-2014-R del 14 de abril del 2014 con la que se modifica el artículo 4.5 del capítulo IV de la organización del ciclo de tesis de la directiva N° 012-2013-R así como también de acuerdo a lo normado, en la parte pertinente, por el Reglamento de Grados y Títulos de Pregrado de la Universidad Nacional del Callao, aprobado por Resolución de Consejo Universitario N° 082-2011-CU de fecha 29 de abril del 2011.

Culminado el acto de exposición, los señores miembros del Jurado Evaluador procedieron a formular las preguntas al indicado Bachiller, las mismas que fueron absueltas satisfactoriamente.

Luego de un cuarto intermedio, para la deliberación en privado del Jurado respecto a la evaluación de la tesis, se ACORDÓ: CALIFICAR la tesis sustentada por el Señor Bachiller **ATALAYA TAFUR, Tomás Alex**, para optar el Título Profesional de Ingeniero Mecánico por la modalidad de tesis con Ciclo de Tesis, según la puntuación cuantitativa y cualitativa que a continuación se indica:

CALIFICACIÓN CUANTITATIVA	CALIFICACIÓN CUALITATIVA
14 (CATORCE)	BUENO

Finalmente, se procedió a leer en público el acta de sustentación.

Siendo las 7:15:00 PM horas del día viernes 19 de setiembre del dos mil catorce, el señor Presidente del Jurado dio por concluido el acto de sustentación de tesis.

En señal de conformidad con lo actuado, se levanta la presente Acta.

Mg. FÉLIX ALFREDO GUERRERO ROLDÁN
PRESIDENTE

Dr. JOSÉ HUGO TEZÉN CAMPOS
SECRETARIO

Ing. HÉCTOR ALBERTO PAZ LÓPEZ
VOCAL

Ing. MARTÍN TORIBIO SIHUAY FERNÁNDEZ
SUPLENTE

DEDICATORIA

Con mucho afecto a las personas que hicieron todo en la vida para que yo pudiera lograr mis objetivos, por darme motivos para superarme y ver más allá de lo que veo, les dedico esta tesis; Don, Doña, Jacky y Bush, porque siempre estuvieron, están y estarán mis pensamientos.

AGRADECIMIENTO

A mis maestros que influyeron con sus lecciones, a mis compañeros de clase y trabajo que siempre nos apoyamos, a mi mentor Amadeo Carrillo quien me dio la oportunidad de desempeñarme en mi profesión y a la vida por llenarme de experiencias en formarme como una persona de bien y preparada para los retos que ella misma impone, a todos y cada uno de ellos les agradezco su existencia.

INDICE

RESUMEN	6
ABSTRACT	7
CAPITULO I	8
1. PLANTEAMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN	8
1.1. Identificación del problema	8
1.2. Formulación del problema	9
1.3. Objetivos de la investigación	10
1.4. Justificación	11
1.5. Importancia	11
CAPITULO II	12
2. MARCO TEÓRICO	12
2.1. Antecedentes del estudio	12
2.2. Marco Conceptual	14
2.2.1. Bases teóricas de ciclo combinado	14
2.2.2. Configuraciones operativas	18
2.2.3. Potencia efectiva y rendimiento en centrales	18
2.3. Normatividad	22
CAPITULO III	23
3. VARIABLES E HIPÓTESIS	23
3.1. Variables de la investigación	23
3.2. Operacionalización de las variables	23
3.3. Hipótesis	24
CAPITULO IV	25
4. METODOLOGÍA	25
4.1. Tipo de la investigación	25
4.2. Diseño de la investigación	25
4.2.1. Parámetros básicos de la investigación	25
4.2.2. Etapas de la investigación	26
4.2.3. Detalles de la investigación	26

4.3. Técnicas e instrumentos de recolección de datos	41
4.3.1. Puntos de medición convencionales	43
CAPITULO V.....	46
5. RESULTADOS	46
5.1. Resultados de Potencia Efectiva	46
5.2. Resultados de Rendimiento.....	47
CAPITULO VI.....	49
6. DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	49
6.1. Contrastación de hipótesis con los resultados.....	49
6.2. Contrastación de resultados con otros estudios similares.....	49
CAPITULO VII.....	50
7. CONCLUSIONES	50
CAPITULO VIII.....	51
8. RECOMENDACIONES.....	51
CAPITULO IX.....	52
9. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	52

ÍNDICE DE CUADROS

CUADRO N° 1.1: CONFIGURACIONES OPERATIVAS	9
CUADRO N° 3.1: OPERACIONALIZACIÓN DE LAS VARIABLES.....	23
CUADRO N° 4.1: TIPO DE LA INVESTIGACIÓN.....	25
CUADRO N° 4.2: REAGRUPAMIENTO DE CONFIGURACIONES OPERATIVAS	26
CUADRO N° 4.3: CONDICIONES DE POTENCIA EFECTIVA Y DE REFERENCIA.....	27
CUADRO N° 4.4: REGISTROS DE ENSAYO EJEMPLO CC 2X1	38
CUADRO N° 4.5: CARACTERÍSTICA DEL GAS NATURAL	39
CUADRO N° 4.6: TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN	43
CUADRO N° 4.7: VARIABLES MEDIDAS E INSTRUMENTOS UTILIZADOS.....	43
CUADRO N° 5.1: RESULTADOS DE POTENCIA EFECTIVA EN CICLOS SIMPLES	46
CUADRO N° 5.2: RESULTADO DE POTENCIA EFECTIVA EN CICLO COMBINADO PARCIAL	46
CUADRO N° 5.3: RESULTADOS DE RENDIMIENTO EN CICLOS SIMPLES	47
CUADRO N° 5.4: RESULTADOS DE RENDIMIENTO EN CICLOS COMBINADOS PARCIALES	48

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA N° 2.1: ESQUEMA DE UN CICLO BRAYTON.....	15
FIGURA N° 2.2: ESQUEMA DE CICLO RANKINE.....	16
FIGURA N° 2.3: ESQUEMA BÁSICO DE UN CICLO COMBINADO.....	17
FIGURA N° 2.4: PROCEDIMIENTO DE CORRECCIÓN.....	21
FIGURA N° 4.1: CURVA DE CORRECCIÓN POR TEMPERATURA AMBIENTE.....	30
FIGURA N° 4.2: CURVA DE CORRECCIÓN POR PRESIÓN AMBIENTE	31
FIGURA N° 4.3: CURVA DE CORRECCIÓN POR HUMEDAD RELATIVA - POTENCIA	32
FIGURA N° 4.4: CURVA DE CORRECCIÓN POR HUMEDAD RELATIVA – HEAT RATE.....	33
FIGURA N° 4.5: CURVA DE CORRECCIÓN POR Δ PRESIÓN EN GASES DE ESCAPE	34
FIGURA N° 4.6: ESQUEMA HIPOTÉTICO DE CORRELACIONES.....	36
FIGURA N° 4.7: CURVA DE CORRECCIÓN POR TEMPERATURA AMBIENTE – TV	39
FIGURA N° 4.8: PLANO DE UBICACIÓN DE LA C.T. CHILCA1	41
FIGURA N° 4.9: CENTRAL TÉRMICA CHILCA 1.....	42
FIGURA N° 4.10: SALA DE CONTROL DE LA C.T. CHILCA1.....	42
FIGURA N° 4.11: PUNTOS DE MEDICIÓN.....	43
FIGURA N° 4.12: IMÁGENES DE LOS INSTRUMENTOS UTILIZADOS	44

ANEXOS

Anexo A: Matriz de consistencia.

Anexo B: Correlación Múltiple Lineal.

Anexo C: Cuadros de cálculo en hojas Excel.

Anexo D: Actas de Ensayo de la C.T Chilca1.

Anexo E: Procedimiento Técnico PR-17 – COES

Anexo F: Contrastación de datos teóricos con datos reales

RESUMEN

Según el procedimiento técnico PR17-COES, se debe realizar ensayos de potencia efectiva y rendimiento en las Centrales Termoeléctricas, en todas sus configuraciones operativas posibles.

La C.T. Chilca1, cuenta con 10 configuraciones operativas, pero se realizó solo un ensayo a ciclo combinado 3x1 del cual se pudo evaluar y determinar la potencia efectiva y rendimiento de las otras 09 configuraciones operativas.

La metodología de la investigación utilizada en la presente tesis es del tipo tecnológica aplicada y de nivel correlacional, con el objetivo de hallar un tipo de correlación y una metodología de cálculo que permita determinar la potencia efectiva y rendimiento para las configuraciones operativas mencionadas de la C. T. Chilca1.

Finalmente haciendo uso de un factor de corrección adicional de determina la potencia para las configuraciones de ciclo simple en las turbinas a gas y mediante una correlación múltiple lineal se logra determinar la potencia de la TV para cada configuración operativa de las configuraciones operativas restantes mencionadas. Los resultados fueron contrastados con lecturas reales obteniendo una variación promedio de 2.3%.

Palabras clave:

Central Termoeléctricas, Ciclo combinado, Potencia efectiva, Rendimiento, Turbinas a gas y vapor, Correlaciones, Ensayos.

ABSTRACT

According to the technical process PR17-COES, tests should be performed effective power and performance in thermoelectric power stations, in all possible operating configurations.

The C. T. Chilca1 has 10 operating configurations, but only one trial was conducted to 3x1 combined cycle which could evaluate and determine the effective power and performance to the other 09 operating configurations.

The research methodology used in this thesis is the technology applied and correlational type level with the aim of finding a type of correlation and calculation methodology to determine the effective power and performance to the aforementioned operational configurations CT Chilca1.

Finally making use of a correction factor determined additional power for configurations in simple cycle gas turbines and by a linear multiple correlation is achieved determine the potency of the TV operating configuration for each of said remaining operating configurations. The results were compared with actual readings obtained an average change of 2.3%.

Keywords:

Thermoelectric Central, Combined cycle, effective power, performance, gas and steam turbines, Correlations, Essays.

CAPITULO I

1. PLANTEAMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN

1.1. Identificación del problema

La Central Térmica Chilca¹, ubicada en el distrito de Chilca, provincia de Cañete - departamento de Lima, perteneciente a la empresa ENERSUR S.A., empresa dedicada a la generación de energía eléctrica para el SEIN¹, la C.T. Chilca¹ utiliza solo como gas natural y cuenta con 03 unidades de turbina a gas y 01 unidad de turbina a vapor de las cuales se pueden obtener hasta 10 distintas configuraciones operativas posibles (véase CUADRO N° 1.1 en la página 9) siendo la configuración operativa predilecta el Ciclo Combinado 3x1.

El problema surge cuando se quiere evaluar la operación de generación en las diferentes configuraciones operativas teniendo solo como referencia los datos de los ensayos de la configuración CC 3x1 (Ver Anexo D) de tal forma que se evitaría realizar todos los ensayos para las nueve configuraciones operativas restantes.

¹ SEIN son las siglas de Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

CUADRO N° 1.1: CONFIGURACIONES OPERATIVAS

N°	CONFIGURACIÓN OPERATIVAS	DESIGNACIÓN
1	Ciclo simple unidad TG1	CS TG1
2	Ciclo simple unidad TG2	CS TG2
3	Ciclo simple unidad TG3	CS TG3
4	Ciclo combinado unidades TG1 y TV	CC 1x1 (TG1 + TV)
5	Ciclo combinado unidades TG2 y TV	CC 1x1 (TG2 + TV)
6	Ciclo combinado unidades TG3 y TV	CC 1x1 (TG3 + TV)
7	Ciclo combinado unidades TG1, TG2 y TV	CC 2x1 (TG1 + TG2 + TV)
8	Ciclo combinado unidades TG2, TG3 y TV	CC 2x1 (TG2 + TG3 + TV)
9	Ciclo combinado unidades TG1, TG3 Y TV	CC 2x1 (TG1 + TG3 + TV)
10	Ciclo combinado unidades TG1, TG2, TG3 Y TV	CC 3x1 (TG1 + TG2 + TG3 + TV)

Fuente: Elaboración Propia.

Por lo cual se debe determinar la potencia efectiva y rendimiento de las configuraciones faltantes sin realizar ensayos para cada caso.

1.2. Formulación del problema

1.2.1. Problema principal

¿Cómo relacionar la configuración de ciclo combinado 3x1 para obtener la potencia efectiva y el rendimiento para cada configuración operativa en central termoeléctrica Chilca1 – Lima?

1.2.2. Problemas específicos

- ¿Qué tipo de correlación establece la potencia deducida para cada configuración de operación?

- ¿Qué metodología de cálculo de corrección determina la potencia efectiva y rendimiento para cada configuración de operación?

1.3. **Objetivos de la investigación**

1.3.1. Objetivo general

Relacionar las configuraciones operativas mediante los ensayos de potencia de ciclo combinado 3x1 para determinar la potencia efectiva y rendimiento de la central térmica Chilca1 – Lima

1.3.2. Objetivos específicos

- ✓ Definir un tipo de correlación que establezca la potencia deducida para cada configuración operativa.

- ✓ Desarrollar una metodología de cálculo de corrección para determinar la potencia efectiva y el rendimiento para cada configuración operativa.

1.4. Justificación

Se ha realizado ensayos de potencia efectiva y rendimiento (EPER) para el ciclo combinado 3x1 y el costo total de combustible, gas natural, utilizado para este ensayo se encuentra alrededor de US\$ 43 mil, el realizar ensayos para las otras 09 configuraciones faltantes involucran un costo total estimado en solo combustible de cerca de US\$ 170 mil, por este motivo se lograría un ahorro considerable al evitar realizar los ensayos para cada configuración. También considerando que para cada configuración se requiere 07 horas de ensayo, lo cual representaría un ahorro de 63 horas de generación a sin variación de cargas o modos de operación poco eficientes.

1.5. Importancia

Los resultados finales obtenidos contribuyen a una nueva metodología para la evaluación de potencia efectiva y rendimiento que podría ser anexado al procedimiento del COES² PR-17. Finalmente el impacto generado por este estudio puede ser generalizado, siendo aplicable con sus respectivas particularidades, para otras centrales térmicas que operen en ciclo combinado y cuenten con distintas configuraciones operativas.

² COES: Comité de Operación Económica del Sistema

CAPITULO II

2. MARCO TEÓRICO

2.1. Antecedentes del estudio

- a) En Mayo del 2011 en la Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Departamento de Ingeniería Eléctrica se presentó la Tesis: ***“Modelación de centrales térmicas de ciclo combinado y su aplicación en el problema de pre despacho de unidades”***, por Rodrigo Heraldo Sepúlveda para optar el título de Ingeniero Civil Electricista.

Al respecto, una de las conclusiones que menciona es:

Se reconocen las características relevantes de operación de una unidad de ciclo combinado, mediante la elaboración de ejemplos simples que muestran la aplicabilidad de las formulaciones tipo MILP³ implementadas. Estas permiten mejorar la modelación permitiendo agregar nuevos aspectos de la operación.

Lo cual es considerado como información descriptiva para la determinación de las configuraciones operativas y la aplicación de formulaciones tipo MILP que permiten realizar un modelo en la metodología para el caso de los ciclos combinados parciales de la Central Térmica Chilca

³ Sigas en inglés de Problema Entero Lineal Mixto (Mixed Integer Linear Problem)

- b) El COES en el 2013 a través de su página WEB realizó la siguiente publicación: **“Estudio de determinación de potencia efectiva y rendimiento de la Central Térmica Chilca1 - Ciclo Combinado 3x1”**. Elaborado por la consultora Hamek Ingenieros Asociados S.A.C

De acuerdo con este estudio en la central térmica Chilca1, se determinó de potencia efectiva y rendimiento para la configuración operativa; ciclo combinado 3x1 para distintas cargas.

De los ensayos realizados en la C.T. Chilca1 en su configuración operativa 3x1, se extrae toda la información de los registros obtenidos tales como, Parámetros eléctricos, ambientales y mecánicos curvas de comportamiento de las unidades térmicas, etc. Estos datos son parte del desarrollo de la presente Tesis servirán como base para el desarrollo de la Tesis.

- c) El COES en el 2012 a través de su página WEB realizó la siguiente publicación: **“Estudio de determinación de potencia efectiva y rendimiento de la Central Térmica Ventanilla”**. Elaborado por la consultora Hamek Ingenieros Asociados S.A.C, de acuerdo a los resultados obtenidos en dicho estudio, en la central térmica Ventanilla también se opera bajo un ciclo combinado y cuenta con 02 turbinas a gas y 01 turbina vapor, se

determinó la potencia efectiva y rendimiento para cada una de sus 05 configuraciones operativas posibles.

Este estudio se toma como contraste, ya que para el caso de la C.T. Ventanilla sí se ejecutaron los ensayos para cada una de sus configuraciones operativas posibles, de tal modo que posibilita contrastar los resultados de la metodología planteada en el capítulo IV de la presente tesis y los resultados obtenidos en dicho estudio.

2.2. Marco Conceptual

2.2.1. Bases teóricas de ciclo combinado

¿Qué es ciclo combinado?

Se puede definir un ciclo combinado como el acoplamiento de dos ciclos termodinámicos, uno que opera a alta temperatura y otro con menores temperaturas de trabajo. El calor residual del proceso de generación de trabajo neto del ciclo de alta temperatura se aprovecha en su mayor parte en un intercambiador de calor para producir trabajo en un ciclo termodinámico de baja temperatura⁴.

El ciclo combinado al que se hace referencia la presente TESIS está compuesto por turbinas a gas y turbina a vapor.

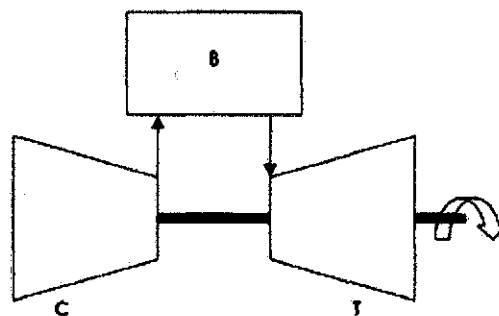
⁴ Párrafo extraído de la página 21 del libro: CENTRALES TÉRMICAS DE CICLO COMBIANDO Teoría y proyecto – Santiago Sabugal García, España 2006.

Turbinas a Gas

Una turbina de gas, es una turbo máquina motora, cuyo fluido de trabajo es un gas. Como la compresibilidad de los gases no puede ser despreciada, las turbinas a gas son turbo máquinas térmicas. Comúnmente se habla de las turbinas a gas por separado de las turbinas ya que, aunque funcionan con sustancias en estado gaseoso, sus características de diseño son diferentes, y, cuando en estos términos se habla de gases, no se espera un posible cambio de fase, en cambio cuando se habla de vapores sí.

Las turbinas de gas son usadas en los ciclos de potencia como el ciclo Brayton y en algunos ciclos de refrigeración. Es común en el lenguaje cotidiano referirse a los motores de los aviones como turbinas, pero esto es un argot técnico, ya que éstos son turborreactores los cuales son máquinas que, entre otras cosas, contienen una turbina de gas en su funcionamiento.

FIGURA N° 2.1: ESQUEMA DE UN CICLO BRAYTON.

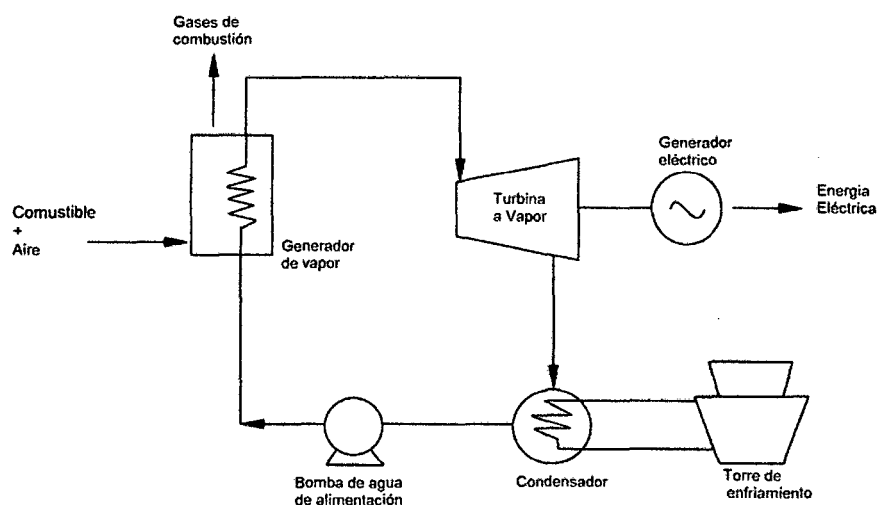


C representa al compresor, B al quemador y T a la turbina.

Turbinas a Vapor

Una turbina de vapor es una turbo máquina motora, que transforma la energía de un flujo de vapor en energía mecánica a través de un intercambio de cantidad de movimiento entre el fluido de trabajo (entiéndase el vapor) y el rodete, órgano principal de la turbina, que cuenta con palas o álabes los cuales tienen una forma particular para poder realizar el intercambio energético. Las turbinas de vapor están presentes en diversos ciclos de potencia que utilizan un fluido que pueda cambiar de fase, entre éstos el más importante es el Ciclo Rankine, el cual genera el vapor en una caldera, de la cual sale en unas condiciones de elevada temperatura y presión. En la turbina se transforma la energía interna del vapor en energía mecánica que, típicamente, es aprovechada por un generador para producir electricidad.

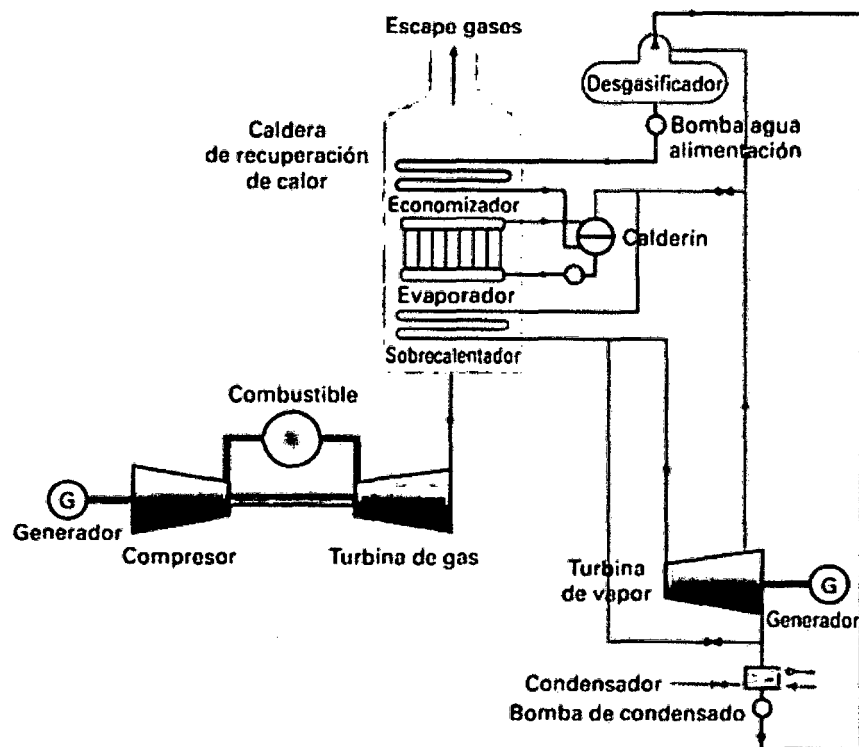
FIGURA N° 2.2: ESQUEMA DE CICLO RANKINE



Calderas de recuperación de calor

La caldera de recuperación de calor o HRSG⁵ en un ciclo combinado es el elemento encargado de aprovechar la energía de los gases de escape de la turbina de gas transformándola en vapor. Con posterioridad, ese vapor puede transformarse en energía eléctrica por una turbina de vapor, estos también pueden ser utilizados en procesos industriales o en sistemas de calefacción centralizados.

FIGURA N° 2.3: ESQUEMA BÁSICO DE UN CICLO COMBINADO



⁵ HRSG termino por sus siglas en ingles de Heat Recovery Steam Generator

2.2.2. Configuraciones operativas

Se denomina configuraciones operativas de la central térmica a la forma como se disponen las unidades de generación con las que cuentan la central térmica para operar y producir energía. Siendo posible que cada unidad de generación con algún modo de operación adicional propio, como por ejemplo: Operación con diésel o gas natural.

2.2.3. Potencia efectiva y rendimiento en centrales termoeléctricas

Definiciones de los términos básicos

El Ensayo de Medición de la Potencia Efectiva y el Rendimiento de una unidad generadora es el conjunto de pruebas que se efectúan para determinar los valores de la potencia efectiva y rendimiento de las unidades involucradas mediante un proceso de medición para su posterior cálculo.

La Potencia Efectiva de una determinada unidad termoeléctrica es la potencia continua (antes de los servicios auxiliares) entregada por la unidad, correspondiente a los bornes de generación, cuando opera a Condiciones de Potencia Efectiva y a máxima carga.

Condiciones de Potencia Efectiva son las imperantes cuando las condiciones ambientales corresponden a la presión

atmosférica, temperatura de bulbo seco, humedad relativa y temperatura de la fuente fría que se definen a continuación, y que se designan como presión ambiente de potencia efectiva, temperatura ambiente de potencia efectiva, humedad relativa de potencia efectiva y temperatura de fuente fría de potencia efectiva.

Presión ambiente de potencia efectiva: Es la que corresponde a la altura a la que está instalada la unidad.

Temperatura ambiente de potencia efectiva: es igual al promedio de las temperaturas máximas medias mensuales de la zona, contado sobre el período de los últimos 20 años. En caso de no existir registros para el período se tomarán los registros existentes y se someterán a consideración del COES.

Las máximas medias mensuales de temperatura se obtienen de alguna fuente confiable (SENAMHI⁶, CORPAC⁷), para la localidad más cercana a la central térmica.

Humedad Relativa de potencia efectiva: es un valor representativo de las condiciones atmosféricas de la zona, obtenido en primera instancia como el promedio de promedios anuales a lo largo del mismo período para el que se calcula la Temperatura ambiente de potencia efectiva. De no existir datos o si estos fueran incompletos, se elegirá el promedio de valores

⁶ Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología

⁷ Corporación Peruana de Aeropuertos y Aviación Comercial

registrados disponibles, los que se someterán a consideración del COES.

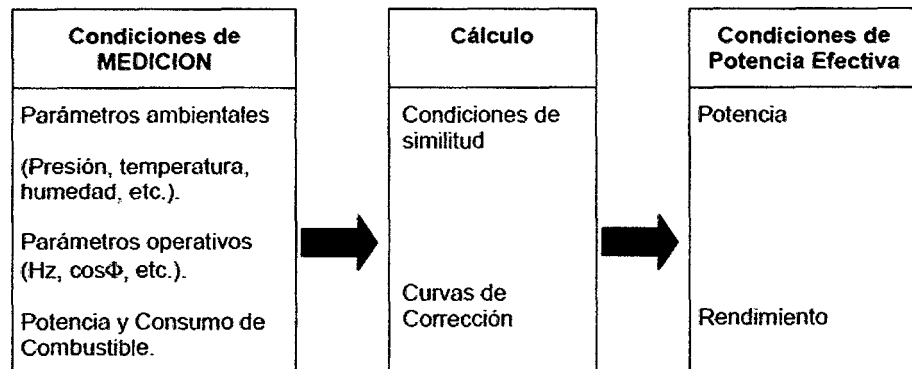
Temperatura de fuente fría de potencia efectiva: se tendrá en consideración en caso de las centrales a vapor o de ciclo combinado en que la fuente fría para condensación del vapor agotado sea distinta a la atmósfera, como una fuente de agua tal como una laguna, pozo, lago, río, o mar.

Se escogerá como temperatura representativa al promedio de máximos mensuales de la fuente fría, durante el mismo período que se usó para la Temperatura ambiente de potencia efectiva. En caso de no existir registros, que estos sean muy incompletos o poco confiables, se elegirá un valor de temperatura que guarde la misma distancia con la Temperatura ambiente de potencia efectiva que la que guarden los promedios de las temperaturas de la fuente fría y de bulbo seco registradas durante el ensayo.

Máxima carga o plena carga: es la que corresponde a lo que el operador de la planta determine como tal, sin incurrir en sobrecarga.

Corrección por desviaciones, en la FIGURA N° 2.4 (Ver Pág. 21) indica el procedimiento que se sigue.

FIGURA N° 2.4: PROCEDIMIENTO DE CORRECCIÓN



La potencia y el Rendimiento de las unidades termoeléctricas a Condiciones de Potencia Efectiva se obtienen aplicando a la Potencia y Rendimiento a Condiciones de Ensayo factores de corrección por condiciones ambientales (presión atmosférica, temperatura ambiente, humedad, temperatura de la fuente fría) y por variables operativas (velocidad de giro, poder calorífico del combustible, consumo de auxiliares, factor de potencia, inyección de agua a la cámara de combustión, entre otras).

En primer lugar se determina los factores de corrección aplicables, para llevar de una condición operativa (condición "x", de Ensayo) a otra (condición "y", de Potencia efectiva), de similar modo para el caso de rendimiento.

Cabe mencionar que las curvas de corrección para rendimiento según el fabricante pueden estar dadas en función a la eficiencia o al Heat Rate⁸.

⁸ Consumo especificado de calor [BTU/kWh]

2.3. Normatividad

El desarrollo del presente informe de tesis se encuentra bajo la normativa estipulada en el COES y fiscalizada por OSINERMIN, siendo su funcionalidad:

- Procedimiento técnico del comité de operación económica del SINAC PR – 17: Determinación de la potencia efectiva y rendimiento de las centrales termoeléctricas
 - ✓ Aprobado en S.D. N° 75 del 08 de julio de 1998.
 - ✓ Modificación aprobada en S.D. N° 76 del 12 de agosto de 1998.
 - ✓ Modificación aprobada en S.D. N° 128 del 25 de agosto de 2000.
 - ✓ Aprobado según RM N° 143-2001-EM/VME del 26 de marzo de 2001.

A su vez dicho procedimiento menciona como referencias las siguientes normas:

Para el caso de Turbinas a Gas:

- Norma ISO 2314:1989⁹ Gas turbines - Acceptance tests,
Capítulo 8

Para el caso de Turbinas a Vapor:

Norma DIN1943:1975 Thermal acceptance tests of steam turbines,
Secciones 6 a 8

⁹ Actualmente ya se cuenta con la versión ISO 2314:2009.

CAPITULO III

3. VARIABLES E HIPÓTESIS

3.1. Variables de la investigación

- Variable independiente: Las configuraciones operativas de la central térmica Chilca1
- Variable dependiente: La potencia efectiva y el rendimiento de la Central térmica Chilca1

3.2. Operacionalización de las variables

A continuación en el en el CUADRO N° 3.1, se describe la operacionalización de las variables intervinientes en la presente tesis.

CUADRO N° 3.1: OPERACIONALIZACIÓN DE LAS VARIABLES

VARIABLE	DIMENSIÓN	INDICADORES
Independiente Configuraciones operativas de ciclo combinado	Análisis de los modos de operación de la central térmica Chilca 1	Tipo de correlación
		Metodológica de cálculo y corrección
Dependiente La potencia efectiva y el rendimiento de la Central térmica Chilca1	Evaluación de la metodología planteada.	Potencia deducida para cada configuración de operación.
		Potencia efectiva y rendimiento para cada configuración operativa.

3.3. Hipótesis

3.3.1. Hipótesis general:

Si se relacionan adecuadamente la configuración de ciclo combinado 3x1 se logrará obtener la potencia efectiva y el rendimiento en las configuraciones operativas en la central termoeléctrica.

3.3.2. Hipótesis específicas:

- El tipo de correlación establece la potencia deducida para cada configuración de operación.
- La metodología de cálculo de corrección determina la potencia efectiva y rendimiento para cada configuración de operación.

CAPITULO IV

4. METODOLOGÍA

4.1. Tipo de la investigación

Para tener un mejor entendimiento del tipo de investigación desarrollada se presenta a continuación el CUADRO N° 4.1:

CUADRO N° 4.1: TIPO DE LA INVESTIGACIÓN

CONSIDERACIÓN	TIPO DE INVESTIGACIÓN
Según el propósito de la investigación	Tecnológica aplicada Nivel: Correlacional
Según la evolución del fenómeno	Transversal
Según el tiempo de ocurrencia de los hechos	Retrospectivo

4.2. Diseño de la investigación

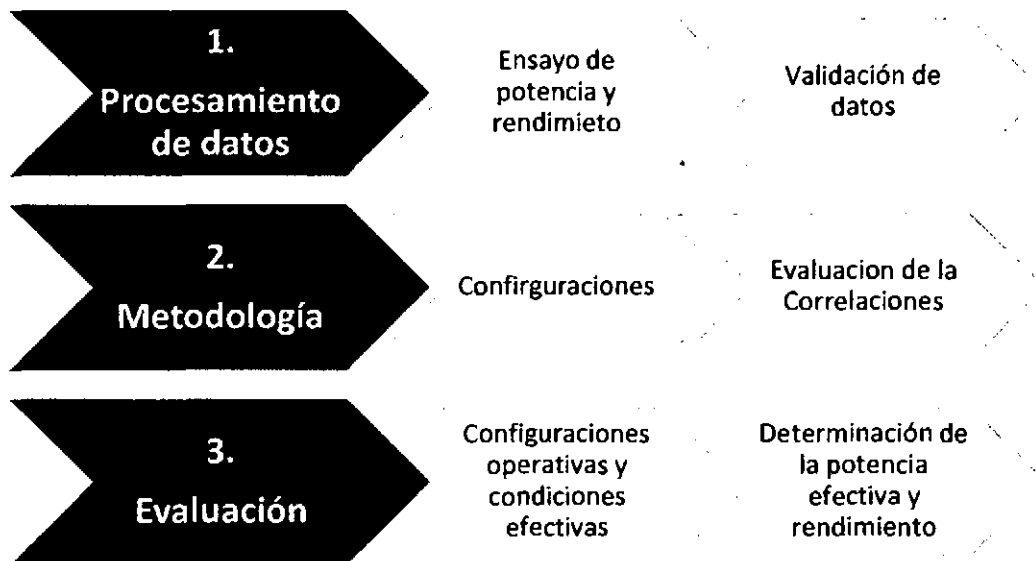
La presente investigación ha sido trabaja bajo un diseño no experimental.

4.2.1. Parámetros básicos de la investigación¹⁰

- ✓ Potencia en los bornes de generación.
- ✓ Temperatura ambiente.
- ✓ Presión ambiente.
- ✓ Humedad Relativa.
- ✓ Consumo de combustible.
- ✓ Temperatura de gases de escape.

¹⁰ Estos parámetros fueron registrados durante los ensayos de ciclo combinado 3x1 realizados el 30 de julio del 2013. (Ver Apéndice)

4.2.2. Etapas de la investigación



4.2.3. Detalles de la investigación

De acuerdo al CUADRO N° 1.1 (ver pág. 9), se reagrupó las distintas configuraciones operativas de la central térmica Chilca1, tal como se muestra en el CUADRO N° 4.2, con objetivo de separar la metodología a aplicar según el modo de operación de las unidades térmicas

CUADRO N° 4.2: REAGRUPAMIENTO DE CONFIGURACIONES OPERATIVAS

Nº	DESIGNACIÓN	GRUPO	FACTORES DE CORRECCIÓN
1	CS TG1	Unidades operando en ciclo simple	Presión, Temperatura, Humedad Relativa y Delta de Presión de los Gases de Escape.
2	CS TG2		
3	CS TG3		
4	CC 1x1 (TG1 + TV)	Unidades operando en ciclo combinado	Presión, Temperatura y Humedad Relativa
5	CC 1x1 (TG2 + TV)		
6	CC 1x1 (TG3 + TV)		
7	CC 2x1 (TG1 + TG2 + TV)		
8	CC 2x1 (TG2 + TG3 + TV)		
9	CC 2x1 (TG1 + TG3 + TV)		

Fuente: Elaboración Propia.

Unidades operando en ciclo simple

Cuando las turbinas a gas operan en ciclo combinado los gases de combustión que son aprovechados en la caldera de recuperación de calor salen de la turbina con una presión mayor a la que saldrían cuando operan en ciclo simple, debido a que la caldera de recuperación de calor produce una ligera contra presión a la libre salida de gases de escape.

Por lo tanto, la corrección de las unidades TG¹¹.

Para los cálculos de la potencia efectiva se ha tomado en cuenta la definición estipulada en el Procedimiento PR-17, según la cual se han definido las condiciones de potencia efectiva y condiciones de referencia, que se indica en el siguiente CUADRO N° 4.3:

CUADRO N° 4.3: CONDICIONES DE POTENCIA EFECTIVA Y DE REFERENCIA

Parámetros ambientales	Unidad	Condiciones de Potencia Efectiva ⁽¹⁾	Condiciones de Referencia de Fabricante ⁽²⁾
Temperatura	° C	19.3	19
Humedad relativa	%	93.2	79
Presión	kPa	100.9	100.7
Delta de presión de gases de escape	mBar	-	13.23

(1) Las condiciones de potencia efectiva referidas a la temperatura, humedad relativa y presión ambiente han sido definidas en función a los datos obtenidos de SENAMHI.
(2) Estas condiciones son las que han sido tomadas en cuenta en las curvas de corrección del fabricante para las unidades TG2, TG3; para el caso de la unidad TG 1, el fabricante considera las curvas de corrección en base a las condiciones ISO.

Fuente: Elaboración Propia.

¹¹ Turbinas a Gas

1) **Cálculo de la potencia efectiva**, la cual ha sido determinado de forma independiente para cada conjunto.

a) Primero se lleva todos los datos válidos de la potencia de ensayo unidades TG (POT_{yTG}) a las condiciones de referencia (POT_{rTG}); para lo cual se aplica las correcciones por temperatura (K_{yrT}), presión (K_{yrP}) y humedad relativa (para el este caso de la unidad TG21 humedad específica) (K_{yrHrel}) y Delta de presión de gases de escape (K_{yrPge}).

$$POT_{rTG} = \frac{POT_{yTG}}{K_{yrT} * K_{yrP} * K_{yrHrel} * K_{yrPge}}, \quad (i)$$

b) Finalmente se lleva todos los datos de potencia calculados a las condiciones de referencia (POT_{rTG}) a las condiciones de potencia efectiva (POT_{xTG}), aplicando igualmente los factores de corrección por temperatura (K_{rxT}), humedad específica (K_{rxHR}), presión (K_{rxP}).

$$POT_{xTG} = POT_{rTG} * K_{rxT} * K_{rxP} * K_{rxHrel}, \quad (ii)$$

2) **Cálculo del rendimiento**, este cálculo se efectuó aplicando los conceptos siguientes:

a) Primero, se ha considerado como parámetro básico el Heat Rate para las unidades TG, debido a que las curvas del fabricante están referidas a dicho parámetro.

b) Luego se obtiene el Heat Rate a las condiciones de ensayo (HR_y) considerando el poder calorífico inferior del Gas Natural utilizado

como combustible (PC) y el consumo de combustible registrado durante los ensayos (CCy); es decir:

$$HRy_{TG} = \frac{PC * CCy}{POTy_{TG}}, \quad (iii)$$

- c) Con el Heat Rate expresado en las condiciones de ensayo, se determina dicho índice a las condiciones de referencia tomando en cuenta los factores de corrección por temperatura ($K'yrT$), presión ($K'yrP$), humedad relativa, en este caso humedad específica ($K'yrHrel$) y delta de presión de gases de escape ($K'yrPge$), tal como se indica en la siguiente fórmula:

$$HRr_{TG} = \frac{HRy_{TG}}{K'yrT * K'yrP * K'yxHrel * K'yrPge}, \quad (iv)$$

- d) Enseguida se determina el Heat Rate a las condiciones de potencia efectiva, de manera similar al caso anterior, aplicando la siguiente fórmula:

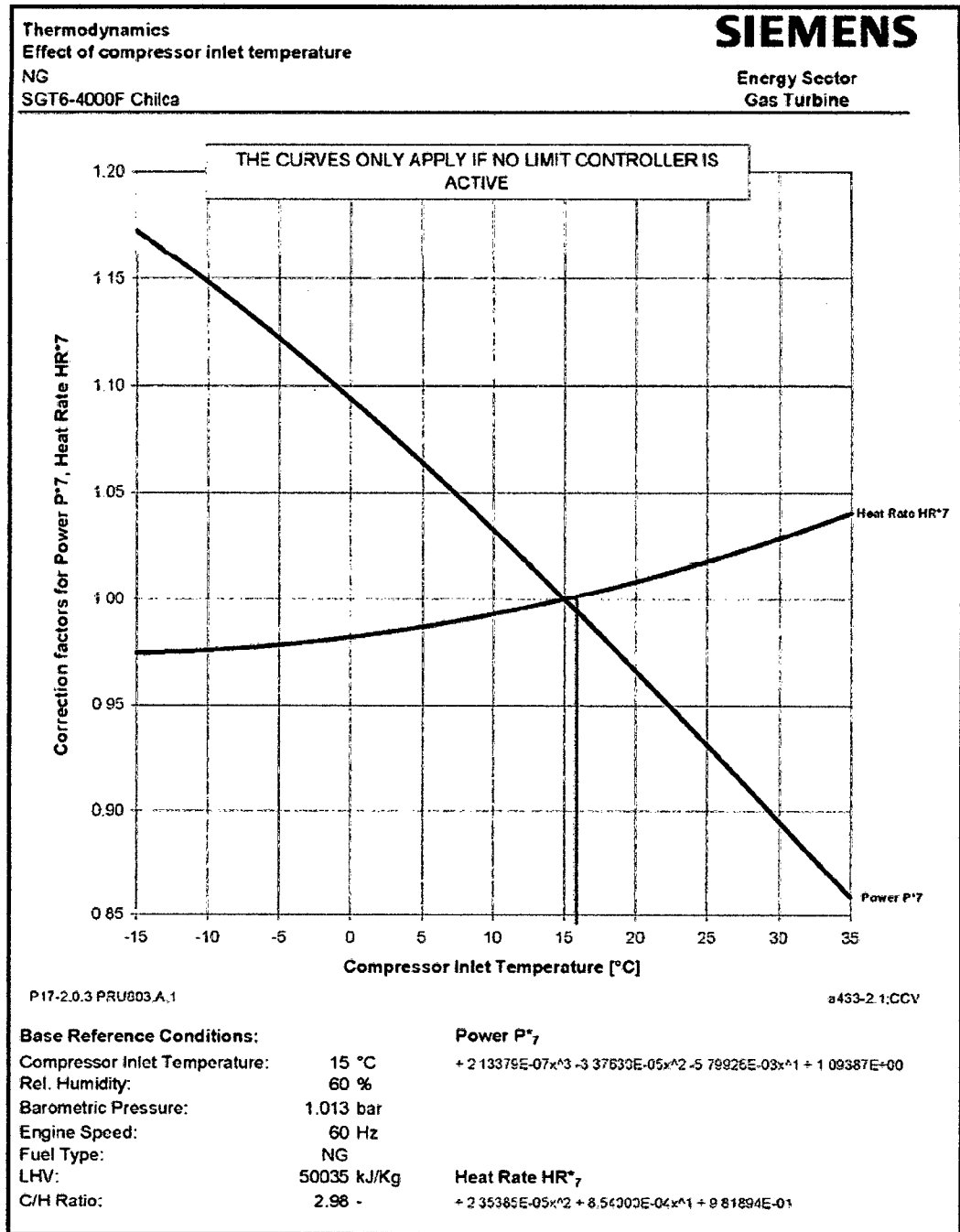
$$HRx_{TG} = HRr_{TG} \times (K'rxT * K'rxP * K'rxHrel), \quad (v)$$

Debido a que el cálculo de potencia efectiva y rendimiento se tiene que realizar para cada fila de datos registrados durante ensayos, a manera de ejemplo, se realizara a continuación el cálculo para un grupo de datos:

Registros de datos de Ensayo						
Presión Amb.	Temp. Amb.	Humedad. Relativa	Delta Pres. de Gases de Escape	Flujo de Combustible ¹²	POTy	HRy
BAR	°C	%	mbar	m ³ /h	(kW)	(BTU/kWh)
1.0137	15.7	91	25.23	46865.51	178619.5	8840.7

¹² El combustible usado para para generación es Gas Natural.

FIGURA N° 4.1: CURVA DE CORRECCIÓN POR TEMPERATURA AMBIENTE

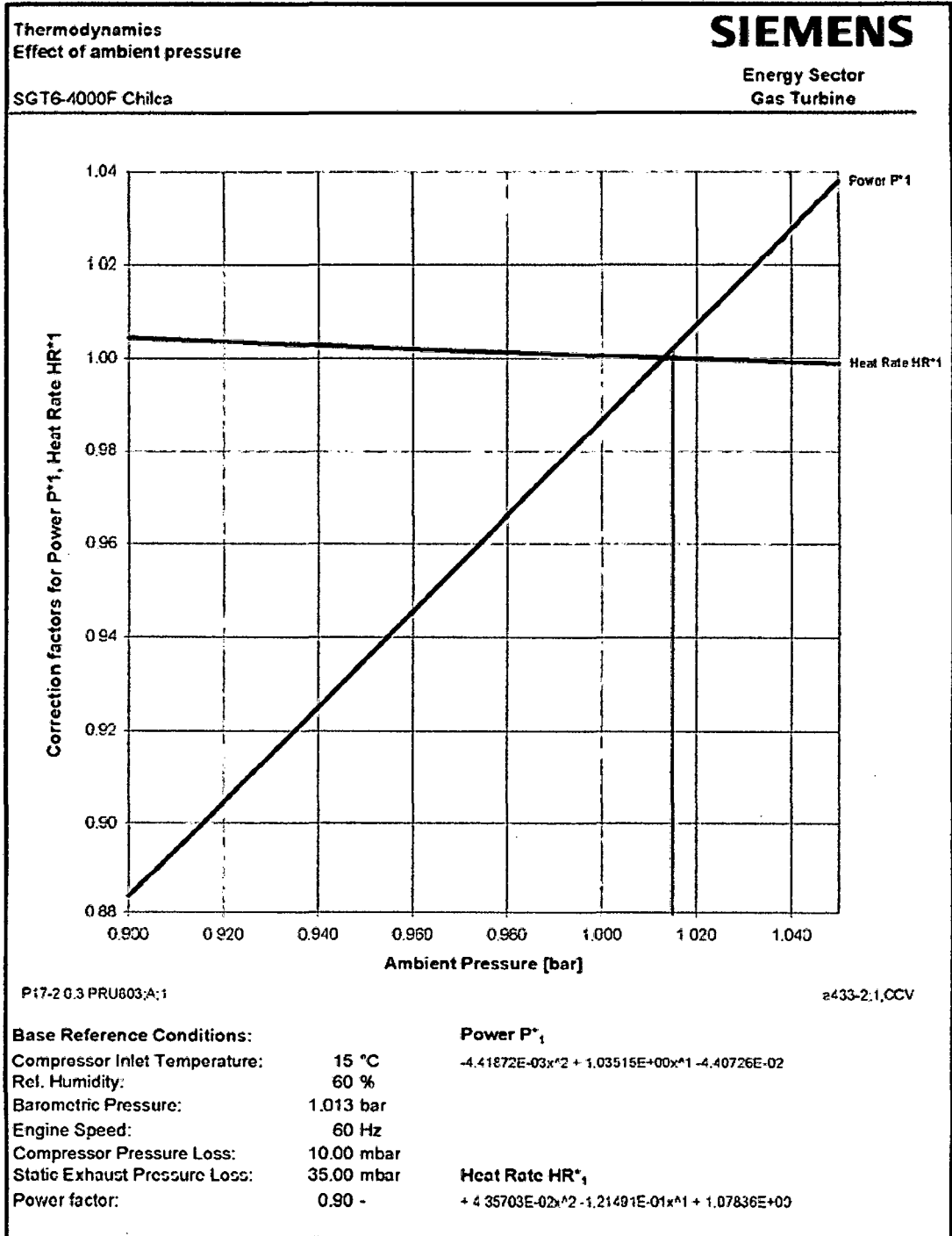


Fuente: Actas de ensayo de potencia efectiva 3x1 (Anexo B)

Factor de corrección de Potencia por Temperatura $K_{yrT_{15.7}} = 0.9953$

Factor de corrección de Heat Rate por Temperatura $K'_{yrT_{15.7}} = 1.001$

FIGURA N° 4.2: CURVA DE CORRECCIÓN POR PRESIÓN AMBIENTE

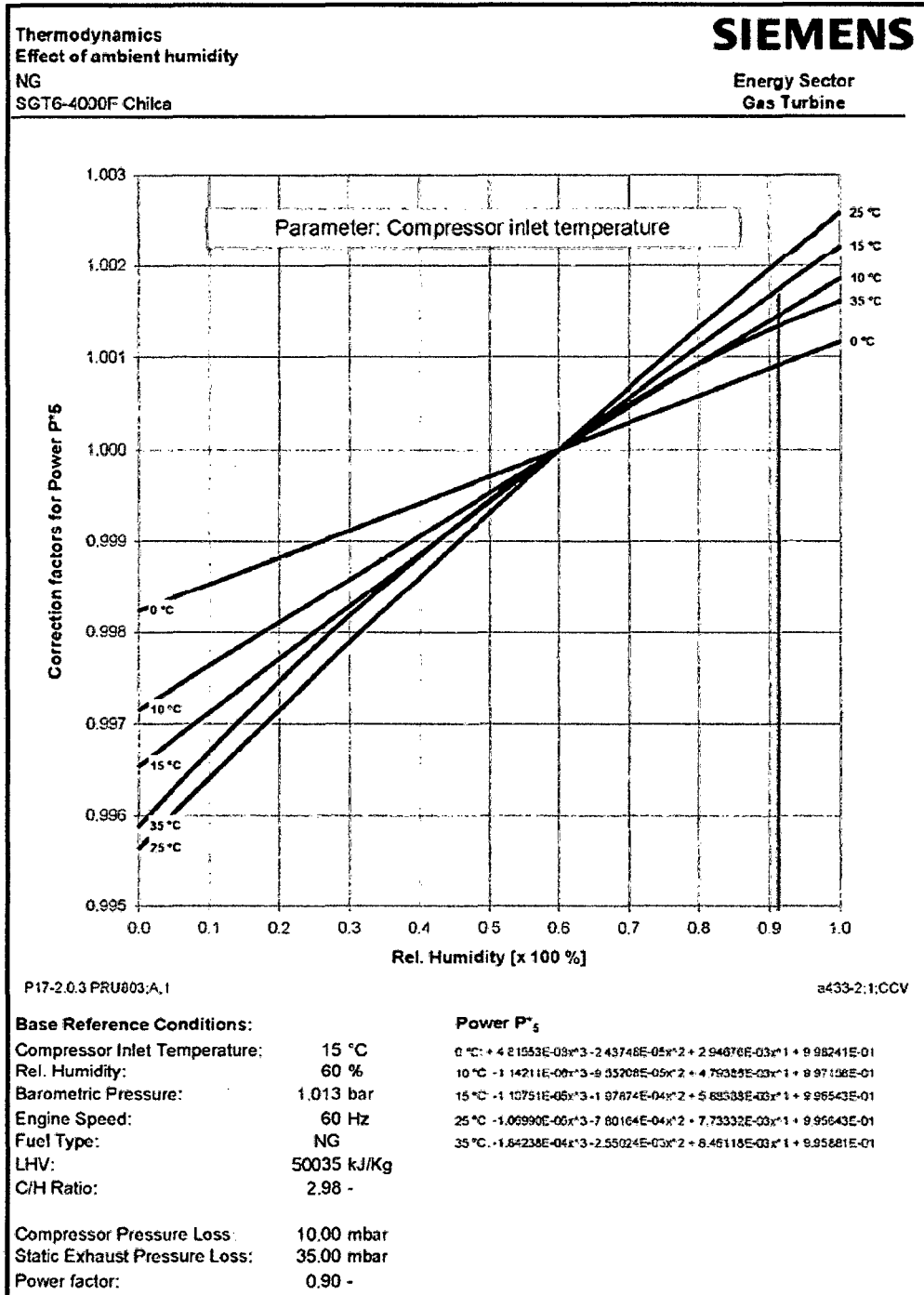


Fuente: Actas de ensayo de potencia efectiva 3x1 (Anexo B)

Factor de corrección de Potencia por Presión $K_{yrP_{1.0137}} = 1.0007$

Factor de corrección de Heat Rate por Presión $K'_{yrP_{1.0137}} = 0.99998$

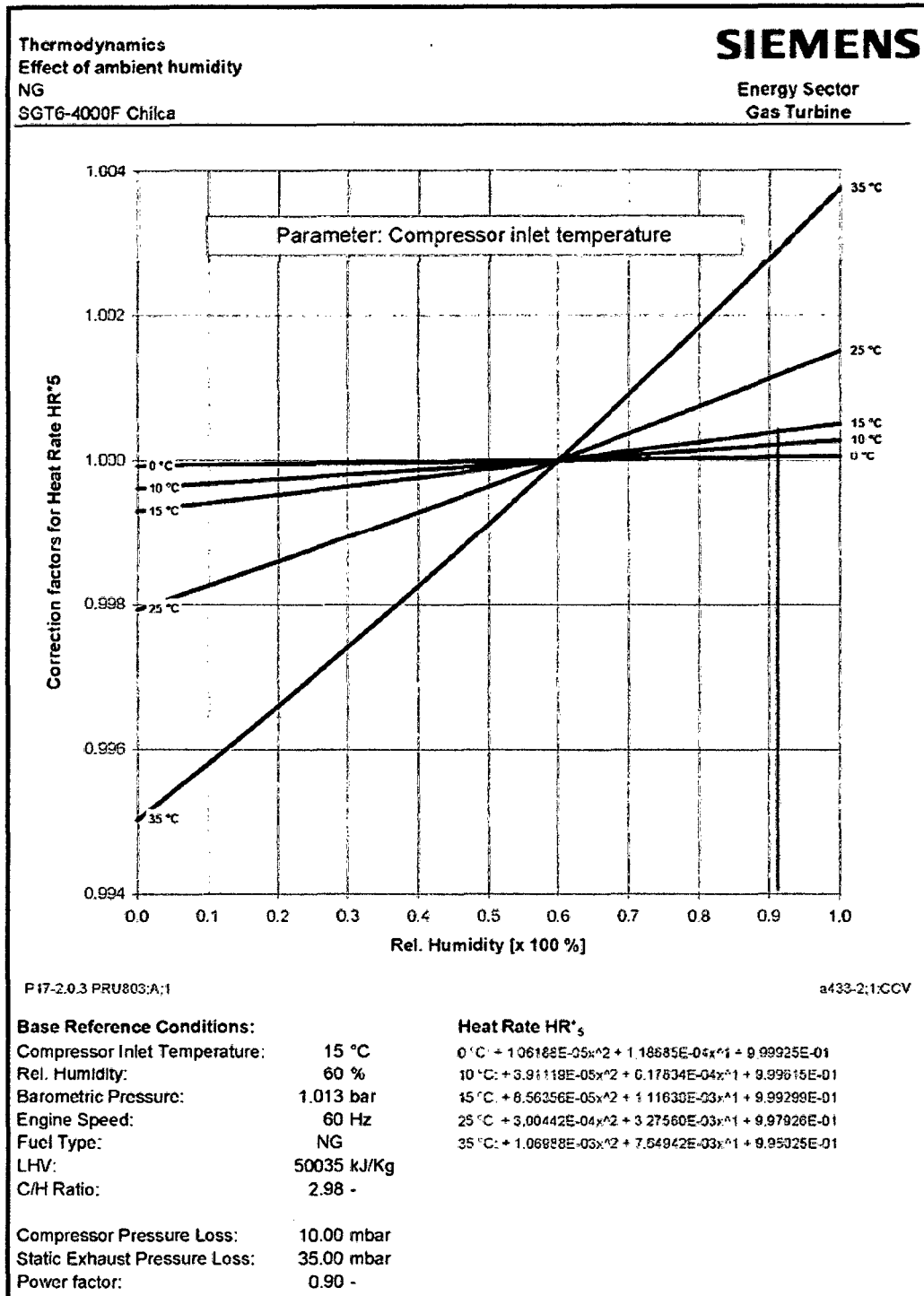
FIGURA N° 4.3: CURVA DE CORRECCIÓN POR HUMEDAD RELATIVA - POTENCIA



Fuente: Actas de ensayo de potencia efectiva 3x1 (Anexo B)

Factor de corrección de Potencia por Hum. Rel. $K_{yrHrel_{91}} = 1.0017$

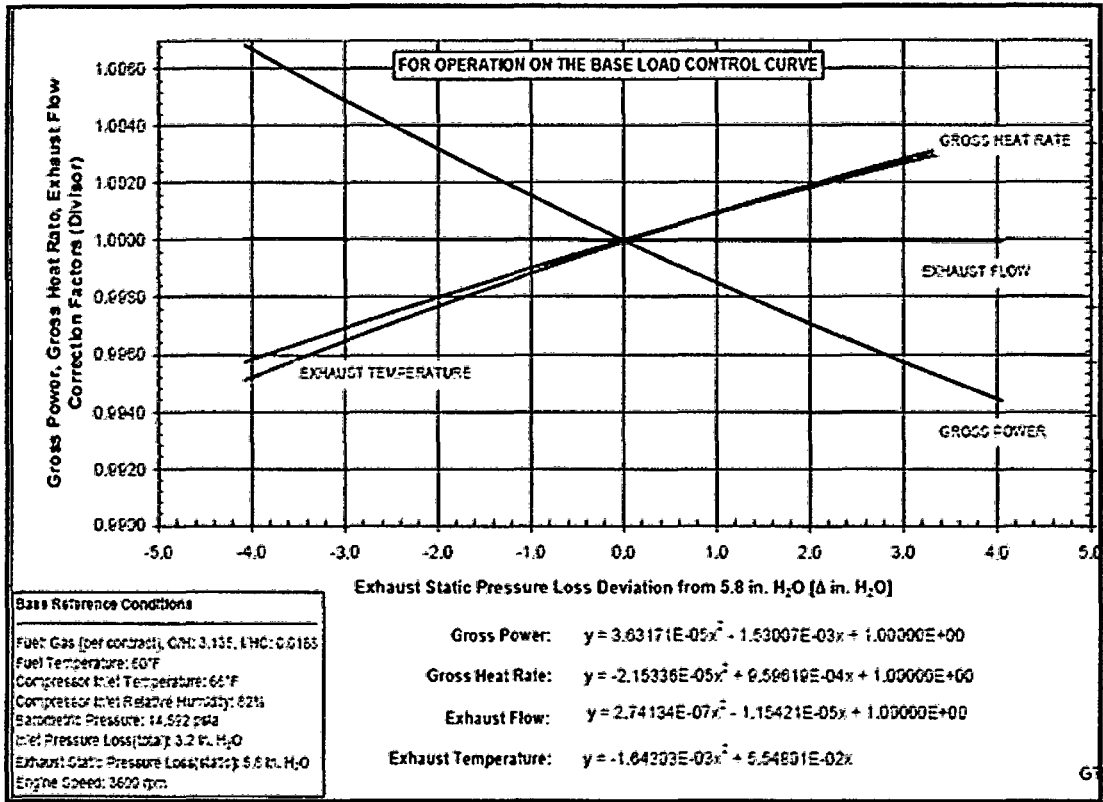
FIGURA N° 4.4: CURVA DE CORRECCIÓN POR HUMEDAD RELATIVA – HEAT RATE



Fuente: Actas de ensayo de potencia efectiva 3x1 (Anexo B)

Factor de corrección de Heat Rate por Hum. Rel. $K'_{yrHrel_{91}} = 1.0004$

FIGURA N° 4.5: CURVA DE CORRECCIÓN POR ΔPRESIÓN EN GASES DE ESCAPE



Fuente: Actas de ensayo de potencia efectiva 3x1 (Anexo B)

Factor de corrección de Potencia por ΔPresión $K_{yrP_{ge_{25.2}}} = 0.9941$

Factor de corrección de Heat Rate por ΔPresión $K'_{yrP_{25.2}} = 1.0038$

Una vez determinados los factores de corrección a condiciones de referencia se reemplaza los valores en las ecuaciones (i) y (iv) para obtener la potencia y rendimiento de referencia respectivamente:

$$POT_{r_{TG}} = \frac{178619.5 \text{ kW}}{0.9953 * 1.0007 * 1.0017 * 0.9941} = 180091.9 \text{ kW}$$

$$HR_{r_{TG}} = \frac{8840.7 \frac{BTU}{kWh}}{1.001 * 0.99998 * 1.0004 * 1.0038} = 8794.8 \frac{BTU}{kWh}$$

Luego determinamos los factores de corrección a condiciones efectivas¹³, usando las mismas curvas presentadas anteriormente, para llevar de condiciones de referencia a condiciones efectivas:

- ✓ Factor de corrección de Potencia por Temperatura $K_{rxT} = 0.9706$
- ✓ Factor de corrección de Heat Rate por Temperatura $K'_{rxT} = 1.003$
- ✓ Factor de corrección de Potencia por Presión $K_{rxP} = 0.9959$
- ✓ Factor de corrección de Heat Rate por Presión $K'_{rxP} = 1.0000001$
- ✓ Factor de corrección de Potencia por Hum. Rel. $K_{rxHrel} = 1.0018$
- ✓ Factor de corrección de Heat Rate por Hum. Rel. $K'_{rxHrel} = 1.000$

Una vez determinados los factores de corrección a efectivas se reemplaza los valores en las ecuaciones (ii) y (v) para obtener la potencia y rendimiento a condiciones efectivas respectivamente:

$$POT_{xTG} = \frac{180091.9 \text{ kW}}{0.9706 * 0.9959 * 10018} = 174395.6 \text{ kW}$$

$$HR_{xTG} = \frac{8794.8 \frac{\text{BTU}}{\text{kWh}}}{1.003 * 1.0000001 * 1.0008} = 8822.9 \frac{\text{BTU}}{\text{kWh}}$$

Finalmente podremos ver en resumen la potencia y el Heat Rate en las diferentes condiciones para el grupo de datos utilizados como ejemplo:

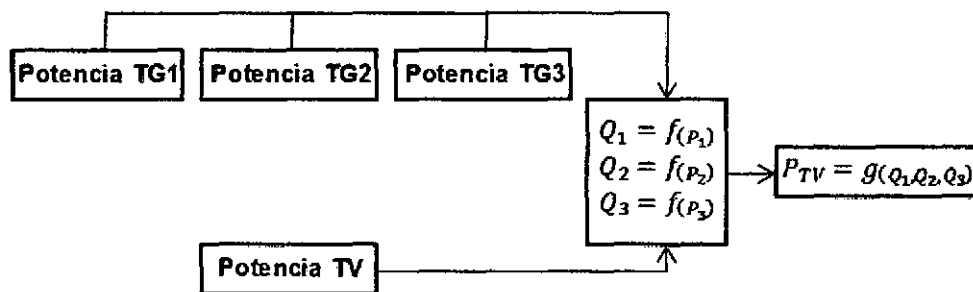
PARAMETRO	ENSAYO	REFERENCIA	EFFECTIVA
POTENCIA kW	17619.5	180091.9	174395.6
HEAT RATE BTU/kWh	8840.7	8794.8	8822.9
EFICIENCIA %	38.59	38.80	38.67

¹³ Estas condiciones están determinadas en el CUADRO N° 4.3, pág. 27.

Para la Turbina a Vapor:

Mediante la aplicación de una regresión lineal múltiple¹⁴, utilizando las hojas de cálculo en Excel, de las potencias generadas por las unidades TG y la potencia generada por la unidad TV, se obtiene el siguiente modelo:

FIGURA N° 4.6: ESQUEMA HIPOTÉTICO DE CORRELACIONES



$$POT_{TV} = (A \times POT_{TG1} + D_1) + (B \times POT_{TG2} + D_2) + (C \times POT_{TG3} + D_3)$$

$$POT_{TV} = \left\{ \begin{array}{l} 0.365 \times POT_{TG1} + 24225.99 \\ + \\ 0.331 \times POT_{TG2} + 21962.72 \\ + \\ 0.415 \times POT_{TG3} + 27549.66 \end{array} \right\}, \quad (vi)$$

Donde:

POT_{TV}: Potencia generada en la unidad TV

A: Coeficiente que multiplica a la potencia generada en la unidad TG1

B: Coeficiente que multiplica a la potencia generada en la unidad TG2

C: Coeficiente que multiplica a la potencia generada en la unidad TG3

D_i: Constante de cada sub ecuación, respectiva para cada turbina a gas.

¹⁴ En el Anexo C se agrega los datos utilizados para la determinación de la regresión mencionada.

Finalmente luego de obtener una ecuación que determina la potencia de la TV en función de las potencias generadas en las unidades TG's pudiéndose realizar todas las variaciones de ciclo combinado parciales 2x1 y 1x1, la corrección de esta nueva potencia calculada para la unidad TV se realiza siguiendo la metodología convencional.

- a) Para el caso de corrección por potencia de la unidad TV llevamos los registros validos de potencia de ensayo (POT_{yTV}) a las condiciones de referencia (POT_{rTV}), aplicando la corrección por temperatura en torre de enfriamiento (K_{yrTt}).

$$POT_{rTV} = \frac{POT_{yTV}}{K_{yrTt}}, \quad (vii)$$

- b) Con los valores de potencia a condiciones de referencia en la TV (POT_{rTV}) corregimos a condiciones efectivas (POT_{xTV}), aplicando la corrección por temperatura en torre de enfriamiento (K_{rxTt}).

$$POT_{xTV} = (POT_{rTV}) * (K_{rxTt}), \quad (viii)$$

- c) Finalmente para un ciclo combinado parcial cualquiera se obtendrá la condición de potencia efectiva (POT_{xCCI}) mediante la sumatoria de las potencias efectivas de cada unidad:

$$POT_{xCCI} = \sum POT_{xTGi} + POT_{xTV}, \quad (ix)$$

- e) Con el Heat Rate y la potencia efectiva se determina: el consumo de combustible a condiciones efectivas (CCx) mediante la siguiente ecuación:

$$CCx = \frac{HR_{xTG} * POT_{xTG}}{PC}, \quad (x)$$

- f) Finalmente Heat Rate atribuible al ciclo combinado parcial (HR_{CCI}) se obtiene considerando la sumatoria de consumos de combustible en condiciones efectivas de cada unidad TG (CCx), la potencia efectiva del ciclo combinado (POT_{CCI}) y el poder calorífico inferior del gas natural (PC), aplicando la siguiente formula.

$$HR_{CCI} = \frac{PC * \sum CCxi}{POT_{CCI}}, \quad (xi)$$

Como ejemplo también se aplicara la metodología para el caso de ciclos combinados parciales, teniendo como grupo de datos de ensayo para un ciclo combinado parcial 2x1 (Tg1 + TG2 +TV) lo siguiente:

CUADRO N° 4.4: REGISTROS DE ENSAYO EJEMPLO CC 2X1

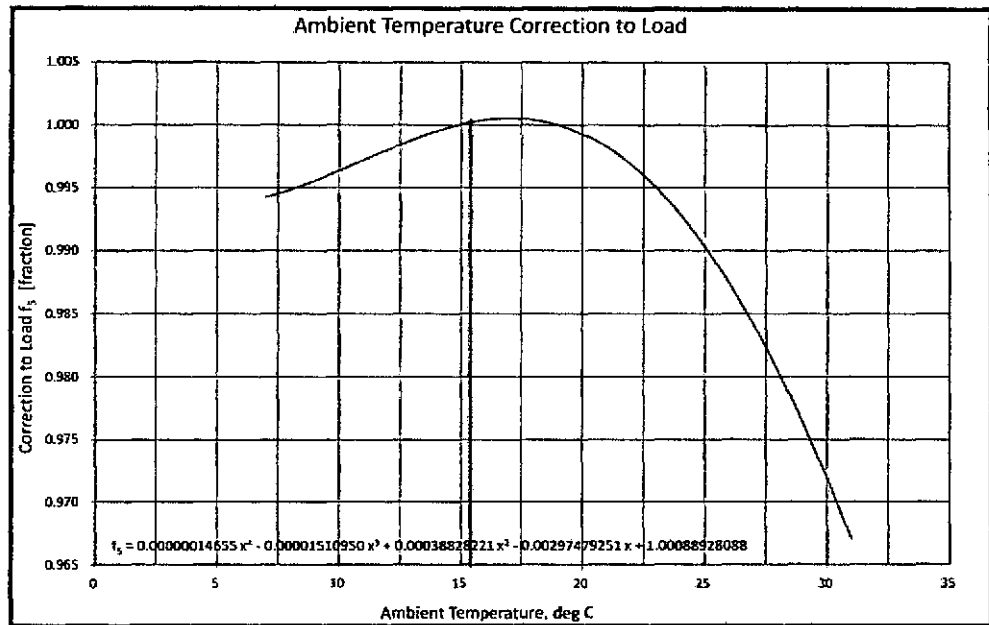
Ambiente			TG1		TG2	
Presión	Temp	Hum. Rel.	Flujo de Comb.	POTy	Flujo de Comb.	POTy
BAR	°C	%	m³/h	(kW)	m³/h	(kW)
1.0137	15.7	91	46865.51	178619.5	45280.17	171384.1

De los registros de potencia de las unidades TG calculamos la potencia en la unidad TV en la configuración operativa 2x1 (TG1 y TG2), de acuerdo a la ecuación (vi):

$$POT_{yTV} = \left\{ \begin{array}{l} 0.365 \times 178619.5 + 24225.99 \\ + \\ 0.331 \times 171384.1 + 21962.72 \end{array} \right\} = 168181.5 \text{ kW}$$

Luego corregimos la potencia en la unidad TV por temperatura ambiente a condiciones efectivas.

FIGURA N° 4.7: CURVA DE CORRECCIÓN POR TEMPERATURA AMBIENTE – TV



Fuente: Actas de ensayo de potencia efectiva 3x1 (Anexo B)

$$POT_{rTV} = \frac{POT_{yTV}}{K_{yrTt}} = \frac{168181.5 \text{ kW}}{1.0004} = 168112.8 \text{ kW}$$

$$POT_{xTV} = \frac{168112.8 \text{ kW}}{0.9998} = 168076.7 \text{ kW}$$

CUADRO N° 4.5: CARACTERÍSTICA DEL GAS NATURAL

Descripción	Unidad	Valores ⁽¹⁾
Densidad	[kg/m ³]	0.7460
Poder Calorífico Inferior	[MJ/m ³]	35.55
(1) Promedio reportado por el cromatógrafo propio de Enersur instalado en la estación de gas. 30/07/2013		

Para determinar la potencia efectiva de la configuración operativa considerada para este ejemplo, evaluamos por separado las turbinas a gas como si operaran en ciclo simple, corrigiendo solo por temperatura, presión y humedad relativa ambiente:

$$POTx_{TG1} = \frac{178619.5 \text{ kW}}{0.9953 * 1.0007 * 1.0017} * 0.9959 * 0.9706 * 1.0018$$

$$POTx_{TG1} = 173358.5 \text{ kW}$$

$$HRx_{TG1} = \frac{8840.7 \frac{\text{BTU}}{\text{kWh}}}{1.001 * 0.99998 * 1.0004} * 1.000 * 1.0032 * 1.000$$

$$HRx_{TG1} = 8856.0 \frac{\text{BTU}}{\text{kWh}}$$

$$CC_{TG1} = \frac{HRx_{TG1} * POTx_{TG1}}{PCI}$$

$$CC_{TG1} = \frac{8856.0 \frac{\text{BTU}}{\text{kWh}} * 173358.5 \text{ kW}}{35.55 \frac{\text{MJ}}{\text{m}^3} * (947.81 \text{ BTU})} = 45563.9 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}$$

$$POTx_{TG2} = \frac{171384.1 \text{ kW}}{1.0176 * 1.0064 * 1.0008} * 1.0017 * 0.99803 * 1.0093$$

$$POTx_{TG2} = 167325.1 \text{ kW}$$

$$HRx_{TG2} = \frac{8902.3 \frac{\text{BTU}}{\text{kWh}}}{0.99565 * 0.9999 * 1.0003} * 0.99997 * 1.0005 * 1.00039$$

$$HRx_{TG2} = 8946.9 \frac{\text{BTU}}{\text{kWh}}$$

$$CC_{TG2} = \frac{8946.9 \frac{\text{BTU}}{\text{kWh}} * 167325.1 \text{ kW}}{35.55 \frac{\text{MJ}}{\text{m}^3} * (947.81 \text{ BTU})} = 44429.3 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}$$

$$POTx_{CC2x1} = \sum POTx_{TG1} + POTx_{TV}$$

$$POTx_{CC2x1} = 173358.5 + 167325.1 + 168076.7 = 508.7603 \text{ MW}$$

$$HRx_{CC2x1} = \frac{PC * \sum CCxi}{POTx_{CCi}}$$

$$HRx_{cci} = \frac{35.55 \frac{MJ}{m^3} * (947.81 BTU) * (45563.9 + 44429.3) \frac{m^3}{h}}{508760.3 kW}$$

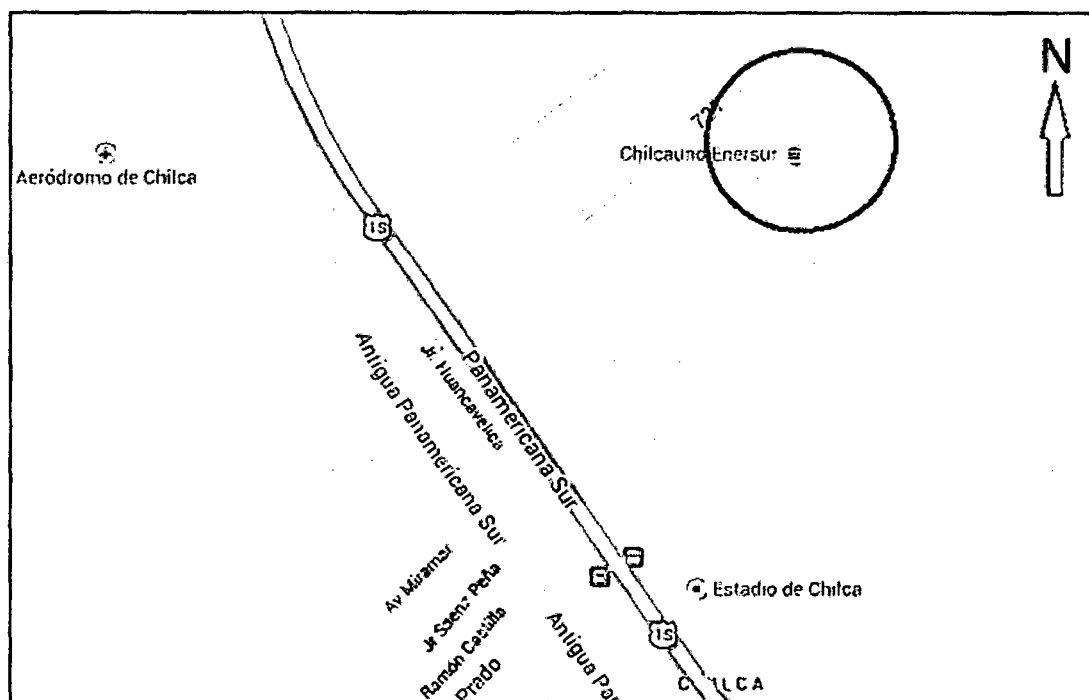
$$HRx_{cci} = 5960.15 \frac{BTU}{kWh} \ll \gg 57.25 \% (eficiencia)$$

Debido a que se tiene que realizar este proceso por cada grupo de datos de ensayo para cada carga de potencia y configuraciones operativas, los cálculos se realizan en hojas Excel, los cuales son adjuntos en el Anexo E y también en versión digital.

4.3. Técnicas e instrumentos de recolección de datos

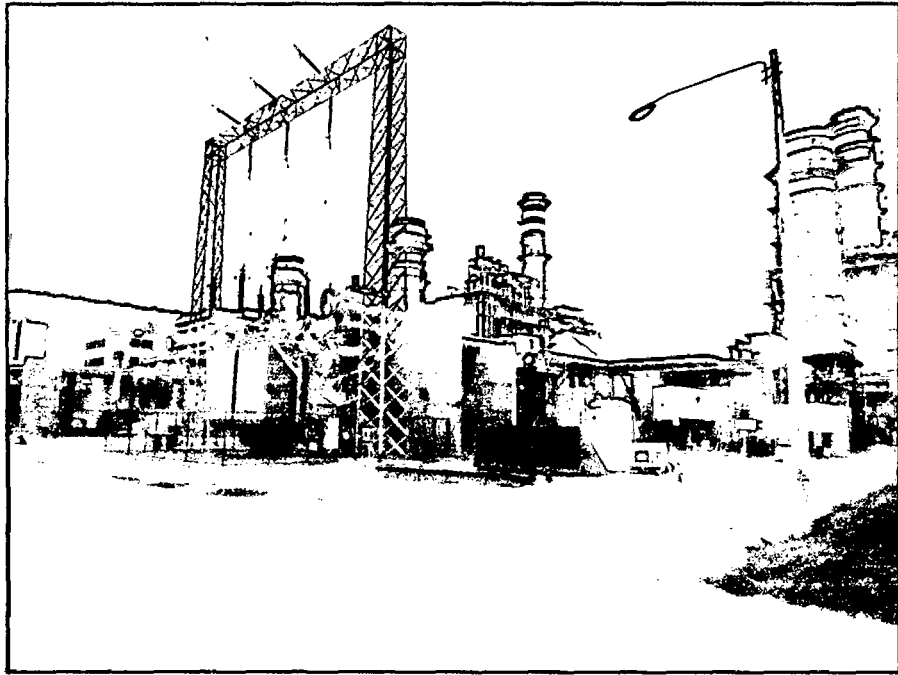
La presente investigación fue realizada utilizando los datos recopilados durante los ensayos de potencia efectiva y rendimiento en la central térmica Chilca1 – CC 3x1 el día 30 de julio del 2013.

FIGURA N° 4.8: PLANO DE UBICACIÓN DE LA C.T. CHILCA1



Fuente: Google Maps.

FIGURA N° 4.9: CENTRAL TÉRMICA CHILCA 1



Fuente: Archivo fotográfico de Estudio EPEyR CT Chilca1- 2013

FIGURA N° 4.10: SALA DE CONTROL DE LA C.T. CHILCA1



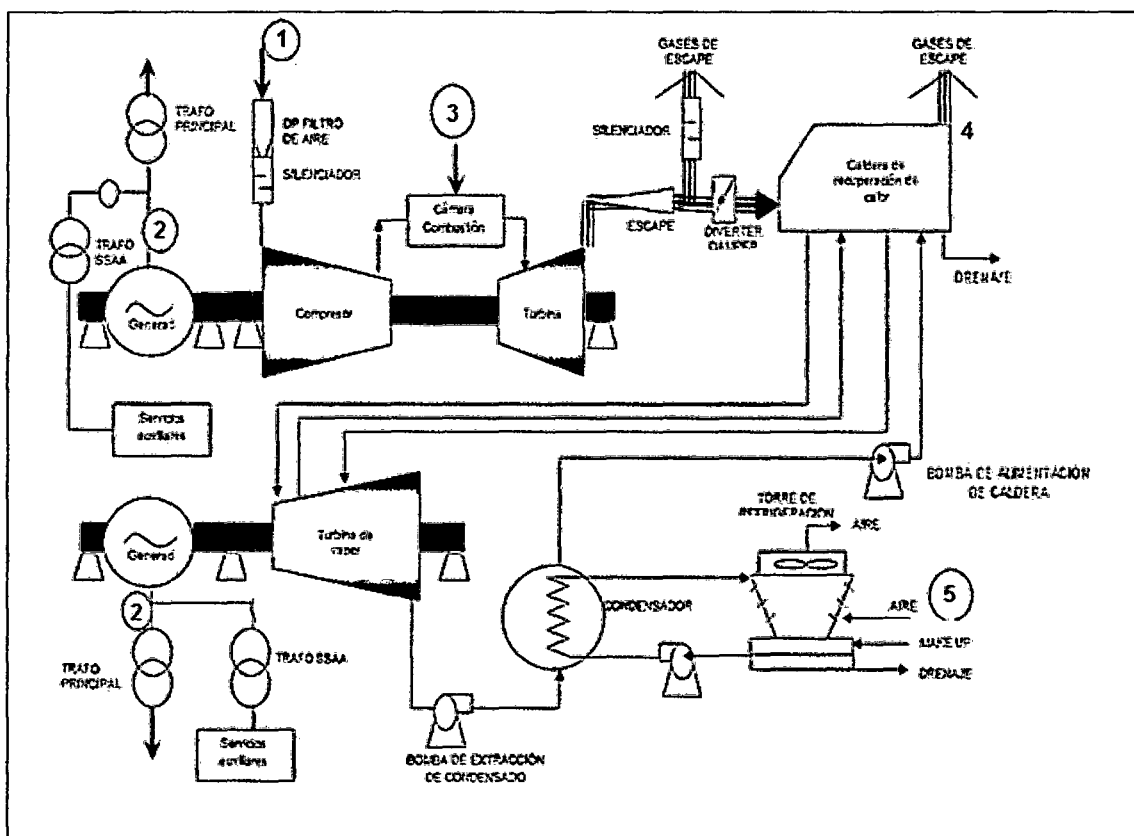
Fuente: Archivo fotográfico de Estudio EPEyR CT Chilca1- 2013

CUADRO N° 4.6: TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN

TÉCNICA	INSTRUMENTOS
Análisis documental	Fichas técnicas Curvas de corrección. Planos y esquemas de principios
Mediciones convencionales	Equipos registradores fijos y portátiles

4.3.1. Puntos de medición convencionales

FIGURA N° 4.11: PUNTOS DE MEDICIÓN



CUADRO N° 4.7: VARIABLES MEDIDAS E INSTRUMENTOS UTILIZADOS

N°	VARIABLES MEDIDAS	INSTRUMENTOS DE MEDICIÓN UTILIZADOS
1	Ambientales: Temperatura, humedad relativa y presión ambiente.	01 Estación meteorológica portátil, marca DAVIS, Modelo Vantage VUE, Serie D101025A007

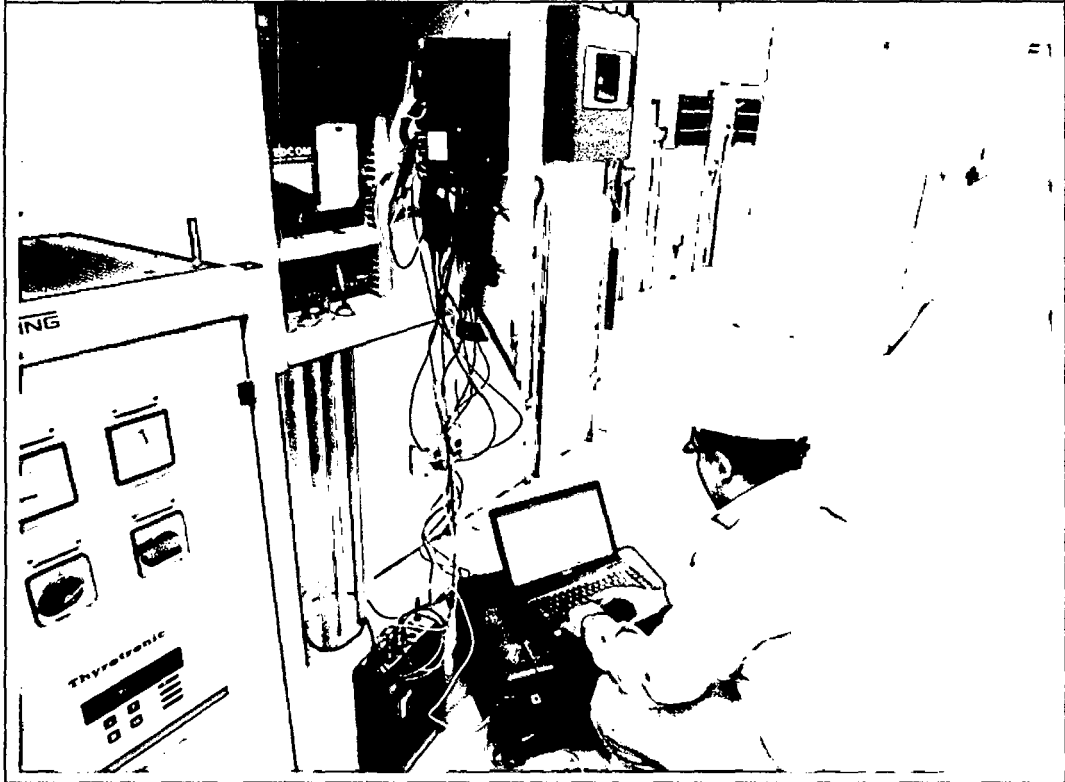
Nº	VARIABLES MEDIDAS	INSTRUMENTOS DE MEDICIÓN UTILIZADOS	
2	Eléctricas: potencia activa, potencia	Unidad TG1	01 Analizador electrónico portátil de redes eléctricas, marca RPM, Modelo 1650, serie: 1650-10648
		Unidad TG2	01 Analizador electrónico portátil de redes eléctricas, marca RPM, Modelo 1650, serie: 1650-10681
		Unidad TG3	01 Analizador electrónico portátil de redes eléctricas, marca A-Eberle, Modelo PQ box, serie: 1203-105
		Unidad TV	01 Analizador electrónico portátil de redes eléctricas, marca Lutron, Modelo DW-6092, Serie: B1211270
3	Mecánicas: Flujo	Medidor de flujo fijo propias de las turbinas. Medidor placa orificio de la TG11 y TG12 ¹⁵ Ramal D: TG21	
4	Mecánicas: Delta de presión de gases de a la salida de la turbina a gas	Transductor de temperatura fijo	
5	Ambientales: Temperatura bulbo seco	01 Termo-higrómetro portátil, marca Lascar, Modelo EL-USB	

FIGURA N° 4.12: IMÁGENES DE LOS INSTRUMENTOS UTILIZADOS

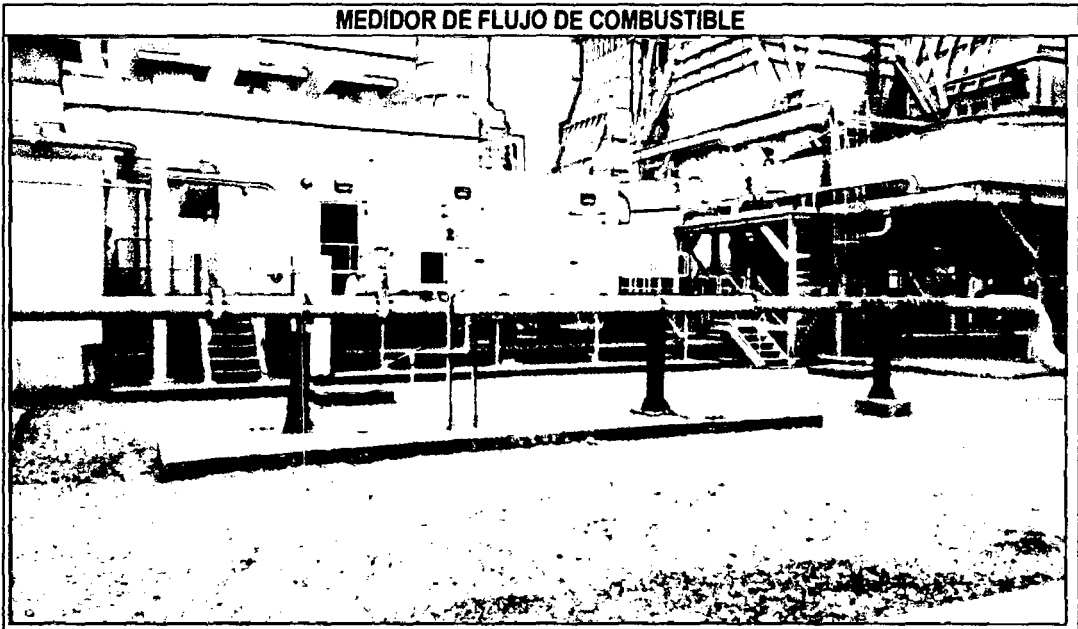


¹⁵ El ramal C o punto de medición #1, es el totalizador de consumo de las unidades TG11 y TG12, los registros de consumo de combustible para dichas unidades, fueron obtenidos a partir de sus medidores placa orificio de cada unidad.

**ANALIZADORES DE REDES
PORTÁTIL**



MEDIDOR DE FLUJO DE COMBUSTIBLE



CAPITULO V

5. RESULTADOS

Luego de evaluar todos los registros de ensayo y de terminar a condiciones de potencia efectiva se obtuvieron los siguientes resultados:

5.1. Resultados de Potencia Efectiva

CUADRO N° 5.1: RESULTADOS DE POTENCIA EFECTIVA EN CICLOS SIMPLES

UNIDAD	POTENCIA DE ENSAYO (kW)	POTENCIA DE REFERENCIA (kW)	POTENCIA EFECTIVA (kW)
TG1	178 418.5	180 699.0	174 983.5
TG2	171 010.0	168 299.7	168 410.4
TG3	193 963.7	189 836.8	189 750.4

CUADRO N° 5.2: RESULTADO DE POTENCIA EFECTIVA EN CICLO COMBINADO PARCIAL

CONFIGURACIÓN	POTENCIA DE ENSAYO (kW)	POTENCIA DE REFERENCIA (kW)	POTENCIA EFECTIVA (kW)
TG1 + TV	267 812.9	268 719.7	263 252.7
TG2 + TV	249 599.7	245 766.3	246 124.8
TG3 + TV	302 079.5	296 032.2	296 746.4
TG1 + TG2 + TV	517 412.6	514 477.8	509 377.6
TG2 + TG3 + TV	551 679.2	543 193.7	542 871.3
TG1 + TG3 + TV	569 892.5	564 781.9	559 999.1

5.2. Resultados de Rendimiento

CUADRO N° 5.3: RESULTADOS DE RENDIMIENTO EN CICLOS SIMPLES

UNIDAD	CARGA NOMINAL (MW)	POTENCIA EFECTIVA (kW)	HEAT RATE ¹⁶ (BTU/kWh)	RENDIMIENTO (kWh/MPCS)	EFICIENCIA (%)
TG1	180	174 983.5	8 853.1	107.77	38.54
	150	145 955.9	9 343.5	102.12	36.52
	130	123 134.3	9 700.2	98.36	35.17
	100	99 472.5	10 413.3	91.63	32.77
	90	90 060.6	10 886.3	87.65	31.34
TG2	180	168 410.4	8 936.8	106.76	38.18
	150	147 341.4	9 397.4	101.53	36.31
	130	125 561.7	9 620.9	99.17	35.46
	100	100 174.7	10 444.2	91.35	32.67
	90	91 260.4	10 835.9	88.05	31.49
TG3	190	189 750.4	9 291.7	102.69	36.72
	150	146 974.8	9 645.4	98.92	35.37
	130	122 576.1	10 243.8	93.14	33.31
	100	98 978.4	11 023.8	86.55	30.95
	90	90 861.0	11 301.5	84.43	30.19

¹⁶ También llamado consumo específico de calor.

CUADRO N° 5.4: RESULTADOS DE RENDIMIENTO EN CICLOS COMBINADOS PARCIALES

UNIDAD	CARGA NOMINAL (MW)	POTENCIA EFECTIVA (kW)	HEAT RATE ¹⁷ (BTU/kWh)	RENDIMIENTO (kWh/MPCS)	EFICIENCIA (%)
TG1 + TV	265	263 252.7	5871.2	162.51	58.11
TG2 + TV	250	246 124.8	6103.8	156.32	55.90
TG3 + TV	300	296 746.4	5929.2	160.92	57.55
	240	237 265.7	5971.4	159.78	57.14
TG1 + TG2 + TV	510	509 377.6	5983.6	159.46	57.02
	450	444 137.7	6191.5	154.10	55.11
	390	384 229.9	6254.2	152.56	54.56
	320	318 022.0	6547.3	145.73	52.11
	295	293 224.0	6715.6	142.08	50.81
TG2 + TG3 + TV	550	542 871.3	6008.4	158.80	56.79
	460	455 892.5	6141.1	155.37	55.56
	400	392 969.1	6268.4	152.21	54.43
	330	325 812.9	6562.4	145.39	51.99
	310	302 409.4	6669.1	143.07	51.16
TG1 + TG3 + TV	560	559 999.1	5901.9	161.66	57.81
	465	462 776.6	6015.4	158.62	56.72
	400	397 091.2	6172.8	154.57	55.28
	340	331 069.0	6425.2	148.50	53.10
	320	306 542.2	6547.3	145.73	52.11

¹⁷ También llamado consumo específico de calor.

CAPITULO VI

6. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

6.1. Contrastación de hipótesis con los resultados.

Efectivamente con una correlación Múltiple Lineal se pudo deducir la potencia para cada configuración operativa de ciclo combinado parcial, dando como resultado valores muy coherentes y esperados.

El considerar adicional un factor de corrección por delta de presión en los gases de escape, para el caso de las configuraciones operativas de ciclo simple, permitió evaluar y determinar los resultados para dicha configuración operativa siendo estos resultados muy acertados.

6.2. Contrastación de resultados con otros estudios similares.

Como lo mencionado en el marco teórico, Antecedentes del estudio, también se ha realizado un estudio similar, con la diferencia de que para el caso de la Central Térmica Ventanilla si se realizaron los ensayos para cada configuración operativa, mientras que la presente Tesis solo se bastó del ensayo de la configuración operativa global 3x1 para determinar las otras 09 restantes configuraciones operativas.

CAPITULO VII

7. CONCLUSIONES

- ✓ La evaluación por correlación múltiple lineal nos permite deducir la potencia generada en la Turbina a Vapor en función a las potencias generadas en las Turbinas a Gas, con una variación promedio reducida respecto a las medidas reales (2.3 %), tal como se aprecia en la contratación de los datos reales y calculados para la configuración 1x1 (TG2 + TV), en el Anexo F.

- ✓ Con los Resultados obtenidos, ya no amerita realizar ensayos de potencia efectiva y rendimiento para las configuraciones operativas derivadas del ciclo combinado completo (3x1) de la central temida Chilca1.

- ✓ La mayor eficiencia no se da en la configuración de ciclo combinado completo 3x1 (57.36 %) , sino a la configuración operativa de ciclo combinado parcial 1x1 (TG1 + TV) el cual es de 58.54 %.

- ✓ Con la aplicación de la metodología descrita se logra ahorrar alrededor de 3.2 millones de m³ de gas natural y 58 horas de operación correspondientes a los costos de ensayo para las nueve configuraciones operativas determinadas.

CAPITULO VIII

8. RECOMENDACIONES

Al realizar la correlación se debe considerar el valor de potencia mínima que puede generar la turbina a vapor, de acuerdo a las recomendaciones del fabricante, para el caso de la C.T. Chilca1 el mínimo técnico para la turbina a Vapor es de 78 MW y como ciclo combinado 1x1 con carga nominal mínima es de 240 MW.

La información meteorológica utilizada corresponde a solo 3 años de registros de la estación Punta Lobos, Pucusana, debido a que dejó de operar en septiembre del 2012, en este sentido se amerita realizar un estudio meteorológico para determinar de forma indirecta las condiciones ambientales potencia efectiva y rendimiento para futuros ensayos.

CAPITULO IX

9. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- MEHERWAN P. BOYCE. **Gas Turbine Engineering Handbook**. USA. Gulf Professional Publishing. Third Edition. 2006.

- FREDERICK T. MORSE. **Centrales Eléctricas – Teoría y práctica de plantas Generadoras eléctricas estacionarias**. México. Compañía Edit. Continental S.A. Tercera Edición. 1961.

- MARIO VILLARES MARTÍN. **Cogeneración**. España. F.C. Editorial. Segunda Edición. 2002.

- H. COHEN Y OTROS. **Teoría de las Turbinas de Gas**. España. Talleres gráficos Ibero Americano S.A. Segunda Edición. 1983.

- RODRIGO HERALDO SEPÚLVERA. **Modelación de centrales térmicas de ciclo combinado y su aplicación en el problema de pre despacho de unidades**. Tesis Magistral. Santiago de Chile. Universidad de Chile. 2011.

- COES. **Estadística Anual de Operación 2013**. Disponible en: <http://www.coes.org.pe/wcoes/coes/salaprensa/estadisticas/estadistica2013.aspx>. Artículo Web. Consultado el 03 de marzo del 2014.

- **COES. Procedimiento técnico PR-17.** Disponible en:
<http://www.coes.org.pe/wcoes/coes/organizacion/marco/procedimientos.aspx>. Artículo Web. Consultado el 23 de Julio del 2013.

- **SENAMHI. Información meteorológica histórica.** Disponible en:
http://www.senamhi.gob.pe/main_mapa.php?t=dHi. Entorno web. Consultado 15 de agosto del 2013.

ANEXO A

Matriz de Consistencia

MATRZ DE CONSISTENCIA

Título: CICLO COMBINADO 3X1 DE LA CENTRAL TÉRMICA CHILCA1 Y SU EFECTO EN LA POTENCIA EFECTIVA Y RENDIMIENTO DE LAS CONFIGURACIONES OPERATIVAS - LIMA

PROBLEMA	OBJETIVOS	HIPÓTESIS	VARIABLES E INDICADORES	METODOLOGÍA
<p><u>Problema principal</u> ¿Cómo relacionar la configuración de ciclo combinado 3x1 para obtener la potencia efectiva y el rendimiento para cada configuración operativa en central termoeléctrica Chilca1 – Lima?</p> <p><u>Problemas específicos</u></p> <p>P1: ¿Qué tipo de correlación establece la potencia deducida para cada configuración de operación?</p> <p>P2: ¿Qué metodología de cálculo de corrección determina la potencia efectiva y rendimiento para cada configuración de operación?</p>	<p><u>Objetivo general</u> Relacionar las configuraciones operativas mediante los ensayos de potencia de ciclo combinado 3x1 para determinar la potencia efectiva y rendimiento de la central térmica Chilca1 – Lima</p> <p><u>Objetivos específicos</u></p> <p>O1: Definir un tipo de correlación que establezca la potencia deducida en para cada configuración de operación.</p> <p>O2: Desarrollar una metodología de cálculo de corrección para determinar la potencia efectiva y rendimiento para cada configuración de operación</p>	<p><u>Hipótesis general</u> Si se relacionan adecuadamente la configuración de ciclo combinado 3x1 se logrará obtener la potencia efectiva y el rendimiento en las configuraciones operativas en central termoeléctrica.</p> <p><u>Hipótesis específicas</u></p> <p>H1: el tipo de correlación establece la potencia deducida para cada configuración de operación.</p> <p>H2: la metodología de cálculo de corrección determina la potencia efectiva y rendimiento para cada configuración de operación.</p>	<p><u>Variable independiente</u> X: configuración de ciclo combinado 3x1</p> <p><u>Indicadores</u></p> <p>X1: Tipo de correlación X2: Metodología de cálculo de corrección</p> <p><u>Variable Dependiente</u></p> <p>Y: Potencia efectiva y rendimiento en las configuraciones operativas.</p> <p><u>Indicadores</u></p> <p>Y1: Potencia deducida para cada configuración de operación. Y2: Potencia efectiva y rendimiento para cada configuración de operación.</p> <p><u>Variable interviniente</u></p> <p>Z: Central Termoeléctrica Chilca1 - Lima</p>	<p><u>Tipo de investigación</u> Tecnológica Aplicada, Transversal y Retrospectiva</p> <p><u>Nivel</u> Correlacional</p> <p><u>Método</u> Análisis</p> <p><u>Diseño</u> No experimental</p> <p><u>Población y muestra</u> La muestra es igual a todas las unidades que conforman la población.</p> <p><u>Técnicas de recolección de datos</u> Análisis documental Instrumentos de medición</p>

ANEXO B

Correlación Múltiple Lineal

CORRELACION TG's - TV

Registros de datos de Ensayo							
Fecha	Hora	POTENCIA TV	POTENCIA TG1	POTENCIA TG2	POTENCIA TG3	POTENCIA TV CALCULADA	VARIACION
		kW	kW	kW	kW	kW	%
30/07/2013	10:45:00	276028.00	178619.53	171384.10	194490.50	276516.09	0.18
30/07/2013	11:00:00	277317.00	177977.91	172306.80	195550.90	277027.73	0.10
30/07/2013	11:15:00	276863.00	179998.65	172305.50	195219.90	277627.90	0.28
30/07/2013	11:30:00	277126.00	179539.99	171824.50	194770.20	277114.31	0.00
30/07/2013	11:45:00	276840.00	179089.22	171663.60	194286.30	276695.39	0.05
30/07/2013	12:00:00	276100.00	178384.88	171346.70	193539.80	276023.11	0.03
30/07/2013	12:15:00	276983.00	179028.97	171522.30	194207.80	276593.98	0.14
30/07/2013	12:30:00	275575.00	177576.11	170911.10	193308.40	275487.35	0.03
30/07/2013	12:45:00	276100.00	178827.95	171254.30	194078.10	276377.94	0.10
30/07/2013	13:00:00	276052.00	178820.93	171155.80	193857.70	276251.22	0.07
30/07/2013	13:15:00	276291.00	179465.06	171249.50	194846.70	276928.31	0.23
30/07/2013	13:30:00	276601.00	178814.51	170741.60	194384.90	276330.70	0.10
30/07/2013	13:45:00	276529.00	179035.15	170678.80	194470.40	276426.01	0.04
30/07/2013	14:00:00	275503.00	177443.32	169925.80	193416.10	275157.31	0.13
30/07/2013	14:15:00	275312.00	177571.34	170217.90	193082.10	275162.07	0.05
30/07/2013	14:30:00	275885.00	177830.23	170328.70	193235.00	275356.83	0.19
30/07/2013	14:45:00	275575.00	178121.30	170522.10	193203.80	275514.22	0.02
30/07/2013	15:00:00	275527.00	177065.72	170017.40	192586.10	274704.97	0.30
30/07/2013	15:15:00	275575.00	177726.34	170447.30	193464.40	275453.44	0.04
30/07/2013	15:30:00	275575.00	177432.56	170395.60	193275.20	275250.43	0.12
30/07/2013	9:16:00	241491.13	151486.33	150333.30	151553.00	241800.09	0.13
30/07/2013	9:17:00	241427.49	151477.31	150354.50	151619.00	241831.23	0.17
30/07/2013	9:18:00	241296.02	151533.23	150478.90	151579.00	241876.24	0.24
30/07/2013	9:19:00	241288.74	151599.74	150519.00	151518.00	241888.47	0.25
30/07/2013	9:20:00	241154.30	151532.26	150556.00	151645.00	241928.82	0.32
30/07/2013	9:21:00	241488.19	151809.84	150682.70	151889.00	242173.52	0.28
30/07/2013	9:22:00	241613.27	151556.44	150497.90	151606.00	241902.22	0.12
30/07/2013	9:23:00	241246.05	151629.42	150551.80	151413.00	241866.56	0.26
30/07/2013	9:24:00	241762.45	152192.93	151206.10	153091.00	242986.03	0.51
30/07/2013	9:25:00	241610.53	151698.52	150732.10	151899.00	242153.37	0.22
30/07/2013	9:26:00	241737.03	151456.23	150466.60	151552.00	241832.82	0.04
30/07/2013	9:27:00	241983.32	151609.30	150637.00	151708.00	242009.96	0.01
30/07/2013	9:28:00	241674.80	151653.67	150648.00	151905.00	242111.63	0.18
30/07/2013	9:29:00	241697.71	151540.98	150595.40	151608.00	241929.69	0.10
30/07/2013	9:30:00	241459.63	151462.12	150387.20	151473.00	241775.87	0.13
30/07/2013	8:31:00	216896.01	128000.80	128443.10	126876.00	215723.28	0.54

30/07/2013	8:32:00	216894.03	128036.23	128497.90	126718.00	215688.74	0.56
30/07/2013	8:33:00	216835.28	127988.06	128488.50	126785.00	215695.87	0.53
30/07/2013	8:34:00	217060.64	128140.78	128647.90	126773.00	215799.44	0.58
30/07/2013	8:35:00	216587.74	128217.70	128802.40	127077.00	216004.97	0.27
30/07/2013	8:36:00	216992.11	128466.60	129083.30	128381.00	216730.54	0.12
30/07/2013	8:37:00	216890.29	128767.48	129397.40	127941.00	216761.68	0.06
30/07/2013	8:38:00	216815.05	128124.09	128799.20	126995.00	215935.66	0.41
30/07/2013	8:39:00	217056.41	128261.58	128951.30	126993.00	216035.42	0.47
30/07/2013	8:40:00	216895.63	128348.54	129047.60	127439.00	216284.32	0.28
30/07/2013	8:41:00	216772.16	128245.52	128910.20	127081.00	216052.49	0.33
30/07/2013	8:42:00	216438.89	128022.50	128615.20	127163.00	215907.41	0.25
30/07/2013	8:43:00	216607.20	128393.02	129144.40	126861.00	216092.54	0.24
30/07/2013	8:44:00	216790.18	128454.05	129160.80	126946.00	216155.57	0.29
30/07/2013	8:45:00	216245.56	128498.92	129242.30	127098.00	216262.08	0.01
30/07/2013	7:26:00	185211.0	103441.55	103845.70	103935.00	189078.93	2.09
30/07/2013	7:27:00	186134.8	103747.16	103713.20	103740.00	189065.68	1.57
30/07/2013	7:28:00	187140.6	104017.95	103497.50	103392.00	188948.61	0.97
30/07/2013	7:29:00	187769.7	104171.51	103468.90	103108.00	188877.27	0.59
30/07/2013	7:30:00	188260.8	104047.58	103366.90	103127.00	188806.12	0.29
30/07/2013	7:31:00	188322.5	103832.98	103248.40	102941.00	188611.24	0.15
30/07/2013	7:32:00	188656.3	103816.81	103321.90	102944.00	188630.92	0.01
30/07/2013	7:33:00	188367.5	103546.39	102980.80	102685.00	188311.62	0.03
30/07/2013	7:34:00	188965.3	103716.13	103265.10	102899.00	188556.64	0.22
30/07/2013	7:35:00	189205.6	103947.20	103276.60	102757.00	188585.87	0.33
30/07/2013	7:36:00	188779.4	103971.55	102952.20	102521.00	188389.32	0.21
30/07/2013	7:37:00	188981.8	103949.26	102550.60	102928.00	188417.25	0.30
30/07/2013	7:38:00	189463.2	104100.40	103009.80	102708.00	188533.13	0.49
30/07/2013	7:39:00	189436.0	104033.58	102506.40	102491.00	188251.89	0.63
30/07/2013	7:40:00	189694.7	103991.76	102884.30	103549.00	188801.21	0.47
30/07/2013	7:01:00	180202.380	93467.55	93314.30	93575.90	177645.74	1.42
30/07/2013	7:02:00	177910.520	94086.44	94002.80	94026.50	178286.95	0.21
30/07/2013	7:03:00	176670.930	94714.36	94577.10	94767.10	179014.09	1.33
30/07/2013	7:04:00	176820.630	94890.42	94854.40	94801.90	179184.67	1.34
30/07/2013	7:05:00	178253.370	94548.16	94497.10	94526.20	178826.83	0.32
30/07/2013	7:06:00	179534.900	93839.82	93821.80	93967.70	178112.51	0.79
30/07/2013	7:07:00	180608.080	93504.31	93509.60	93490.70	177688.45	1.62
30/07/2013	7:08:00	180643.680	93568.74	93594.70	93405.00	177704.56	1.63
30/07/2013	7:09:00	180033.830	93794.66	93885.40	97091.50	179414.59	0.34
30/07/2013	7:10:00	178973.720	94202.42	94292.40	97276.10	179774.98	0.45
30/07/2013	7:11:00	178248.400	94357.58	94423.60	95122.10	178980.40	0.41
30/07/2013	7:12:00	177844.090	94532.87	94601.70	95978.30	179459.04	0.91
30/07/2013	7:13:00	177782.610	94485.94	94542.90	94510.70	178812.83	0.58
30/07/2013	7:14:00	178238.420	94281.85	94244.70	94247.30	178530.13	0.16
30/07/2013	7:15:00	178648.970	94147.44	94121.20	94081.10	178371.11	0.16

Evaluación de la correlación lineal múltiple usando el complemento Análisis de datos en Excel.

<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coefficiente de correlación múltiple	0.99957844
Coefficiente de determinación R ²	0.99915705
R ² ajustado	0.99912378
Error típico	1103.47533
Observaciones	80

ANÁLISIS DE VARIANZA

	<i>Grados de libertad</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Promedio de los cuadrados</i>	<i>F</i>	<i>Valor crítico de F</i>
Regresión	3	1.0969E+11	3.6564E+10	30027.9903	1.064E-116
Residuos	76	92541992.7	1217657.8		
Total	79	1.0978E+11			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Error típico</i>	<i>Estadístico t</i>	<i>Probabilidad</i>	<i>Inferior 95%</i>	<i>Superior 95%</i>	<i>Inferior 95.0%</i>	<i>Superior 95.0%</i>
SUMA D	73738.3791	787.752007	93.6060821	2.9595E-80	72169.435	75307.3232	72169.435	75307.3232
Variable A	0.36526	0.24253	1.50604	0.13620	-0.11778	0.84829	-0.11778	0.84829
Variable B	0.33113	0.17359	1.90757	0.06023	-0.01460	0.67686	-0.01460	0.67686
Variable C	0.41537	0.07454	5.57216	0.00000	0.26690	0.56383	0.26690	0.56383

ANEXO C

Cuadros de cálculo en hojas Excel

**Cálculos para las turbinas a gas
en la configuración operativa
ciclo simple**

UNIDAD: TURBINA A GAS (TG 11) DE LA CENTRAL TERMICA CHILCA 1

Fecha	Hora	Registros de datos de Ensayo					Cálculo de Heat Rate a condiciones ISO										Cálculo de Heat Rate a condiciones Efectivas					
		Carga	Presión	Temp.	Hum. Rel	Delta Pres. de Gases de	Flujo Comb.	POTy	HRy	k'yrP	k'yrT	k'yrHrel	k'yrPge	(k'yr)	HRr	k'rxP	k'rxT	k'rxHrel	(k'rx)	HRx	CCx	
		MW	mbar	°C	%	mbar	m3/h	(kW)	(BTU/kWh)					DIVISOR	(BTU/kWh)				FACTOR	(BTU/kWh)	m³/h	
30/07/2013	10:45:00	180	1.0137	15.7	0.91	25.22964	46865.51	178619.53	8840.7	0.9999769	1.0011	1.0004	1.0038	1.00523	8794.8	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	8822.9	45665.1	
30/07/2013	11:00:00	180	1.0135	15.7	0.9	26.04833	47650.63	177977.91	9021.2	0.9999835	1.0011	1.0004	1.0040	1.00547	8972.2	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	9000.9	46449.3	
30/07/2013	11:15:00	180	1.0132	15.7	0.89	25.88162	47212.79	179998.65	8838.0	0.9999935	1.0011	1.0004	1.0040	1.00542	8790.4	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	8818.5	46038.0	
30/07/2013	11:30:00	180	1.0129	15.8	0.89	26.01224	47318.47	179539.99	8880.4	1.0000034	1.0013	1.0004	1.0040	1.00563	8830.7	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	8859.0	46179.6	
30/07/2013	11:45:00	180	1.0128	15.8	0.89	25.33964	46880.63	179089.22	8820.4	1.0000068	1.0013	1.0004	1.0038	1.00542	8772.8	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	8800.9	45751.3	
30/07/2013	12:00:00	180	1.0127	15.8	0.88	25.9158	47363.83	178384.88	8946.5	1.0000101	1.0013	1.0003	1.0040	1.00559	8896.7	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	8925.2	46235.4	
30/07/2013	12:15:00	180	1.0124	16	0.87	25.32063	47031.68	179028.97	8851.8	1.0000201	1.0016	1.0003	1.0038	1.00573	8801.4	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	8829.6	45970.3	
30/07/2013	12:30:00	180	1.0121	16.1	0.86	25.77476	47212.79	177576.11	8958.6	1.0000300	1.0017	1.0003	1.0039	1.00603	8904.9	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	8933.4	46191.9	
30/07/2013	12:45:00	180	1.0121	16.2	0.85	25.63598	47348.71	178827.95	8921.5	1.0000300	1.0019	1.0003	1.0039	1.00613	8867.1	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	8895.5	46350.7	
30/07/2013	13:00:00	180	1.0119	16.2	0.84	25.93582	47167.60	178820.93	8887.7	1.0000367	1.0019	1.0003	1.0040	1.00622	8832.8	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	8861.0	46188.2	
30/07/2013	13:15:00	180	1.0117	16.3	0.86	25.89497	46593.84	179465.06	8748.1	1.0000434	1.0021	1.0003	1.0040	1.00640	8692.4	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	8720.3	45652.5	
30/07/2013	13:30:00	180	1.0117	16.3	0.84	25.81383	47122.23	178814.51	8879.5	1.0000434	1.0021	1.0003	1.0039	1.00635	8823.4	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	8851.7	46175.9	
30/07/2013	13:45:00	180	1.0114	16.2	0.86	25.64913	46986.31	179035.15	8843.0	1.0000534	1.0019	1.0003	1.0039	1.00617	8788.7	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	8816.8	46025.0	
30/07/2013	14:00:00	180	1.0111	16.2	0.86	25.42474	46759.84	177443.32	8879.3	1.0000634	1.0019	1.0003	1.0038	1.00612	8825.3	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	8853.6	45815.0	
30/07/2013	14:15:00	180	1.0109	16.1	0.85	25.27523	46639.04	177571.34	8850.0	1.0000701	1.0017	1.0003	1.0038	1.00590	8798.0	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	8826.2	45684.0	
30/07/2013	14:30:00	180	1.0107	16.1	0.85	25.20025	47091.99	177830.23	8922.9	1.0000767	1.0017	1.0003	1.0037	1.00588	8870.7	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	8899.1	46136.2	
30/07/2013	14:45:00	180	1.0109	16.1	0.87	25.24956	46729.59	178121.30	8839.8	1.0000701	1.0017	1.0003	1.0038	1.00592	8787.7	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	8815.9	45766.3	
30/07/2013	15:00:00	180	1.0106	16.1	0.86	25.1892	46744.71	177065.72	8895.3	1.0000801	1.0017	1.0003	1.0037	1.00590	8843.2	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	8871.5	45797.3	
30/07/2013	15:15:00	180	1.0106	16.1	0.87	25.2039	46608.96	177726.34	8836.5	1.0000801	1.0017	1.0003	1.0037	1.00591	8784.6	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	8812.7	45661.4	
30/07/2013	15:30:00	180	1.0106	16.1	0.87	25.26305	46729.59	177432.56	8874.1	1.0000801	1.0017	1.0003	1.0038	1.00593	8821.7	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	8850.0	45780.0	
									Min.	8748.1					Min.	8692.4				Min.	8720.3	45652.5
									Max.	9021.2					Max.	8972.2				Max.	9000.9	46449.3
									Prom.	8876.8					Prom.	8825.0				Prom.	8853.2	45975.7

- POTy Potencia De Ensayo
- POTr Potencia De Referencia
- POTx Potencia Efectiva
- k'yrP,k'rxP Corrección de Heat Rate por factor de Presión
- k'yrT,k'rxT Corrección de Heat Rate por factor de Temperatura
- k'yrHrel,k'rxHrel Corrección de Heat Rate por factor de Humedad Relativa
- k'yrPge Corrección de Heat Rate por factor de Presión de gases de escape
- DIVISOR(k'yr) Divisor total, Potencia de Ensayo a Referencia
- FACTOR(k'rx) Factor Total, Potencia De Referencia a Sitio

UNIDAD: TURBINA A GAS TG 11 DE LA CENTRAL TERMICA CHILCA 1

Registros de datos de Ensayo									Cálculo de Potencia a condiciones Efectivas										
Fecha	Hora	Carga	Presión	Temp.	Hum. Rel [x 100]	Delta Pres. de Gases de Escape	Flujo Comb.	POTy	kyrP	kyrT	kyrHrel	kyrPge	(kyr)	POTr	krxP	krxT	krxHrel	(krx)	POTx
		MW	BAR	°C	%	mbar	m³/h	(kW)					DIVISOR	(Kw)				FACTOR	(Kw)
30/07/2013	9:16:00	150	1.0139	15.4	0.91	20.947145	42032.05	151486.33	1.000924	0.9973	1.0017	0.9963	0.99998	151489.9	0.994151	0.9706	0.9969	0.96189	145717.3
30/07/2013	9:17:00	150	1.0138	15.4	0.92	20.88047	42055.51	151477.31	1.000821	0.9973	1.0018	0.9963	0.99993	151488.1	0.994151	0.9706	0.9969	0.96189	145715.6
30/07/2013	9:18:00	150	1.0139	15.4	0.92	20.886122	42080.74	151533.23	1.000924	0.9973	1.0018	0.9963	1.00003	151528.5	0.994151	0.9706	0.9969	0.96189	145754.4
30/07/2013	9:19:00	150	1.0139	15.4	0.91	20.88641	42104.82	151599.74	1.000924	0.9973	1.0017	0.9963	0.99998	151603.3	0.994151	0.9706	0.9969	0.96189	145826.4
30/07/2013	9:20:00	150	1.0139	15.5	0.91	21.003477	42083.61	151532.26	1.000924	0.9967	1.0017	0.9962	0.99931	151637.5	0.994151	0.9706	0.9969	0.96189	145859.3
30/07/2013	9:21:00	150	1.0139	15.5	0.91	20.97371	42091.70	151809.84	1.000924	0.9967	1.0017	0.9962	0.99931	151915.3	0.994151	0.9706	0.9969	0.96189	146126.5
30/07/2013	9:22:00	150	1.0139	15.5	0.91	20.946499	42031.69	151556.44	1.000924	0.9967	1.0017	0.9963	0.99931	151661.7	0.994151	0.9706	0.9969	0.96189	145882.6
30/07/2013	9:23:00	150	1.0139	15.5	0.91	21.054136	41987.70	151629.42	1.000924	0.9967	1.0017	0.9962	0.99931	151734.7	0.994151	0.9706	0.9969	0.96189	145952.9
30/07/2013	9:24:00	150	1.0139	15.5	0.91	21.03455	42150.63	152192.93	1.000924	0.9967	1.0017	0.9962	0.99931	152298.6	0.994151	0.9706	0.9969	0.96189	146495.3
30/07/2013	9:25:00	150	1.0139	15.5	0.91	21.043516	42001.88	151698.52	1.000924	0.9967	1.0017	0.9962	0.99931	151803.9	0.994151	0.9706	0.9969	0.96189	146019.4
30/07/2013	9:26:00	150	1.0139	15.6	0.91	21.027458	41991.20	151456.23	1.000924	0.9960	1.0017	0.9962	0.99863	151663.3	0.994151	0.9706	0.9969	0.96189	145884.1
30/07/2013	9:27:00	150	1.0139	15.6	0.91	20.993675	42062.80	151609.30	1.000924	0.9960	1.0017	0.9962	0.99863	151816.6	0.994151	0.9706	0.9969	0.96189	146031.6
30/07/2013	9:28:00	150	1.0138	15.6	0.91	21.041176	42062.80	151653.67	1.000821	0.9960	1.0017	0.9962	0.99853	151876.6	0.994151	0.9706	0.9969	0.96189	146089.3
30/07/2013	9:29:00	150	1.0138	15.6	0.91	20.972143	42062.80	151540.98	1.000821	0.9960	1.0017	0.9962	0.99853	151763.7	0.994151	0.9706	0.9969	0.96189	145980.7
30/07/2013	9:30:00	150	1.0138	15.7	0.91	21.04092	42050.86	151462.12	1.000821	0.9953	1.0017	0.9962	0.99786	151786.8	0.994151	0.9706	0.9969	0.96189	146003.0
						Prom.	151615.9						Prom.	151737.9				Prom.	145955.9
30/07/2013	8:31:00	130	1.0133	15	0.94	16.676817	36911.18	128000.80	1.000308	1.0000	1.0019	0.9987	1.00220	127719.5	0.994151	0.9706	0.9969	0.96189	122852.7
30/07/2013	8:32:00	130	1.0133	15	0.94	16.64879	36804.95	128036.23	1.000308	1.0000	1.0019	0.9987	1.00220	127754.8	0.994151	0.9706	0.9969	0.96189	122886.7
30/07/2013	8:33:00	130	1.0134	15	0.94	16.642422	36969.98	127988.06	1.000410	1.0000	1.0019	0.9987	1.00231	127693.6	0.994151	0.9706	0.9969	0.96189	122827.9
30/07/2013	8:34:00	130	1.0134	15	0.93	16.606136	36789.88	128140.78	1.000410	1.0000	1.0018	0.9987	1.00225	127853.0	0.994151	0.9706	0.9969	0.96189	122981.1
30/07/2013	8:35:00	130	1.0134	15	0.93	16.581242	36851.07	128217.70	1.000410	1.0000	1.0018	0.9987	1.00225	127929.8	0.994151	0.9706	0.9969	0.96189	123055.0
30/07/2013	8:36:00	130	1.0134	15	0.93	16.738234	36891.55	128466.60	1.000410	1.0000	1.0018	0.9986	1.00225	128178.1	0.994151	0.9706	0.9969	0.96189	123293.9
30/07/2013	8:37:00	130	1.0134	15	0.93	16.705605	36913.98	128767.48	1.000410	1.0000	1.0018	0.9986	1.00225	128478.3	0.994151	0.9706	0.9969	0.96189	123582.6
30/07/2013	8:38:00	130	1.0134	15	0.93	16.759739	36773.07	128124.09	1.000410	1.0000	1.0018	0.9986	1.00225	127836.4	0.994151	0.9706	0.9969	0.96189	122965.1
30/07/2013	8:39:00	130	1.0134	15.1	0.93	16.80907	36835.70	128261.58	1.000410	0.9993	1.0018	0.9986	1.00158	128059.0	0.994151	0.9706	0.9969	0.96189	123179.3
30/07/2013	8:40:00	130	1.0134	15.1	0.93	16.796318	36796.57	128348.54	1.000410	0.9993	1.0018	0.9986	1.00158	128145.8	0.994151	0.9706	0.9969	0.96189	123262.8
30/07/2013	8:41:00	130	1.0135	15.1	0.93	16.728899	36849.38	128245.52	1.000513	0.9993	1.0018	0.9986	1.00168	128029.8	0.994151	0.9706	0.9969	0.96189	123151.2
30/07/2013	8:42:00	130	1.0135	15.1	0.93	16.618055	36883.37	128022.50	1.000513	0.9993	1.0018	0.9987	1.00168	127807.1	0.994151	0.9706	0.9969	0.96189	122937.0
30/07/2013	8:43:00	130	1.0135	15.1	0.93	16.591028	36940.24	128393.02	1.000513	0.9993	1.0018	0.9987	1.00168	128177.0	0.994151	0.9706	0.9969	0.96189	123292.8
30/07/2013	8:44:00	130	1.0135	15.1	0.93	16.573366	36824.09	128454.05	1.000513	0.9993	1.0018	0.9987	1.00168	128238.0	0.994151	0.9706	0.9969	0.96189	123351.4
30/07/2013	8:45:00	130	1.0135	15.1	0.93	16.789604	36806.86	128498.92	1.000513	0.9993	1.0018	0.9986	1.00168	128282.8	0.994151	0.9706	0.9969	0.96189	123394.5
						Prom.	128264.4						Prom.	128012.2				Prom.	123134.3

UNIDAD: TURBINA A GAS TG 11 DE LA CENTRAL TERMICA CHILCA 1

Registros de datos de Ensayo									Cálculo de Potencia a condiciones Efectivas										
Fecha	Hora	Carga	Presión	Temp.	Hum. Rel [x 100]	Delta Pres. de Gases de Escape	Flujo Comb.	POTy	kyrP	kyrT	kyrHrel	kyrPge	(kyr)	POTr	krxP	krxT	krxHrel	(krx)	POTx
		MW	BAR	°C	%	mbar	m³/h	(kW)					DIVISOR	(Kw)				FACTOR	(Kw)
30/07/2013	7:26:00	100	1.0129	14.5	0.97	13.883497	32299.92	103441.5	0.999897	1.0033	1.0021	1.0003	1.00529	102897.2	0.994151	0.9706	0.9969	0.96189	98976.3
30/07/2013	7:27:00	100	1.0129	14.5	0.96	13.909351	32204.70	103747.2	0.999897	1.0033	1.0020	1.0003	1.00524	103206.8	0.994151	0.9706	0.9969	0.96189	99274.1
30/07/2013	7:28:00	100	1.0129	14.6	0.96	13.874659	32008.31	104017.9	0.999897	1.0027	1.0020	1.0004	1.00457	103544.8	0.994151	0.9706	0.9969	0.96189	99599.2
30/07/2013	7:29:00	100	1.0129	14.6	0.96	13.874676	32012.59	104171.5	0.999897	1.0027	1.0020	1.0004	1.00457	103697.7	0.994151	0.9706	0.9969	0.96189	99746.2
30/07/2013	7:30:00	100	1.0129	14.6	0.96	13.861415	31975.22	104047.6	0.999897	1.0027	1.0020	1.0004	1.00457	103574.3	0.994151	0.9706	0.9969	0.96189	99627.6
30/07/2013	7:31:00	100	1.013	14.6	0.96	13.871198	31986.0	103833.0	1.000000	1.0027	1.0020	1.0004	1.00467	103350.1	0.994151	0.9706	0.9969	0.96189	99411.9
30/07/2013	7:32:00	100	1.013	14.6	0.96	13.941496	31986.76	103816.8	1.000000	1.0027	1.0020	1.0003	1.00467	103334.0	0.994151	0.9706	0.9969	0.96189	99396.4
30/07/2013	7:33:00	100	1.013	14.6	0.96	13.956646	32011.65	103546.4	1.000000	1.0027	1.0020	1.0003	1.00467	103064.8	0.994151	0.9706	0.9969	0.96189	99137.5
30/07/2013	7:34:00	100	1.013	14.6	0.96	13.841538	31972.96	103716.1	1.000000	1.0027	1.0020	1.0004	1.00467	103233.8	0.994151	0.9706	0.9969	0.96189	99300.0
30/07/2013	7:35:00	100	1.013	14.6	0.96	13.87432	31958.93	103947.2	1.000000	1.0027	1.0020	1.0004	1.00467	103463.8	0.994151	0.9706	0.9969	0.96189	99521.3
30/07/2013	7:36:00	100	1.013	14.6	0.96	13.941005	31887.21	103971.6	1.000000	1.0027	1.0020	1.0003	1.00467	103488.0	0.994151	0.9706	0.9969	0.96189	99544.6
30/07/2013	7:37:00	100	1.013	14.6	0.97	13.941174	31974.65	103949.3	1.000000	1.0027	1.0021	1.0003	1.00473	103460.2	0.994151	0.9706	0.9969	0.96189	99517.8
30/07/2013	7:38:00	100	1.013	14.7	0.96	13.887159	31942.22	104100.4	1.000000	1.0020	1.0020	1.0003	1.00401	103685.0	0.994151	0.9706	0.9969	0.96189	99734.1
30/07/2013	7:39:00	100	1.013	14.7	0.96	13.95484	31864.67	104033.6	1.000000	1.0020	1.0020	1.0003	1.00401	103618.5	0.994151	0.9706	0.9969	0.96189	99670.1
30/07/2013	7:40:00	100	1.013	14.7	0.96	13.88061	31801.16	103991.8	1.000000	1.0020	1.0020	1.0003	1.00401	103576.8	0.994151	0.9706	0.9969	0.96189	99630.0
							Prom.	103888.8					Prom.	103413.0				Prom.	99472.5
30/07/2013	7:01:00	90	1.0127	14.4	0.96	12.538258	30247.448	93467.554	0.999692	1.0040	1.0020	1.0012	1.00569	92938.3	0.994151	0.9706	0.9969	0.96189	89396.9
30/07/2013	7:02:00	90	1.0127	14.4	0.96	12.573841	30345.890	94086.442	0.999692	1.0040	1.0020	1.0012	1.00569	93553.7	0.994151	0.9706	0.9969	0.96189	89988.8
30/07/2013	7:03:00	90	1.0126	14.4	0.96	12.586683	30425.579	94714.362	0.999590	1.0040	1.0020	1.0012	1.00559	94187.7	0.994151	0.9706	0.9969	0.96189	90598.7
30/07/2013	7:04:00	90	1.0127	14.4	0.96	12.759126	30451.751	94890.418	0.999692	1.0040	1.0020	1.0011	1.00569	94353.1	0.994151	0.9706	0.9969	0.96189	90757.8
30/07/2013	7:05:00	90	1.0126	14.4	0.96	12.658172	30349.366	94548.160	0.999590	1.0040	1.0020	1.0011	1.00559	94022.5	0.994151	0.9706	0.9969	0.96189	90439.7
30/07/2013	7:06:00	90	1.0127	14.4	0.96	12.524393	30174.487	93839.820	0.999692	1.0040	1.0020	1.0012	1.00569	93308.5	0.994151	0.9706	0.9969	0.96189	89753.0
30/07/2013	7:07:00	90	1.0127	14.4	0.96	12.534473	30100.976	93504.308	0.999692	1.0040	1.0020	1.0012	1.00569	92974.9	0.994151	0.9706	0.9969	0.96189	89432.1
30/07/2013	7:08:00	90	1.0127	14.4	0.96	12.485789	30080.439	93568.738	0.999692	1.0040	1.0020	1.0012	1.00569	93038.9	0.994151	0.9706	0.9969	0.96189	89493.7
30/07/2013	7:09:00	90	1.0127	14.4	0.96	12.453935	30110.842	93794.658	0.999692	1.0040	1.0020	1.0012	1.00569	93263.6	0.994151	0.9706	0.9969	0.96189	89709.8
30/07/2013	7:10:00	90	1.0127	14.4	0.97	12.500156	30224.951	94202.424	0.999692	1.0040	1.0021	1.0012	1.00575	93663.9	0.994151	0.9706	0.9969	0.96189	90094.8
30/07/2013	7:11:00	90	1.0127	14.4	0.97	12.518087	30352.608	94357.578	0.999692	1.0040	1.0021	1.0012	1.00575	93818.2	0.994151	0.9706	0.9969	0.96189	90243.2
30/07/2013	7:12:00	90	1.0127	14.4	0.97	12.525033	30341.584	94532.872	0.999692	1.0040	1.0021	1.0012	1.00575	93992.5	0.994151	0.9706	0.9969	0.96189	90410.9
30/07/2013	7:13:00	90	1.0127	14.4	0.97	12.507449	30401.131	94485.940	0.999692	1.0040	1.0021	1.0012	1.00575	93945.8	0.994151	0.9706	0.9969	0.96189	90366.0
30/07/2013	7:14:00	90	1.0127	14.4	0.96	12.51897	30385.625	94281.848	0.999692	1.0040	1.0020	1.0012	1.00569	93748.0	0.994151	0.9706	0.9969	0.96189	90175.7
30/07/2013	7:15:00	90	1.0127	14.4	0.96	12.533051	30332.292	94147.438	0.999692	1.0040	1.0020	1.0012	1.00569	93614.4	0.994151	0.9706	0.9969	0.96189	90047.2
							Prom.	94161.5					Prom.	93628.3				Prom.	90060.6

UNIDAD: TURBINA A GAS (TG 12) DE LA CENTRAL TERMICA CHILCA 1

Registros de datos de Ensayo										Cálculo de Heat Rate a condiciones ISO						Cálculo de Heat Rate a condiciones Efectivas					
Fecha	Hora	Carga	Presión	Temp.	Hum. Rel	Defta Pres. de Gases de Escape	Flujo Comb.	POTy	HRy	k'yrP	k'yrT	k'yrHrel	k'yrPge	(k'yr)	HRr	k'rxP	k'rxT	k'rxHrel	(k'rx)	HRx	CCx
		MW	mbar	°C	%	mbar	m3/h	(kW)	(BTU/kWh)					DIVISOR	(BTU/kWh)				FACTOR	(BTU/kWh)	m³/h
30/07/2013	10:45:00	180	1013.7	15.7	91	23.061562	45280.17	171384.13	8902.3	0.99990	0.99565	1.00033	1.0031	0.99894	8911.8	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	8919.6	44510.0
30/07/2013	11:00:00	180	1013.5	15.7	90	23.44943	45552.01	172306.81	8907.8	0.99991	0.99565	1.00030	1.0032	0.99904	8916.4	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	8924.2	44793.5
30/07/2013	11:15:00	180	1013.2	15.7	89	23.28003	45506.64	172305.55	8899.0	0.99991	0.99565	1.00027	1.0031	0.99896	8908.3	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	8916.0	44764.7
30/07/2013	11:30:00	180	1012.9	15.8	89	23.355543	45461.45	171824.54	8915.0	0.99992	0.99577	1.00027	1.0032	0.99911	8923.0	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	8930.8	44751.0
30/07/2013	11:45:00	180	1012.8	15.8	89	23.049473	45234.97	171663.62	8878.9	0.99992	0.99577	1.00027	1.0031	0.99901	8887.7	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	8895.5	44529.8
30/07/2013	12:00:00	180	1012.7	15.8	88	23.275902	45627.44	171346.68	8972.5	0.99992	0.99577	1.00025	1.0031	0.99906	8981.0	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	8988.9	44926.6
30/07/2013	12:15:00	180	1012.4	16	87	23.066912	45385.85	171522.32	8915.9	0.99992	0.99601	1.00022	1.0031	0.99921	8922.9	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	8930.8	44738.2
30/07/2013	12:30:00	180	1012.1	16.1	86	23.261248	45385.85	170911.07	8947.8	0.99993	0.99613	1.00019	1.0031	0.99937	8953.4	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	8961.2	44774.2
30/07/2013	12:45:00	180	1012.1	16.2	85	23.200218	45355.77	171254.29	8923.9	0.99993	0.99626	1.00016	1.0031	0.99944	8928.9	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	8936.7	44765.3
30/07/2013	13:00:00	180	1011.9	16.2	84	23.173986	45370.89	171155.80	8932.0	0.99993	0.99626	1.00014	1.0031	0.99941	8937.3	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	8945.1	44793.0
30/07/2013	13:15:00	180	1011.7	16.3	86	23.30612	44630.97	171249.51	8781.5	0.99993	0.99638	1.00019	1.0031	0.99964	8784.7	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	8792.4	44081.0
30/07/2013	13:30:00	180	1011.7	16.3	84	23.25378	45476.57	170741.61	8974.5	0.99993	0.99638	1.00014	1.0031	0.99956	8978.5	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	8986.3	44924.0
30/07/2013	13:45:00	180	1011.4	16.2	86	23.179884	45174.49	170678.80	8918.2	0.99994	0.99626	1.00019	1.0031	0.99948	8922.9	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	8930.7	44612.7
30/07/2013	14:00:00	180	1011.1	16.2	86	23.111479	45083.93	169925.79	8939.8	0.99994	0.99626	1.00019	1.0031	0.99946	8944.6	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	8952.5	44535.8
30/07/2013	14:15:00	180	1010.9	16.1	85	22.95757	45219.85	170217.93	8951.3	0.99995	0.99613	1.00016	1.0030	0.99926	8958.0	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	8965.8	44664.6
30/07/2013	14:30:00	180	1010.7	16.1	85	23.073895	45325.53	170328.74	8966.4	0.99995	0.99613	1.00016	1.0031	0.99930	8972.7	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	8980.5	44778.8
30/07/2013	14:45:00	180	1010.9	16.1	87	22.929987	45083.93	170522.10	8908.5	0.99995	0.99613	1.00022	1.0030	0.99931	8914.7	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	8922.5	44521.9
30/07/2013	15:00:00	180	1010.6	16.1	86	22.902822	45295.29	170017.40	8976.8	0.99995	0.99613	1.00019	1.0030	0.99928	8983.4	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	8991.2	44747.7
30/07/2013	15:15:00	180	1010.6	16.1	87	22.991604	45144.42	170447.35	8924.4	0.99995	0.99613	1.00022	1.0030	0.99933	8930.3	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	8938.2	44595.3
30/07/2013	15:30:00	180	1010.6	16.1	87	22.985744	45083.93	170395.55	8915.1	0.99995	0.99613	1.00022	1.0030	0.99933	8921.1	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	8928.9	44535.5
									Min.						Min.					Min.	
									8781.5						8784.7					8792.4	44081.0
									Max.						8983.4					Max.	
									8976.8						8929.1					8991.2	44926.6
									Prom.											Prom.	
									8922.6											8936.9	44667.2

- POTy Potencia De Ensayo
- POTr Potencia De Referencia
- POTx Potencia Efectiva
- k'yrP,k'rxP Corrección de Heat Rate por factor de Presión
- k'yrT,k'rxT Corrección de Heat Rate por factor de Temperatura
- k'yrHrel,k'rxHrel Corrección de Heat Rate por factor de Humedad Relativa
- k'yrPge Corrección de Heat Rate por factor de Presión de gases de escape
- DIVISOR(k'yr) Divisor total, Potencia de Ensayo a Referencia
- FACTOR(k'rx) Factor Total, Potencia De Referencia a Sitio

UNIDAD: TURBINA A GAS (TG 11) DE LA CENTRAL TERMICA CHILCA 1

u	Registros de datos de Ensayo						Cálculo de Heat Rate a condiciones ISO							Cálculo de Heat Rate a condiciones Efectivas								
	Fecha	Hora	Carga	Presión	Temp.	Hum. Rel.	Delta	Flujo Comb.	POTy	HRy	k' yrP	k' yrT	k' yrHrel	k' yrPge	(k' yr)	HRr	k' rxP	k' rxT	k' rxHrel	(k' rx)	HRx	CCx
			MW	mbar	°C	%	Pres. de Gases de mbar		(kW)	(BTU/kWh)						DIVISOR	(BTU/kWh)				FACTOR	(BTU/kWh)
30/07/2013	9:16:00	150	1.0139	15.4	0.91	20.94715	42032.05	151486.33	9349.1	0.9999702	1.0006	1.0004	1.0024	1.00335	9317.9	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	9347.8	40425.5	
30/07/2013	9:17:00	150	1.0138	15.4	0.92	20.88047	42055.51	151477.31	9354.9	0.9999736	1.0006	1.0004	1.0023	1.00334	9323.8	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	9353.6	40450.2	
30/07/2013	9:18:00	150	1.0139	15.4	0.92	20.88612	42080.74	151533.23	9357.1	0.9999702	1.0006	1.0004	1.0023	1.00334	9325.9	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	9355.8	40470.4	
30/07/2013	9:19:00	150	1.0139	15.4	0.91	20.88641	42104.82	151599.74	9358.3	0.9999702	1.0006	1.0004	1.0023	1.00333	9327.3	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	9357.1	40496.3	
30/07/2013	9:20:00	150	1.0139	15.5	0.91	21.00348	42083.61	151532.26	9357.8	0.9999702	1.0008	1.0004	1.0024	1.00352	9324.9	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	9354.7	40495.1	
30/07/2013	9:21:00	150	1.0139	15.5	0.91	20.97371	42091.70	151809.84	9342.4	0.9999702	1.0008	1.0004	1.0024	1.00351	9309.7	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	9339.5	40503.3	
30/07/2013	9:22:00	150	1.0139	15.5	0.91	20.9465	42031.69	151556.44	9344.7	0.9999702	1.0008	1.0004	1.0024	1.00350	9312.1	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	9341.9	40445.9	
30/07/2013	9:23:00	150	1.0139	15.5	0.91	21.05414	41987.70	151629.42	9330.5	0.9999702	1.0008	1.0004	1.0024	1.00354	9297.5	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	9327.3	40402.1	
30/07/2013	9:24:00	150	1.0139	15.5	0.91	21.03455	42150.63	152192.93	9332.0	0.9999702	1.0008	1.0004	1.0024	1.00353	9299.1	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	9328.9	40559.1	
30/07/2013	9:25:00	150	1.0139	15.5	0.91	21.04352	42001.88	151698.52	9329.4	0.9999702	1.0008	1.0004	1.0024	1.00354	9296.5	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	9326.2	40415.9	
30/07/2013	9:26:00	150	1.0139	15.6	0.91	21.02746	41991.20	151456.23	9341.9	0.9999702	1.0009	1.0004	1.0024	1.00369	9307.5	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	9337.3	40426.6	
30/07/2013	9:27:00	150	1.0139	15.6	0.91	20.99368	42062.80	151609.30	9348.4	0.9999702	1.0009	1.0004	1.0024	1.00368	9314.1	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	9343.9	40496.0	
30/07/2013	9:28:00	150	1.0138	15.6	0.91	21.04118	42062.80	151653.67	9345.6	0.9999736	1.0009	1.0004	1.0024	1.00370	9311.2	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	9341.0	40499.3	
30/07/2013	9:29:00	150	1.0138	15.6	0.91	20.97214	42062.80	151540.98	9352.6	0.9999736	1.0009	1.0004	1.0024	1.00368	9318.3	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	9348.2	40500.3	
30/07/2013	9:30:00	150	1.0138	15.7	0.91	21.04092	42050.86	151462.12	9354.8	0.9999736	1.0011	1.0004	1.0024	1.00386	9318.9	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	9348.7	40508.7	
							Prom.		9346.6					Prom.	9313.7				Prom.	9343.5	40473.0	
30/07/2013	8:31:00	130	1.0133	15	0.94	16.67682	36911.18	128000.80	9716.5	0.9999901	1.0000	1.0004	1.0008	1.00126	9704.3	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	9735.3	35495.4	
30/07/2013	8:32:00	130	1.0133	15	0.94	16.64879	36804.95	128036.23	9685.8	0.9999901	1.0000	1.0004	1.0008	1.00125	9673.8	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	9704.7	35393.6	
30/07/2013	8:33:00	130	1.0134	15	0.94	16.64242	36969.98	127988.06	9732.9	0.9999868	1.0000	1.0004	1.0008	1.00124	9720.9	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	9752.0	35548.8	
30/07/2013	8:34:00	130	1.0134	15	0.93	16.60614	36789.88	128140.78	9674.0	0.9999868	1.0000	1.0004	1.0008	1.00122	9662.2	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	9693.2	35378.5	
30/07/2013	8:35:00	130	1.0134	15	0.93	16.58124	36851.07	128217.70	9684.3	0.9999868	1.0000	1.0004	1.0008	1.00121	9672.6	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	9703.5	35437.7	
30/07/2013	8:36:00	130	1.0134	15	0.93	16.73823	36891.55	128466.60	9676.1	0.9999868	1.0000	1.0004	1.0009	1.00127	9663.9	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	9694.8	35474.6	
30/07/2013	8:37:00	130	1.0134	15	0.93	16.70561	36913.98	128767.48	9659.4	0.9999868	1.0000	1.0004	1.0009	1.00125	9647.3	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	9678.2	35496.6	
30/07/2013	8:38:00	130	1.0134	15	0.93	16.75974	36773.07	128124.09	9670.8	0.9999868	1.0000	1.0004	1.0009	1.00127	9658.5	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	9689.4	35360.3	
30/07/2013	8:39:00	130	1.0134	15.1	0.93	16.80907	36835.70	128261.58	9676.9	0.9999868	1.0002	1.0004	1.0009	1.00145	9662.9	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	9693.8	35438.0	
30/07/2013	8:40:00	130	1.0134	15.1	0.93	16.79632	36796.57	128348.54	9660.1	0.9999868	1.0002	1.0004	1.0009	1.00144	9646.2	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	9677.0	35400.6	
30/07/2013	8:41:00	130	1.0135	15.1	0.93	16.7289	36849.38	128245.52	9681.7	0.9999835	1.0002	1.0004	1.0009	1.00141	9668.0	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	9699.0	35448.7	
30/07/2013	8:42:00	130	1.0135	15.1	0.93	16.61806	36883.37	128022.50	9707.5	0.9999835	1.0002	1.0004	1.0008	1.00137	9694.2	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	9725.2	35482.9	
30/07/2013	8:43:00	130	1.0135	15.1	0.93	16.59103	36940.24	128393.02	9694.4	0.9999835	1.0002	1.0004	1.0008	1.00136	9681.2	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	9712.2	35537.9	
30/07/2013	8:44:00	130	1.0135	15.1	0.93	16.57337	36824.09	128454.05	9659.4	0.9999835	1.0002	1.0004	1.0008	1.00136	9646.3	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	9677.1	35426.4	
30/07/2013	8:45:00	130	1.0135	15.1	0.93	16.7896	36806.86	128498.92	9651.5	0.9999835	1.0002	1.0004	1.0009	1.00144	9637.6	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	9668.5	35407.0	
							Prom.		9682.1					Prom.	9669.3				Prom.	9700.3	35448.5	

UNIDAD: TURBINA A GAS (TG 11) DE LA CENTRAL TERMICA CHILCA 1

Registros de datos de Ensayo						Cálculo de Heat Rate a condiciones ISO									Cálculo de Heat Rate a condiciones Efectivas						
Fecha	Hora	Carga	Presión	Temp.	Hum. Rel.	Delta	Flujo Comb.	POTy	HRy	k'yrP	k'yrT	k'yrHrel	k'yrPge	(k'yr)	HRr	k'rxP	k'rxT	k'rxHrel	(k'rx)	HRx	CCx
		MW	mbar	°C	%	Pres. de Gases de															
30/07/2013	7:26:00	100	1.0129	14.5	0.97	13.8835	32299.92	103441.55	10521.3	1.0000034	0.9992	1.0005	0.9998	0.99948	10526.9	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	10560.6	31020.8
30/07/2013	7:27:00	100	1.0129	14.5	0.96	13.90935	32204.70	103747.16	10459.4	1.0000034	0.9992	1.0004	0.9998	0.99947	10464.9	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	10498.4	30931.2
30/07/2013	7:28:00	100	1.0129	14.6	0.96	13.87466	32008.31	104017.95	10368.6	1.0000034	0.9994	1.0004	0.9998	0.99961	10372.6	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	10405.8	30758.6
30/07/2013	7:29:00	100	1.0129	14.6	0.96	13.87468	32012.59	104171.51	10354.7	1.0000034	0.9994	1.0004	0.9998	0.99961	10358.7	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	10391.8	30762.7
30/07/2013	7:30:00	100	1.0129	14.6	0.96	13.86142	31975.22	104047.58	10354.9	1.0000034	0.9994	1.0004	0.9998	0.99961	10359.0	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	10392.1	30727.0
30/07/2013	7:31:00	100	1.013	14.6	0.96	13.8712	31985.98	103832.98	10379.8	1.0000001	0.9994	1.0004	0.9998	0.99961	10383.9	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	10417.1	30734.1
30/07/2013	7:32:00	100	1.013	14.6	0.96	13.9415	31986.76	103816.81	10381.7	1.0000001	0.9994	1.0004	0.9998	0.99964	10385.4	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	10418.7	30734.0
30/07/2013	7:33:00	100	1.013	14.6	0.96	13.95665	32011.65	103546.39	10416.9	1.0000001	0.9994	1.0004	0.9998	0.99964	10420.6	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	10454.0	30757.8
30/07/2013	7:34:00	100	1.013	14.6	0.96	13.84154	31972.96	103716.13	10387.3	1.0000001	0.9994	1.0004	0.9998	0.99960	10391.4	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	10424.7	30722.0
30/07/2013	7:35:00	100	1.013	14.6	0.96	13.87432	31958.93	103947.20	10359.6	1.0000001	0.9994	1.0004	0.9998	0.99961	10363.7	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	10396.8	30708.1
30/07/2013	7:36:00	100	1.013	14.6	0.96	13.94101	31887.21	103971.55	10333.9	1.0000001	0.9994	1.0004	0.9998	0.99964	10337.7	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	10370.8	30638.4
30/07/2013	7:37:00	100	1.013	14.6	0.97	13.94117	31974.65	103949.26	10364.5	1.0000001	0.9994	1.0005	0.9998	0.99965	10368.2	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	10401.3	30720.3
30/07/2013	7:38:00	100	1.013	14.7	0.96	13.88716	31942.22	104100.40	10339.0	1.0000001	0.9995	1.0004	0.9998	0.99977	10341.3	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	10374.5	30707.5
30/07/2013	7:39:00	100	1.013	14.7	0.96	13.95484	31864.67	104033.58	10320.5	1.0000001	0.9995	1.0004	0.9998	0.99980	10322.6	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	10355.6	30632.2
30/07/2013	7:40:00	100	1.013	14.7	0.96	13.88061	31801.16	103991.76	10304.1	1.0000001	0.9995	1.0004	0.9998	0.99977	10306.5	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	10339.5	30572.0
								Prom.	10376.4					Prom.	10380.2				Prom.	10413.4	30741.8
30/07/2013	7:01:00	90	1.0127	14.4	0.96	12.53826	30247.45	93467.55	10904.2	1.0000101	0.9991	1.0004	0.9993	0.99879	10917.4	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	10952.4	29058.0
30/07/2013	7:02:00	90	1.0127	14.4	0.96	12.57384	30345.89	94086.44	10867.7	1.0000101	0.9991	1.0004	0.9993	0.99880	10880.7	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	10915.6	29152.2
30/07/2013	7:03:00	90	1.0126	14.4	0.96	12.58668	30425.58	94714.36	10824.0	1.0000134	0.9991	1.0004	0.9993	0.99881	10836.9	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	10871.6	29231.5
30/07/2013	7:04:00	90	1.0127	14.4	0.96	12.75913	30451.75	94890.42	10813.2	1.0000101	0.9991	1.0004	0.9993	0.99887	10825.4	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	10860.0	29251.7
30/07/2013	7:05:00	90	1.0126	14.4	0.96	12.65817	30349.37	94548.16	10815.9	1.0000134	0.9991	1.0004	0.9993	0.99884	10828.4	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	10863.1	29157.4
30/07/2013	7:06:00	90	1.0127	14.4	0.96	12.52439	30174.49	93839.82	10834.7	1.0000101	0.9991	1.0004	0.9992	0.99878	10847.9	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	10882.7	28988.1
30/07/2013	7:07:00	90	1.0127	14.4	0.96	12.53447	30100.98	93504.31	10847.1	1.0000101	0.9991	1.0004	0.9993	0.99878	10860.3	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	10895.1	28917.3
30/07/2013	7:08:00	90	1.0127	14.4	0.96	12.48579	30080.44	93568.74	10832.2	1.0000101	0.9991	1.0004	0.9992	0.99876	10845.6	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	10880.3	28898.2
30/07/2013	7:09:00	90	1.0127	14.4	0.96	12.45394	30110.84	93794.66	10817.1	1.0000101	0.9991	1.0004	0.9992	0.99875	10830.6	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	10865.2	28927.8
30/07/2013	7:10:00	90	1.0127	14.4	0.97	12.50016	30224.95	94202.42	10811.0	1.0000101	0.9991	1.0005	0.9992	0.99878	10824.2	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	10858.9	29034.9
30/07/2013	7:11:00	90	1.0127	14.4	0.97	12.51809	30352.61	94357.58	10838.9	1.0000101	0.9991	1.0005	0.9992	0.99879	10852.0	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	10886.7	29157.3
30/07/2013	7:12:00	90	1.0127	14.4	0.97	12.52503	30341.58	94532.87	10814.8	1.0000101	0.9991	1.0005	0.9992	0.99879	10827.9	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	10862.6	29146.6
30/07/2013	7:13:00	90	1.0127	14.4	0.97	12.50745	30401.13	94485.94	10841.4	1.0000101	0.9991	1.0005	0.9992	0.99879	10854.6	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	10889.4	29204.0
30/07/2013	7:14:00	90	1.0127	14.4	0.96	12.51897	30385.62	94281.85	10859.4	1.0000101	0.9991	1.0004	0.9992	0.99878	10872.6	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	10907.4	29191.0
30/07/2013	7:15:00	90	1.0127	14.4	0.96	12.53305	30332.29	94147.44	10855.8	1.0000101	0.9991	1.0004	0.9993	0.99878	10869.0	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	10903.8	29139.6
								Prom.	10838.5					Prom.	10851.6				Prom.	10886.3	29097.0

UNIDAD: TURBINA A GAS (TG 12) DE LA CENTRAL TERMICA CHILCA 1

Registros de datos de Ensayo															Cálculo de Potencia a condiciones Efectivas				
Fecha	Hora	Carga	Presión	Temp.	Hum. Rel	Delta Pres. de Gases de Escape	Flujo Comb.	POTy	kyrP	kyrT	kyrHrel	kyrPge	(kyr)	POTr	krxP	krxT	krxHrel	(krx)	POTx
		MW	mbar	°C	%	mbar	m³/h	(kW)					DIVISOR	(Kw)				FACTOR	(Kw)
30/07/2013	10:45:00	180	1013.7	15.7	91	23.061562	45280.17	171384.1	1.00641	1.01761	1.00078	0.99514	1.01995	168032.0	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	168142.5
30/07/2013	11:00:00	180	1013.5	15.7	90	23.44943	45552.01	172306.8	1.00621	1.01761	1.00072	0.99494	1.01948	169014.9	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	169126.0
30/07/2013	11:15:00	180	1013.2	15.7	89	23.28003	45506.64	172305.5	1.00591	1.01761	1.00065	0.99503	1.01919	169060.4	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	169171.6
30/07/2013	11:30:00	180	1012.9	15.8	89	23.355543	45461.45	171824.5	1.00561	1.01710	1.00065	0.99499	1.01834	168729.3	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	168840.2
30/07/2013	11:45:00	180	1012.8	15.8	89	23.049473	45234.97	171663.6	1.00551	1.01710	1.00065	0.99514	1.01840	168561.5	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	168672.4
30/07/2013	12:00:00	180	1012.7	15.8	88	23.275902	45627.44	171346.7	1.00541	1.01710	1.00059	0.99503	1.01812	168297.6	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	168408.3
30/07/2013	12:15:00	180	1012.4	16	87	23.066912	45385.85	171522.3	1.00510	1.01609	1.00052	0.99514	1.01684	168682.0	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	168792.9
30/07/2013	12:30:00	180	1012.1	16.1	86	23.261248	45385.85	170911.1	1.00480	1.01557	1.00046	0.99504	1.01586	168243.6	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	168354.2
30/07/2013	12:45:00	180	1012.1	16.2	85	23.200218	45355.77	171254.3	1.00480	1.01506	1.00039	0.99507	1.01531	168672.3	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	168783.2
30/07/2013	13:00:00	180	1011.9	16.2	84	23.173986	45370.89	171155.8	1.00460	1.01506	1.00033	0.99508	1.01505	168617.7	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	168728.6
30/07/2013	13:15:00	180	1011.7	16.3	86	23.30612	44630.97	171249.5	1.00440	1.01455	1.00046	0.99501	1.01440	168818.6	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	168929.6
30/07/2013	13:30:00	180	1011.7	16.3	84	23.25378	45476.57	170741.6	1.00440	1.01455	1.00033	0.99504	1.01429	168335.4	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	168446.1
30/07/2013	13:45:00	180	1011.4	16.2	86	23.179884	45174.49	170678.8	1.00410	1.01506	1.00046	0.99508	1.01468	168210.1	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	168320.7
30/07/2013	14:00:00	180	1011.1	16.2	86	23.111479	45083.93	169925.8	1.00380	1.01506	1.00046	0.99511	1.01441	167512.2	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	167622.3
30/07/2013	14:15:00	180	1010.9	16.1	85	22.95757	45219.85	170217.9	1.00360	1.01557	1.00039	0.99519	1.01473	167746.5	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	167856.8
30/07/2013	14:30:00	180	1010.7	16.1	85	23.073895	45325.53	170328.7	1.00340	1.01557	1.00039	0.99513	1.01447	167899.3	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	168009.7
30/07/2013	14:45:00	180	1010.9	16.1	87	22.929987	45083.93	170522.1	1.00360	1.01557	1.00052	0.99521	1.01488	168021.9	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	168132.4
30/07/2013	15:00:00	180	1010.6	16.1	86	22.902822	45295.29	170017.4	1.00330	1.01557	1.00046	0.99522	1.01452	167583.4	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	167693.6
30/07/2013	15:15:00	180	1010.6	16.1	87	22.991604	45144.42	170447.3	1.00330	1.01557	1.00052	0.99517	1.01454	168003.9	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	168114.4
30/07/2013	15:30:00	180	1010.6	16.1	87	22.985744	45083.93	170395.6	1.00330	1.01557	1.00052	0.99518	1.01455	167952.3	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	168062.8
							Min.	169925.8					Min.	167512.2				Min.	167622.3
							Max.	172306.8					Max.	169060.4				Max.	169171.6
							Prom.	171010.0					Prom.	168299.7				Prom.	168410.4

- POTy Potencia De Ensayo
- POTr Potencia De Referencia
- POTx Potencia Efectiva
- kyrP,krxP Corrección de Potencia por Factor de Presión
- kyrT,krxT Corrección de Potencia-Por Factor De Temperatura
- kyrHrel,krxHrel Corrección de Potencia por factor de Humedad Relativa
- kyrPge Corrección de Potencia por factor de Presión de gases de escape
- DIVISOR(kyr) Divisor total, Potencia de Ensayo a Referencia
- FACTOR(krx) Factor Total, Potencia De Referencia a Efectiva

UNIDAD: TURBINA A GAS (TG 12) DE LA CENTRAL TERMICA CHILCA 1

Registros de datos de Ensayo									Cálculo de Potencia a condiciones Efectivas													
Fecha	Hora	Carga	Presión	Temp.	Hum. Rel	Delta Pres. de Gases de Escape	Flujo Comb.	POTy	kyrP	kyrT	kyrHrel	kyrPge	(kyr)	POTr	krxP	krxT	krxHrel	(krx)	POTx			
		MW	mbar	°C	%	mbar	m³/h	(kW)					DIVISOR	(Kw)				FACTOR	(Kw)			
30/07/2013	9:16:00	150	1013.9	15.4	91	20.159395	41795.80	150333.3	1.00661	1.01912	1.00078	0.99668	1.02324	146918.3	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	147014.9			
30/07/2013	9:17:00	150	1013.8	15.4	92	20.099218	41842.53	150354.5	1.00651	1.01912	1.00085	0.99671	1.02324	146939.3	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	147035.9			
30/07/2013	9:18:00	150	1013.9	15.4	92	20.190655	41868.62	150478.9	1.00661	1.01912	1.00085	0.99666	1.02329	147053.6	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	147150.3			
30/07/2013	9:19:00	150	1013.9	15.4	91	20.14717	41910.66	150519.0	1.00661	1.01912	1.00078	0.99668	1.02325	147098.8	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	147195.6			
30/07/2013	9:20:00	150	1013.9	15.5	91	20.141926	41869.79	150556.0	1.00661	1.01862	1.00078	0.99669	1.02275	147206.8	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	147303.6			
30/07/2013	9:21:00	150	1013.9	15.5	91	20.158886	41925.37	150682.7	1.00661	1.01862	1.00078	0.99668	1.02274	147332.2	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	147429.0			
30/07/2013	9:22:00	150	1013.9	15.5	91	20.109434	41902.48	150497.9	1.00661	1.01862	1.00078	0.99671	1.02277	147147.4	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	147244.1			
30/07/2013	9:23:00	150	1013.9	15.5	91	20.345766	41826.69	150551.8	1.00661	1.01862	1.00078	0.99658	1.02264	147219.2	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	147316.0			
30/07/2013	9:24:00	150	1013.9	15.5	91	20.254404	41980.72	151206.1	1.00661	1.01862	1.00078	0.99663	1.02269	147851.6	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	147948.8			
30/07/2013	9:25:00	150	1013.9	15.5	91	20.252823	41844.46	150732.1	1.00661	1.01862	1.00078	0.99663	1.02269	147388.0	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	147484.9			
30/07/2013	9:26:00	150	1013.9	15.6	91	20.258064	41829.78	150466.6	1.00661	1.01811	1.00078	0.99662	1.02218	147201.4	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	147298.2			
30/07/2013	9:27:00	150	1013.9	15.6	91	20.253391	41836.53	150637.0	1.00661	1.01811	1.00078	0.99663	1.02218	147367.7	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	147464.6			
30/07/2013	9:28:00	150	1013.8	15.6	91	20.24414	41842.86	150648.0	1.00651	1.01811	1.00078	0.99663	1.02209	147392.5	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	147489.4			
30/07/2013	9:29:00	150	1013.8	15.6	91	20.240887	41833.23	150595.4	1.00651	1.01811	1.00078	0.99663	1.02209	147340.7	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	147437.6			
30/07/2013	9:30:00	150	1013.8	15.7	91	20.262974	41859.92	150387.2	1.00651	1.01761	1.00078	0.99662	1.02157	147211.7	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	147308.5			
							Prom.	150576.4						Prom.	147244.6						Prom.	147341.4
30/07/2013	8:31:00	130	1013.3	15	94	15.954893	36645.06	128443.1	1.00601	1.02110	1.00098	0.99908	1.02730	125030.0	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	125112.2			
30/07/2013	8:32:00	130	1013.3	15	94	16.053816	36663.11	128497.9	1.00601	1.02110	1.00098	0.99902	1.02724	125090.7	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	125172.9			
30/07/2013	8:33:00	130	1013.4	15	94	15.933117	36597.99	128488.5	1.00611	1.02110	1.00098	0.99910	1.02741	125060.1	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	125142.3			
30/07/2013	8:34:00	130	1013.4	15	93	15.964448	36580.82	128647.9	1.00611	1.02110	1.00091	0.99908	1.02733	125225.6	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	125308.0			
30/07/2013	8:35:00	130	1013.4	15	93	16.018795	36577.42	128802.4	1.00611	1.02110	1.00091	0.99905	1.02730	125380.1	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	125462.6			
30/07/2013	8:36:00	130	1013.4	15	93	16.072182	36632.53	129083.3	1.00611	1.02110	1.00091	0.99901	1.02726	125657.5	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	125740.1			
30/07/2013	8:37:00	130	1013.4	15	93	16.02947	36692.54	129397.4	1.00611	1.02110	1.00091	0.99904	1.02729	125960.1	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	126042.9			
30/07/2013	8:38:00	130	1013.4	15	93	16.058702	36557.10	128799.2	1.00611	1.02110	1.00091	0.99902	1.02727	125380.0	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	125462.4			
30/07/2013	8:39:00	130	1013.4	15.1	93	15.995768	36529.79	128951.3	1.00611	1.02061	1.00091	0.99906	1.02681	125584.1	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	125666.6			
30/07/2013	8:40:00	130	1013.4	15.1	93	16.025995	36639.22	129047.6	1.00611	1.02061	1.00091	0.99904	1.02679	125680.1	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	125762.8			
30/07/2013	8:41:00	130	1013.5	15.1	93	16.050144	36512.85	128910.2	1.00621	1.02061	1.00091	0.99903	1.02688	125535.7	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	125618.2			
30/07/2013	8:42:00	130	1013.5	15.1	93	15.895441	36640.04	128615.2	1.00621	1.02061	1.00091	0.99912	1.02698	125236.8	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	125319.2			
30/07/2013	8:43:00	130	1013.5	15.1	93	15.853375	36702.25	129144.4	1.00621	1.02061	1.00091	0.99914	1.02700	125748.9	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	125831.6			
30/07/2013	8:44:00	130	1013.5	15.1	93	15.855163	36624.15	129160.8	1.00621	1.02061	1.00091	0.99914	1.02700	125765.0	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	125847.7			
30/07/2013	8:45:00	130	1013.5	15.1	93	15.967354	36583.60	129242.3	1.00621	1.02061	1.00091	0.99908	1.02693	125852.8	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	125935.5			
							Prom.	128882.1						Prom.	125479.2						Prom.	125561.7

UNIDAD: TURBINA A GAS (TG 12) DE LA CENTRAL TERMICA CHILCA 1

Registros de datos de Ensayo									Cálculo de Potencia a condiciones Efectivas										
Fecha	Hora	Carga	Presión	Temp.	Hum. Rel	Delta Pres. de Gases de Escape	Flujo Comb.	POTy	kyrP	kyrT	kyrHrel	kyrPge	(kyr)	POTr	krxP	krxT	krxHrel	(krx)	POTx
		MW	mbar	°C	%	mbar	m³/h	(kW)					DIVISOR	(Kw)				FACTOR	(Kw)
30/07/2013	7:26:00	100	1012.9	14.5	97	13.203292	32075.42	103845.7	1.00561	1.02355	1.00117	1.00077	1.03128	100695.6	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	100761.8
30/07/2013	7:27:00	100	1012.9	14.5	96	13.1803055	31996.74	103713.2	1.00561	1.02355	1.00111	1.00078	1.03123	100572.1	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	100638.2
30/07/2013	7:28:00	100	1012.9	14.6	96	13.174566	31839.20	103497.5	1.00561	1.02306	1.00111	1.00079	1.03075	100410.2	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	100476.2
30/07/2013	7:29:00	100	1012.9	14.6	96	13.193654	31775.17	103468.9	1.00561	1.02306	1.00111	1.00078	1.03074	100383.6	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	100449.6
30/07/2013	7:30:00	100	1012.9	14.6	96	13.151996	31759.74	103366.9	1.00561	1.02306	1.00111	1.00080	1.03076	100282.1	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	100348.0
30/07/2013	7:31:00	100	1013	14.6	96	13.167569	31776.63	103248.4	1.00571	1.02306	1.00111	1.00079	1.03085	100158.0	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	100223.9
30/07/2013	7:32:00	100	1013	14.6	96	13.154423	31731.89	103321.9	1.00571	1.02306	1.00111	1.00080	1.03086	100228.5	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	100294.4
30/07/2013	7:33:00	100	1013	14.6	96	13.168741	31782.32	102980.8	1.00571	1.02306	1.00111	1.00079	1.03085	99898.6	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	99964.3
30/07/2013	7:34:00	100	1013	14.6	96	13.1622505	31726.95	103265.1	1.00571	1.02306	1.00111	1.00080	1.03086	100174.0	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	100239.8
30/07/2013	7:35:00	100	1013	14.6	96	13.143405	31667.25	103276.6	1.00571	1.02306	1.00111	1.00081	1.03087	100183.9	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	100249.8
30/07/2013	7:36:00	100	1013	14.6	96	13.1388645	31656.52	102952.2	1.00571	1.02306	1.00111	1.00081	1.03087	99868.9	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	99934.6
30/07/2013	7:37:00	100	1013	14.6	97	13.140905	31774.95	102550.6	1.00571	1.02306	1.00117	1.00081	1.03094	99473.0	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	99538.4
30/07/2013	7:38:00	100	1013	14.7	96	13.127063	31767.99	103009.8	1.00571	1.02257	1.00111	1.00082	1.03039	99971.6	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	100037.4
30/07/2013	7:39:00	100	1013	14.7	96	13.1244135	31675.51	102506.4	1.00571	1.02257	1.00111	1.00082	1.03039	99482.9	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	99548.3
30/07/2013	7:40:00	100	1013	14.7	96	13.127054	31625.40	102884.3	1.00571	1.02257	1.00111	1.00082	1.03039	99849.8	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	99915.5
							Prom.	103192.6					Prom.	100108.9				Prom.	100174.7
30/07/2013	7:01:00	90	1012.7	14.4	96	11.9441595	29996.726	93314.3	1.00541	1.02403	1.00111	1.00157	1.03233	90392.3	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	90451.8
30/07/2013	7:02:00	90	1012.7	14.4	96	12.021002	30051.766	94002.8	1.00541	1.02403	1.00111	1.00152	1.03227	91063.8	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	91123.7
30/07/2013	7:03:00	90	1012.6	14.4	96	12.036073	30163.950	94577.1	1.00531	1.02403	1.00111	1.00151	1.03216	91630.2	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	91690.4
30/07/2013	7:04:00	90	1012.7	14.4	96	12.022178	30194.204	94854.4	1.00541	1.02403	1.00111	1.00152	1.03227	91888.9	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	91949.3
30/07/2013	7:05:00	90	1012.6	14.4	96	12.009086	30124.462	94497.1	1.00531	1.02403	1.00111	1.00153	1.03218	91551.1	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	91611.3
30/07/2013	7:06:00	90	1012.7	14.4	96	11.897931	29971.338	93821.8	1.00541	1.02403	1.00111	1.00160	1.03236	90881.2	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	90941.0
30/07/2013	7:07:00	90	1012.7	14.4	96	11.796608	29904.797	93509.6	1.00541	1.02403	1.00111	1.00167	1.03242	90573.0	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	90632.5
30/07/2013	7:08:00	90	1012.7	14.4	96	11.8002615	29902.445	93594.7	1.00541	1.02403	1.00111	1.00166	1.03242	90655.6	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	90715.2
30/07/2013	7:09:00	90	1012.7	14.4	96	11.742072	29902.432	93885.4	1.00541	1.02403	1.00111	1.00170	1.03246	90933.7	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	90993.5
30/07/2013	7:10:00	90	1012.7	14.4	97	11.802649	30016.960	94292.4	1.00541	1.02403	1.00117	1.00166	1.03249	91325.6	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	91385.7
30/07/2013	7:11:00	90	1012.7	14.4	97	11.846488	30128.322	94423.6	1.00541	1.02403	1.00117	1.00163	1.03246	91455.3	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	91515.4
30/07/2013	7:12:00	90	1012.7	14.4	97	11.843667	30132.708	94601.7	1.00541	1.02403	1.00117	1.00164	1.03246	91627.6	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	91687.9
30/07/2013	7:13:00	90	1012.7	14.4	97	11.845838	30132.708	94542.9	1.00541	1.02403	1.00117	1.00163	1.03246	91570.8	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	91631.0
30/07/2013	7:14:00	90	1012.7	14.4	96	11.86851	30155.796	94244.7	1.00541	1.02403	1.00111	1.00162	1.03238	91289.2	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	91349.2
30/07/2013	7:15:00	90	1012.7	14.4	96	11.850074	30077.669	94121.2	1.00541	1.02403	1.00111	1.00163	1.03239	91168.5	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	91228.5
							Prom.	94152.2					Prom.	91200.4				Prom.	91260.4

UNIDAD: TURBINA A GAS (TG 12) DE LA CENTRAL TERMICA CHILCA 1

Registros de datos de Ensayo							Cálculo de Heat Rate a condiciones ISO										Cálculo de Heat Rate a condiciones Efectivas				
Fecha	Hora	Carga	Presión	Temp.	Hum. Rel	Delta Pres. de Gases de Escape	Flujo Comb.	POTy	HRy	k'yrP	k'yrT	k'yrHrel	k'yrPge	(k'yr)	HRr	k'rxP	k'rxT	k'rxHrel	(k'rx)	HRx	CCx
		MW	mbar	°C	%	mbar	m3/h	(kW)	(BTU/kWh)					DIVISOR	(BTU/kWh)				FACTOR	(BTU/kWh)	m³/h
30/07/2013	10:45:00	180	1013.7	15.7	91	23.061562	45280.17	171384.13	8902.3	0.99990	0.99565	1.00033	1.0031	0.99894	8911.8	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	8919.6	44510.0
30/07/2013	11:00:00	180	1013.5	15.7	90	23.44943	45552.01	172306.81	8907.8	0.99991	0.99565	1.00030	1.0032	0.99904	8916.4	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	8924.2	44793.5
30/07/2013	11:15:00	180	1013.2	15.7	89	23.28003	45506.64	172305.55	8899.0	0.99991	0.99565	1.00027	1.0031	0.99896	8908.3	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	8916.0	44764.7
30/07/2013	11:30:00	180	1012.9	15.8	89	23.355543	45461.45	171824.54	8915.0	0.99992	0.99577	1.00027	1.0032	0.99911	8923.0	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	8930.8	44751.0
30/07/2013	11:45:00	180	1012.8	15.8	89	23.049473	45234.97	171663.62	8878.9	0.99992	0.99577	1.00027	1.0031	0.99901	8887.7	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	8895.5	44529.8
30/07/2013	12:00:00	180	1012.7	15.8	88	23.275902	45627.44	171346.68	8972.5	0.99992	0.99577	1.00025	1.0031	0.99906	8981.0	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	8988.9	44926.6
30/07/2013	12:15:00	180	1012.4	16	87	23.066912	45385.85	171522.32	8915.9	0.99992	0.99601	1.00022	1.0031	0.99921	8922.9	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	8930.8	44738.2
30/07/2013	12:30:00	180	1012.1	16.1	86	23.261248	45385.85	170911.07	8947.8	0.99993	0.99613	1.00019	1.0031	0.99937	8953.4	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	8961.2	44774.2
30/07/2013	12:45:00	180	1012.1	16.2	85	23.200218	45355.77	171254.29	8923.9	0.99993	0.99626	1.00016	1.0031	0.99944	8928.9	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	8936.7	44765.3
30/07/2013	13:00:00	180	1011.9	16.2	84	23.173986	45370.89	171155.80	8932.0	0.99993	0.99626	1.00014	1.0031	0.99941	8937.3	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	8945.1	44793.0
30/07/2013	13:15:00	180	1011.7	16.3	86	23.30612	44630.97	171249.51	8781.5	0.99993	0.99638	1.00019	1.0031	0.99964	8784.7	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	8792.4	44081.0
30/07/2013	13:30:00	180	1011.7	16.3	84	23.25378	45476.57	170741.61	8974.5	0.99993	0.99638	1.00014	1.0031	0.99956	8978.5	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	8986.3	44924.0
30/07/2013	13:45:00	180	1011.4	16.2	86	23.179884	45174.49	170678.80	8918.2	0.99994	0.99626	1.00019	1.0031	0.99948	8922.9	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	8930.7	44612.7
30/07/2013	14:00:00	180	1011.1	16.2	86	23.111479	45083.93	169925.79	8939.8	0.99994	0.99626	1.00019	1.0031	0.99946	8944.6	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	8952.5	44535.8
30/07/2013	14:15:00	180	1010.9	16.1	85	22.95757	45219.85	170217.93	8951.3	0.99995	0.99613	1.00016	1.0030	0.99926	8958.0	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	8965.8	44664.6
30/07/2013	14:30:00	180	1010.7	16.1	85	23.073895	45325.53	170328.74	8966.4	0.99995	0.99613	1.00016	1.0031	0.99930	8972.7	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	8980.5	44778.8
30/07/2013	14:45:00	180	1010.9	16.1	87	22.929987	45083.93	170522.10	8908.5	0.99995	0.99613	1.00022	1.0030	0.99931	8914.7	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	8922.5	44521.9
30/07/2013	15:00:00	180	1010.6	16.1	86	22.902822	45295.29	170017.40	8976.8	0.99995	0.99613	1.00019	1.0030	0.99928	8983.4	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	8991.2	44747.7
30/07/2013	15:15:00	180	1010.6	16.1	87	22.991604	45144.42	170447.35	8924.4	0.99995	0.99613	1.00022	1.0030	0.99933	8930.3	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	8938.2	44595.3
30/07/2013	15:30:00	180	1010.6	16.1	87	22.985744	45083.93	170395.55	8915.1	0.99995	0.99613	1.00022	1.0030	0.99933	8921.1	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	8928.9	44535.5
									Min.						8784.7					Min.	44081.0
									Max.						8983.4					Max.	44926.6
									Prom.						8929.1					Prom.	44667.2

- POTy Potencia De Ensayo
- POTr Potencia De Referencia
- POTx Potencia Efectiva
- k'yrP,k'rxP Corrección de Heat Rate por factor de Presión
- k'yrT,k'rxT Corrección de Heat Rate por factor de Temperatura
- k'yrHrel,k'rxHrel Corrección de Heat Rate por factor de Humedad Relativa
- k'yrPge Corrección de Heat Rate por factor de Presión de gases de escape
- DIVISOR(k'yr) Divisor total, Potencia de Ensayo a Referencia
- FACTOR(k'rx) Factor Total, Potencia De Referencia a Sitio

UNIDAD: TURBINA A GAS (TG 12) DE LA CENTRAL TERMICA CHILCA 1

Fecha	Hora	Registros de datos de Ensayo						Cálculo de Heat Rate a condiciones ISO									Cálculo de Heat Rate a condiciones Efectivas				
		Carga	Presión	Temp.	Hum. Rel.	Delta Pres. de Gases de Escape	Flujo Comb.	POTy	HRy	k'yrP	k'yrT	k'yrHrel	k'yrPge	(k'yr)	HRr	k'rxP	k'rxT	k'rxHrel	(k'rx)	HRx	CCx
		MW	mbar	°C	%	mbar	m3/h	(kW)	(BTU/kWh)					DIVISOR	(BTU/kWh)				FACTOR	(BTU/kWh)	m3/h
30/07/2013	9:16:00	150	1013.9	15.4	91	20.159395	41795.80	150333.32	9367.9	0.99990	0.99530	1.00033	1.0021	0.99761	9390.3	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	9398.6	41007.1
30/07/2013	9:17:00	150	1013.8	15.4	92	20.099218	41842.53	150354.54	9377.0	0.99990	0.99530	1.00036	1.0021	0.99762	9399.4	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	9407.7	41052.6
30/07/2013	9:18:00	150	1013.9	15.4	92	20.190655	41868.62	150478.94	9375.1	0.99990	0.99530	1.00036	1.0021	0.99765	9397.2	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	9405.5	41075.0
30/07/2013	9:19:00	150	1013.9	15.4	91	20.14717	41910.66	150519.05	9382.0	0.99990	0.99530	1.00033	1.0021	0.99760	9404.6	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	9412.8	41119.7
30/07/2013	9:20:00	150	1013.9	15.5	91	20.141926	41869.79	150555.96	9370.6	0.99990	0.99541	1.00033	1.0021	0.99772	9392.0	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	9400.2	41094.9
30/07/2013	9:21:00	150	1013.9	15.5	91	20.158886	41925.37	150682.75	9375.1	0.99990	0.99541	1.00033	1.0021	0.99773	9396.5	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	9404.7	41149.6
30/07/2013	9:22:00	150	1013.9	15.5	91	20.109434	41902.48	150497.86	9381.5	0.99990	0.99541	1.00033	1.0021	0.99771	9403.1	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	9411.3	41126.7
30/07/2013	9:23:00	150	1013.9	15.5	91	20.345766	41826.69	150551.78	9361.2	0.99990	0.99541	1.00033	1.0022	0.99779	9381.9	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	9390.2	41054.3
30/07/2013	9:24:00	150	1013.9	15.5	91	20.254404	41980.72	151206.10	9355.0	0.99990	0.99541	1.00033	1.0021	0.99776	9376.0	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	9384.2	41204.7
30/07/2013	9:25:00	150	1013.9	15.5	91	20.252823	41844.46	150732.06	9354.0	0.99990	0.99541	1.00033	1.0021	0.99776	9375.0	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	9383.2	41071.0
30/07/2013	9:26:00	150	1013.9	15.6	91	20.258064	41829.78	150466.60	9367.2	0.99990	0.99553	1.00033	1.0021	0.99788	9387.1	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	9395.3	41072.0
30/07/2013	9:27:00	150	1013.9	15.6	91	20.253391	41836.53	150636.96	9358.1	0.99990	0.99553	1.00033	1.0021	0.99788	9378.0	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	9386.2	41078.6
30/07/2013	9:28:00	150	1013.8	15.6	91	20.24414	41842.86	150648.04	9358.8	0.99990	0.99553	1.00033	1.0021	0.99787	9378.8	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	9387.0	41088.8
30/07/2013	9:29:00	150	1013.8	15.6	91	20.240887	41833.23	150595.40	9360.0	0.99990	0.99553	1.00033	1.0021	0.99787	9379.9	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	9388.1	41079.3
30/07/2013	9:30:00	150	1013.8	15.7	91	20.262974	41859.92	150387.22	9378.9	0.99990	0.99565	1.00033	1.0021	0.99800	9397.7	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	9405.9	41121.1
								Prom.	9368.2					Prom.	9389.2				Prom.	9397.4	41093.0
30/07/2013	8:31:00	130	1013.3	15	94	15.954893	36645.06	128443.12	9613.2	0.99991	0.99484	1.00041	1.0006	0.99573	9654.4	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	9662.9	35879.1
30/07/2013	8:32:00	130	1013.3	15	94	16.053816	36663.11	128497.92	9613.9	0.99991	0.99484	1.00041	1.0006	0.99577	9654.7	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	9663.2	35897.6
30/07/2013	8:33:00	130	1013.4	15	94	15.933117	36597.99	128488.52	9597.5	0.99991	0.99484	1.00041	1.0006	0.99572	9638.7	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	9647.2	35829.4
30/07/2013	8:34:00	130	1013.4	15	93	15.964448	36580.82	128647.88	9581.1	0.99991	0.99484	1.00038	1.0006	0.99571	9622.4	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	9630.8	35816.1
30/07/2013	8:35:00	130	1013.4	15	93	16.018795	36577.42	128802.41	9568.7	0.99991	0.99484	1.00038	1.0006	0.99573	9609.8	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	9618.2	35813.2
30/07/2013	8:36:00	130	1013.4	15	93	16.072182	36632.53	129083.25	9562.3	0.99991	0.99484	1.00038	1.0006	0.99575	9603.1	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	9611.5	35867.6
30/07/2013	8:37:00	130	1013.4	15	93	16.02947	36692.54	129397.40	9554.7	0.99991	0.99484	1.00038	1.0006	0.99573	9595.7	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	9604.1	35926.0
30/07/2013	8:38:00	130	1013.4	15	93	16.058702	36557.10	128799.18	9563.6	0.99991	0.99484	1.00038	1.0006	0.99574	9604.5	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	9612.9	35793.6
30/07/2013	8:39:00	130	1013.4	15.1	93	15.995768	36529.79	128951.29	9545.2	0.99991	0.99495	1.00038	1.0006	0.99583	9585.2	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	9593.6	35779.6
30/07/2013	8:40:00	130	1013.4	15.1	93	16.025995	36639.22	129047.62	9566.7	0.99991	0.99495	1.00038	1.0006	0.99584	9606.6	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	9615.0	35887.0
30/07/2013	8:41:00	130	1013.5	15.1	93	16.050144	36512.85	128910.24	9543.8	0.99991	0.99495	1.00038	1.0006	0.99585	9583.6	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	9592.0	35759.9
30/07/2013	8:42:00	130	1013.5	15.1	93	15.895441	36640.04	128615.23	9599.0	0.99991	0.99495	1.00038	1.0006	0.99579	9639.6	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	9648.0	35883.3
30/07/2013	8:43:00	130	1013.5	15.1	93	15.853375	36702.25	129144.40	9575.9	0.99991	0.99495	1.00038	1.0005	0.99578	9616.5	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	9625.0	35943.9
30/07/2013	8:44:00	130	1013.5	15.1	93	15.855163	36624.15	129160.84	9554.3	0.99991	0.99495	1.00038	1.0005	0.99578	9594.9	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	9603.3	35867.4
30/07/2013	8:45:00	130	1013.5	15.1	93	15.967354	36583.60	129242.26	9537.8	0.99991	0.99495	1.00038	1.0005	0.99582	9577.8	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	9586.2	35828.6
								Prom.	9571.8					Prom.	9612.5				Prom.	9620.9	35851.5

UNIDAD: TURBINA A GAS (TG 12) DE LA CENTRAL TERMICA CHILCA 1

Registros de datos de Ensayo						Cálculo de Heat Rate a condiciones ISO										Cálculo de Heat Rate a condiciones Efectivas					
Fecha	Hora	Carga	Presión	Temp.	Hum. Rel	Delta Pres. de Gases de Escape	Flujo Comb.	POTy	HRy	k'yrP	k'yrT	k'yrHrel	k'yrPge	(k'yr)	HRr	k'rxP	k'rxT	k'rxHrel	(k'rx)	HRx	CCx
		MW	mbar	°C	%	mbar	m3/h	(kW)	(BTU/kWh)						DIVISOR (BTU/kWh)				FACTOR (BTU/kWh)	(BTU/kWh)	m³/h
30/07/2013	7:26:00	100	1012.9	14.5	97	13.203292	32075.42	103845.75	10407.5	0.99992	0.99428	1.00050	0.9995	0.99421	10468.1	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	10477.3	31331.5
30/07/2013	7:27:00	100	1012.9	14.5	96	13.180306	31996.74	103713.23	10395.3	0.99992	0.99428	1.00047	0.9995	0.99417	10456.2	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	10465.4	31257.4
30/07/2013	7:28:00	100	1012.9	14.6	96	13.174566	31839.20	103497.52	10365.6	0.99992	0.99439	1.00047	0.9995	0.99428	10425.3	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	10434.4	31114.8
30/07/2013	7:29:00	100	1012.9	14.6	96	13.193654	31775.17	103468.89	10347.7	0.99992	0.99439	1.00047	0.9995	0.99429	10407.1	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	10416.2	31052.3
30/07/2013	7:30:00	100	1012.9	14.6	96	13.151996	31759.74	103366.94	10352.8	0.99992	0.99439	1.00047	0.9995	0.99427	10412.5	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	10421.6	31036.9
30/07/2013	7:31:00	100	1013	14.6	96	13.167569	31776.63	103248.37	10370.2	0.99991	0.99439	1.00047	0.9995	0.99428	10429.9	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	10439.1	31050.5
30/07/2013	7:32:00	100	1013	14.6	96	13.154423	31731.89	103321.88	10348.3	0.99991	0.99439	1.00047	0.9995	0.99427	10407.9	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	10417.0	31006.7
30/07/2013	7:33:00	100	1013	14.6	96	13.168741	31782.32	102980.84	10399.0	0.99991	0.99439	1.00047	0.9995	0.99428	10458.9	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	10468.1	31056.1
30/07/2013	7:34:00	100	1013	14.6	96	13.162251	31726.95	103265.14	10352.3	0.99991	0.99439	1.00047	0.9995	0.99427	10412.0	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	10421.1	31001.9
30/07/2013	7:35:00	100	1013	14.6	96	13.143405	31667.25	103276.61	10331.7	0.99991	0.99439	1.00047	0.9995	0.99427	10391.3	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	10400.4	30943.5
30/07/2013	7:36:00	100	1013	14.6	96	13.138865	31656.52	102952.20	10360.8	0.99991	0.99439	1.00047	0.9995	0.99427	10420.5	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	10429.6	30932.9
30/07/2013	7:37:00	100	1013	14.6	97	13.140905	31774.95	102550.55	10440.3	0.99991	0.99439	1.00050	0.9995	0.99429	10500.2	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	10509.4	31045.8
30/07/2013	7:38:00	100	1013	14.7	96	13.127063	31767.99	103009.78	10391.4	0.99991	0.99450	1.00047	0.9995	0.99437	10450.3	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	10459.4	31053.1
30/07/2013	7:39:00	100	1013	14.7	96	13.124414	31675.51	102506.37	10412.1	0.99991	0.99450	1.00047	0.9995	0.99437	10471.0	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	10480.2	30962.7
30/07/2013	7:40:00	100	1013	14.7	96	13.127054	31625.40	102884.26	10357.4	0.99991	0.99450	1.00047	0.9995	0.99437	10416.0	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	10425.2	30913.7
								Prom.	10375.5					Prom.	10435.1				Prom.	10444.3	31050.7
30/07/2013	7:01:00	90	1012.7	14.4	96	11.94416	29996.73	93314.28	10831.5	0.99992	0.99417	1.00047	0.9990	0.99358	10901.6	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	10911.1	29290.1
30/07/2013	7:02:00	90	1012.7	14.4	96	12.021002	30051.77	94002.82	10771.9	0.99992	0.99417	1.00047	0.9990	0.99361	10841.2	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	10850.7	29344.4
30/07/2013	7:03:00	90	1012.6	14.4	96	12.036073	30163.95	94577.11	10746.5	0.99992	0.99417	1.00047	0.9991	0.99362	10815.5	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	10825.0	29457.0
30/07/2013	7:04:00	90	1012.7	14.4	96	12.022178	30194.20	94854.42	10725.8	0.99992	0.99417	1.00047	0.9990	0.99361	10794.8	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	10804.3	29483.5
30/07/2013	7:05:00	90	1012.6	14.4	96	12.009086	30124.46	94497.11	10741.5	0.99992	0.99417	1.00047	0.9990	0.99360	10810.6	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	10820.1	29418.2
30/07/2013	7:06:00	90	1012.7	14.4	96	11.897931	29971.34	93821.76	10763.8	0.99992	0.99417	1.00047	0.9990	0.99356	10833.6	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	10843.1	29265.0
30/07/2013	7:07:00	90	1012.7	14.4	96	11.796608	29904.80	93509.62	10775.8	0.99992	0.99417	1.00047	0.9990	0.99352	10846.1	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	10855.6	29199.3
30/07/2013	7:08:00	90	1012.7	14.4	96	11.800262	29902.44	93594.68	10765.1	0.99992	0.99417	1.00047	0.9990	0.99352	10835.4	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	10844.8	29197.1
30/07/2013	7:09:00	90	1012.7	14.4	96	11.742072	29902.43	93885.37	10731.8	0.99992	0.99417	1.00047	0.9989	0.99350	10802.1	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	10811.5	29196.6
30/07/2013	7:10:00	90	1012.7	14.4	97	11.802649	30016.96	94292.38	10726.4	0.99992	0.99417	1.00050	0.9990	0.99355	10796.1	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	10805.5	29306.2
30/07/2013	7:11:00	90	1012.7	14.4	97	11.846488	30128.32	94423.62	10751.2	0.99992	0.99417	1.00050	0.9990	0.99357	10820.9	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	10830.3	29415.2
30/07/2013	7:12:00	90	1012.7	14.4	97	11.843667	30132.71	94601.71	10732.6	0.99992	0.99417	1.00050	0.9990	0.99356	10802.1	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	10811.5	29419.5
30/07/2013	7:13:00	90	1012.7	14.4	97	11.845838	30132.71	94542.90	10739.2	0.99992	0.99417	1.00050	0.9990	0.99357	10808.8	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	10818.3	29419.5
30/07/2013	7:14:00	90	1012.7	14.4	96	11.86851	30155.80	94244.73	10781.5	0.99992	0.99417	1.00047	0.9990	0.99355	10851.5	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	10861.0	29444.9
30/07/2013	7:15:00	90	1012.7	14.4	96	11.850074	30077.67	94121.24	10767.6	0.99992	0.99417	1.00047	0.9990	0.99354	10837.7	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	10847.2	29368.5
								Prom.	10756.8					Prom.	10826.5				Prom.	10836.0	29348.3

UNIDAD: TURBINA A GAS (TG 21) DE LA CENTRAL TERMICA CHILCA 1

Fecha	Hora	Registros de datos de Ensayo								Cálculo de Potencia a condiciones de Referencia					Cálculo de Potencia a condiciones Efectivas					
		Carga	Presión	Temp.	Hum. Rel	Hum. Esp.	Delta Pres. de Gases de Escape	Flujo Comb.	POTy	kyrP	kyrT	kyrHrel	k'yrPge	(k'yr)	POTr	krxP	krxT	krxHrel	(krx)	POTx
		MW	mbar	°C	%	g/kg	mbar	m³/h	(kW)					DIVISOR	(Kw)				FACTOR	(Kw)
30/07/2013	10:45:00	190	1013.7	15.7	91	12.422	24.00154	53719.70	194490.5	1.00656	1.02486	1.00036	0.9947	1.02644	189479.8	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	189393.6
30/07/2013	11:00:00	190	1013.5	15.7	90	12.284	24.560038	53217.40	195550.9	1.00635	1.02486	1.00033	0.9947	1.02621	190557.3	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	190470.5
30/07/2013	11:15:00	190	1013.2	15.7	89	12.147	24.551687	54015.40	195219.9	1.00604	1.02486	1.00030	0.9944	1.02557	190351.8	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	190265.2
30/07/2013	11:30:00	190	1012.9	15.8	89	12.147	24.751001	54005.00	194770.2	1.00574	1.02412	1.00030	0.9944	1.02452	190109.1	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	190022.6
30/07/2013	11:45:00	190	1012.8	15.8	89	12.147	24.334984	53590.80	194286.3	1.00563	1.02412	1.00030	0.9943	1.02431	189674.9	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	189588.6
30/07/2013	12:00:00	190	1012.7	15.8	88	12.009	24.702047	53677.10	193539.8	1.00553	1.02412	1.00027	0.9945	1.02439	188931.7	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	188845.8
30/07/2013	12:15:00	190	1012.4	16	87	11.872	24.193933	52211.60	194207.8	1.00522	1.02262	1.00024	0.9943	1.02236	189959.4	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	189873.0
30/07/2013	12:30:00	190	1012.1	16.1	86	11.734	24.697523	53850.00	193308.4	1.00492	1.02188	1.00021	0.9946	1.02153	189233.4	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	189147.3
30/07/2013	12:45:00	190	1012.1	16.2	85	11.597	24.547047	53790.80	194078.1	1.00492	1.02113	1.00018	0.9943	1.02050	190179.6	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	190093.0
30/07/2013	13:00:00	190	1011.9	16.2	84	11.460	24.75836	52430.50	193857.7	1.00471	1.02113	1.00015	0.9944	1.02034	189993.9	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	189907.4
30/07/2013	13:15:00	190	1011.7	16.3	86	11.734	24.780672	53696.30	194846.7	1.00451	1.02038	1.00021	0.9943	1.01933	191150.8	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	191063.8
30/07/2013	13:30:00	190	1011.7	16.3	84	11.460	24.681305	53984.50	194384.9	1.00451	1.02038	1.00015	0.9943	1.01926	190711.3	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	190624.5
30/07/2013	13:45:00	190	1011.4	16.2	86	11.734	24.59283	52085.80	194470.4	1.00420	1.02113	1.00021	0.9943	1.01981	190692.9	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	190606.1
30/07/2013	14:00:00	190	1011.1	16.2	86	11.734	24.31183	53692.90	193416.1	1.00389	1.02113	1.00021	0.9944	1.01954	189708.7	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	189622.4
30/07/2013	14:15:00	190	1010.9	16.1	85	11.597	24.174835	53556.30	193082.1	1.00369	1.02188	1.00018	0.9945	1.02019	189260.2	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	189174.1
30/07/2013	14:30:00	190	1010.7	16.1	85	11.597	24.080503	53743.80	193235.0	1.00348	1.02188	1.00018	0.9946	1.02006	189435.7	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	189349.5
30/07/2013	14:45:00	190	1010.9	16.1	87	11.872	24.044132	50641.10	193203.8	1.00369	1.02188	1.00024	0.9946	1.02037	189346.2	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	189260.0
30/07/2013	15:00:00	190	1010.6	16.1	86	11.734	24.254133	51523.20	192586.1	1.00338	1.02188	1.00021	0.9946	1.02005	188800.8	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	188714.8
30/07/2013	15:15:00	190	1010.6	16.1	87	11.872	24.164616	53726.10	193464.4	1.00338	1.02188	1.00024	0.9945	1.01997	189676.2	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	189589.9
30/07/2013	15:30:00	190	1010.6	16.1	87	11.872	23.95824	53843.30	193275.2	1.00338	1.02188	1.00024	0.9946	1.02002	189482.2	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	189396.0
								Min.	192586.1					Min.	188800.8				Min.	188714.8
								Max.	195550.9					Max.	191150.8				Max.	191063.8
								Prom.	193963.7					Prom.	189836.8				Prom.	189750.4

- POTy Potencia De Ensayo
- POTr Potencia De Referencia
- POTx Potencia Efectiva
- kyrP,krxP Corrección de Potencia por Factor de Presión
- kyrT,krxT Corrección de Potencia Por Factor De Temperatura
- kyrHrel,krxHrel Corrección de Potencia por factor de Humedad Relativa
- kyrPge Corrección de Potencia por factor de Presión de gases de escape
- DIVISOR(kyr) Divisor total, Potencia de Ensayo a Referencia
- FACTOR(krx) Factor Total, Potencia De Referencia a Efectiva

UNIDAD: TURBINA A GAS (TG 21) DE LA CENTRAL TERMICA CHILCA 1

Registros de datos de Ensayo										Cálculo de Potencia a condiciones de Referencia					Cálculo de Potencia a condiciones Efectivas					
Fecha	Hora	Carga	Presión	Temp.	Hum. Rel	Hum. Esp.	Delta Pres. de Gases de Escape	Flujo Comb.	POTy	kyrP	kyrT	kyrHrel	k'yrPge	(k' yr)	POTr	krxP	krxT	krxHrel	(krx)	POTx
		MW	mbar	°C	%	g/kg	mbar	m³/h	(kW)											
30/07/2013	9:16:00	150	1013.9	15.4	91	12.422	17.21045	40438.00	151553.0	1.00676	1.02710	1.00036	0.9983	1.03271	146753.3	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	146686.5
30/07/2013	9:17:00	150	1013.8	15.4	92	12.559	17.112162	45681.20	151619.0	1.00666	1.02710	1.00039	0.9983	1.03263	146827.9	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	146761.0
30/07/2013	9:18:00	150	1013.9	15.4	92	12.559	17.117239	45819.90	151579.0	1.00676	1.02710	1.00039	0.9984	1.03280	146765.8	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	146699.0
30/07/2013	9:19:00	150	1013.9	15.4	91	12.422	17.002571	41955.60	151518.0	1.00676	1.02710	1.00036	0.9984	1.03276	146711.4	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	146644.7
30/07/2013	9:20:00	150	1013.9	15.5	91	12.422	17.126486	45649.10	151645.0	1.00676	1.02636	1.00036	0.9985	1.03208	146931.3	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	146864.4
30/07/2013	9:21:00	150	1013.9	15.5	91	12.422	17.200983	45907.50	151889.0	1.00676	1.02636	1.00036	0.9984	1.03201	147178.4	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	147111.4
30/07/2013	9:22:00	150	1013.9	15.5	91	12.422	17.179577	45534.70	151606.0	1.00676	1.02636	1.00036	0.9983	1.03196	146910.5	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	146843.7
30/07/2013	9:23:00	150	1013.9	15.5	91	12.422	17.01089	41012.50	151413.0	1.00676	1.02636	1.00036	0.9984	1.03197	146721.7	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	146654.9
30/07/2013	9:24:00	150	1013.9	15.5	91	12.422	16.86095	44409.80	153091.0	1.00676	1.02636	1.00036	0.9985	1.03208	148333.1	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	148265.6
30/07/2013	9:25:00	150	1013.9	15.5	91	12.422	16.944532	45699.70	151899.0	1.00676	1.02636	1.00036	0.9985	1.03217	147165.2	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	147098.2
30/07/2013	9:26:00	150	1013.9	15.6	91	12.422	17.021067	39127.40	151552.0	1.00676	1.02561	1.00036	0.9985	1.03137	146943.1	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	146876.2
30/07/2013	9:27:00	150	1013.9	15.6	91	12.422	16.689028	40230.20	151708.0	1.00676	1.02561	1.00036	0.9985	1.03132	147100.9	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	147034.0
30/07/2013	9:28:00	150	1013.8	15.6	91	12.422	16.940414	42518.00	151905.0	1.00666	1.02561	1.00036	0.9986	1.03142	147278.2	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	147211.2
30/07/2013	9:29:00	150	1013.8	15.6	91	12.422	17.005598	42834.30	151608.0	1.00666	1.02561	1.00036	0.9985	1.03126	147012.0	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	146945.1
30/07/2013	9:30:00	150	1013.8	15.7	91	12.422	17.066189	39560.30	151473.0	1.00666	1.02486	1.00036	0.9985	1.03047	146993.7	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	146926.8
								Prom.	151737.2					Prom.	147041.8				Prom.	146974.8
30/07/2013	8:31:00	130	1013.3	15	94	12.835	14.265647	40902.30	126876.0	1.00615	1.03009	1.00045	1.0001	1.03699	122349.9	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	122294.3
30/07/2013	8:32:00	130	1013.3	15	94	12.835	14.051164	35756.10	126718.0	1.00615	1.03009	1.00045	1.0001	1.03699	122197.6	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	122142.0
30/07/2013	8:33:00	130	1013.4	15	94	12.835	14.05679	40740.60	126785.0	1.00625	1.03009	1.00045	1.0002	1.03724	122233.5	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	122177.9
30/07/2013	8:34:00	130	1013.4	15	93	12.697	14.02074	37798.10	126773.0	1.00625	1.03009	1.00042	1.0002	1.03720	122225.9	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	122170.3
30/07/2013	8:35:00	130	1013.4	15	93	12.697	14.24827	34513.40	127077.0	1.00625	1.03009	1.00042	1.0003	1.03723	122516.3	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	122460.6
30/07/2013	8:36:00	130	1013.4	15	93	12.697	14.606158	33580.80	128381.0	1.00625	1.03009	1.00042	1.0001	1.03708	123790.9	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	123734.6
30/07/2013	8:37:00	130	1013.4	15	93	12.697	14.455027	40498.60	127941.0	1.00625	1.03009	1.00042	0.9999	1.03685	123393.8	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	123337.6
30/07/2013	8:38:00	130	1013.4	15	93	12.697	14.189941	40733.10	126995.0	1.00625	1.03009	1.00042	1.0000	1.03695	122470.1	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	122414.3
30/07/2013	8:39:00	130	1013.4	15.1	93	12.697	14.120339	40759.80	126993.0	1.00625	1.02934	1.00042	1.0002	1.03637	122536.8	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	122481.0
30/07/2013	8:40:00	130	1013.4	15.1	93	12.697	14.257571	40476.00	127439.0	1.00625	1.02934	1.00042	1.0002	1.03641	122961.9	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	122905.9
30/07/2013	8:41:00	130	1013.5	15.1	93	12.697	14.356759	33971.20	127081.0	1.00635	1.02934	1.00042	1.0001	1.03643	122614.3	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	122558.5
30/07/2013	8:42:00	130	1013.5	15.1	93	12.697	14.34081	35187.40	127163.0	1.00635	1.02934	1.00042	1.0001	1.03637	122701.0	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	122645.1
30/07/2013	8:43:00	130	1013.5	15.1	93	12.697	14.019116	37841.30	126861.0	1.00635	1.02934	1.00042	1.0001	1.03638	122408.4	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	122352.7
30/07/2013	8:44:00	130	1013.5	15.1	93	12.697	14.004276	40948.90	126946.0	1.00635	1.02934	1.00042	1.0003	1.03658	122466.0	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	122410.3
30/07/2013	8:45:00	130	1013.5	15.1	93	12.697	14.335058	40360.60	127098.0	1.00635	1.02934	1.00042	1.0003	1.03659	122611.6	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	122555.8
								Prom.	127141.8					Prom.	122631.9				Prom.	122576.1

UNIDAD: TURBINA A GAS (TG 21) DE LA CENTRAL TERMICA CHILCA 1

Registros de datos de Ensayo										Cálculo de Potencia a condiciones de Referencia					Cálculo de Potencia a condiciones Efectivas					
Fecha	Hora	Carga	Presión	Temp.	Hum. Rel	Hum. Esp.	Delta Pres. de Gases de Escape	Flujo Comb.	POTy	kyrP	kyrT	kyrHrel	k'yrPge	(k'yr)	POTr	krxP	krxT	krxHrel	(krx)	POTx
		MW	mbar	°C	%	g/kg	mbar	m³/h	(kW)					DIVISOR	(Kw)				FACTOR	(Kw)
30/07/2013	7:26:00	100	1012.9	14.5	97	13.247	12.71563	36652.70	103935.0	1.00574	1.03381	1.00053	1.0011	1.04142	99801.5	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	99756.1
30/07/2013	7:27:00	100	1012.9	14.5	96	13.110	12.697061	35980.40	103740.0	1.00574	1.03381	1.00051	1.0011	1.04139	99617.1	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	99571.8
30/07/2013	7:28:00	100	1012.9	14.6	96	13.110	12.729189	34212.30	103392.0	1.00574	1.03307	1.00051	1.0011	1.04065	99353.3	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	99308.1
30/07/2013	7:29:00	100	1012.9	14.6	96	13.110	12.681163	29199.70	103108.0	1.00574	1.03307	1.00051	1.0011	1.04063	99082.4	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	99037.3
30/07/2013	7:30:00	100	1012.9	14.6	96	13.110	12.670688	28464.10	103127.0	1.00574	1.03307	1.00051	1.0011	1.04066	99097.7	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	99052.6
30/07/2013	7:31:00	100	1013	14.6	96	13.110	12.699059	36240.50	102941.0	1.00584	1.03307	1.00051	1.0011	1.04077	98908.2	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	98863.2
30/07/2013	7:32:00	100	1013	14.6	96	13.110	12.745542	30887.00	102944.0	1.00584	1.03307	1.00051	1.0011	1.04075	98912.9	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	98867.9
30/07/2013	7:33:00	100	1013	14.6	96	13.110	12.782645	33726.20	102685.0	1.00584	1.03307	1.00051	1.0011	1.04072	98666.9	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	98622.0
30/07/2013	7:34:00	100	1013	14.6	96	13.110	12.742582	30154.70	102899.0	1.00584	1.03307	1.00051	1.0010	1.04070	98874.9	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	98829.9
30/07/2013	7:35:00	100	1013	14.6	96	13.110	12.748078	35869.40	102757.0	1.00584	1.03307	1.00051	1.0011	1.04073	98735.9	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	98691.0
30/07/2013	7:36:00	100	1013	14.6	96	13.110	12.795547	36359.20	102521.0	1.00584	1.03307	1.00051	1.0011	1.04072	98509.5	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	98464.7
30/07/2013	7:37:00	100	1013	14.6	97	13.247	12.837841	29330.60	102928.0	1.00584	1.03307	1.00053	1.0010	1.04072	98900.7	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	98855.7
30/07/2013	7:38:00	100	1013	14.7	96	13.110	12.763857	34825.50	102708.0	1.00584	1.03232	1.00051	1.0010	1.03991	98766.0	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	98721.1
30/07/2013	7:39:00	100	1013	14.7	96	13.110	12.800272	32131.50	102491.0	1.00584	1.03232	1.00051	1.0010	1.03996	98552.7	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	98507.9
30/07/2013	7:40:00	100	1013	14.7	96	13.110	12.800559	35992.80	103549.0	1.00584	1.03232	1.00051	1.0010	1.03994	99572.4	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	99527.0
								Prom.	103048.3					Prom.	99023.5				Prom.	98978.4
30/07/2013	7:01:00	90	1012.7	14.4	96	13.110	12.542435	25870.300	93575.9	1.00553	1.03455	1.00051	1.0012	1.04204	89800.7	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	89759.8
30/07/2013	7:02:00	90	1012.7	14.4	96	13.110	12.56019	27075.300	94026.5	1.00553	1.03455	1.00051	1.0012	1.04204	90233.1	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	90192.1
30/07/2013	7:03:00	90	1012.6	14.4	96	13.110	12.482644	33749.200	94767.1	1.00543	1.03455	1.00051	1.0012	1.04192	90954.1	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	90912.7
30/07/2013	7:04:00	90	1012.7	14.4	96	13.110	12.537289	34630.900	94801.9	1.00553	1.03455	1.00051	1.0012	1.04208	90973.8	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	90932.4
30/07/2013	7:05:00	90	1012.6	14.4	96	13.110	12.488201	34543.100	94526.2	1.00543	1.03455	1.00051	1.0012	1.04194	90721.6	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	90680.3
30/07/2013	7:06:00	90	1012.7	14.4	96	13.110	12.489024	27875.900	93967.7	1.00553	1.03455	1.00051	1.0012	1.04208	90173.6	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	90132.5
30/07/2013	7:07:00	90	1012.7	14.4	96	13.110	12.482292	32174.900	93490.7	1.00553	1.03455	1.00051	1.0012	1.04208	89715.9	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	89675.1
30/07/2013	7:08:00	90	1012.7	14.4	96	13.110	12.5254965	30076.600	93405.0	1.00553	1.03455	1.00051	1.0012	1.04208	89633.3	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	89592.5
30/07/2013	7:09:00	90	1012.7	14.4	96	13.110	12.551854	35980.900	97091.5	1.00553	1.03455	1.00051	1.0012	1.04205	93173.5	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	93131.1
30/07/2013	7:10:00	90	1012.7	14.4	97	13.247	12.522601	28866.500	97276.1	1.00553	1.03455	1.00053	1.0012	1.04206	93349.5	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	93307.0
30/07/2013	7:11:00	90	1012.7	14.4	97	13.247	12.572701	32093.600	95122.1	1.00553	1.03455	1.00053	1.0012	1.04208	91280.7	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	91239.2
30/07/2013	7:12:00	90	1012.7	14.4	97	13.247	12.527558	27302.700	95978.3	1.00553	1.03455	1.00053	1.0012	1.04205	92105.3	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	92063.4
30/07/2013	7:13:00	90	1012.7	14.4	97	13.247	12.536931	34404.800	94510.7	1.00553	1.03455	1.00053	1.0012	1.04208	90694.3	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	90653.0
30/07/2013	7:14:00	90	1012.7	14.4	96	13.110	12.459977	34967.400	94247.3	1.00553	1.03455	1.00051	1.0012	1.04204	90444.7	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	90403.5
30/07/2013	7:15:00	90	1012.7	14.4	96	13.110	12.500963	31368.600	94081.1	1.00553	1.03455	1.00051	1.0012	1.04209	90280.8	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	90239.7
								Prom.	94724.5					Prom.	90902.3				Prom.	90861.0

UNIDAD: TURBINA A GAS (TG 21) DE LA CENTRAL TERMICA CHILCA 1

Registros de datos de Ensayo										Cálculo de Heat Rate a condiciones de Referencia						Cálculo de Heat Rate a condiciones Efectivas						
Fecha	Hora	Carga	Presión	Temp.	Hum. Rel	Hum. Esp.	Delta Pres. de Gases de Escape	Flujo Comb.	POTy	HRy	k'yrP	k'yrT	k'yrHrel	k'yrPge	(k'yr)	HRr	k'rxP	k'rxT	k'rxHrel	(k'rx)	HRx	CCx
		MW	mbar	°C	%	g/kg	mbar	m3/h	(kW)	(BTU/kWh)					DIVISOR	(BTU/kWh)				FACTOR	(BTU/kWh)	m³/h
30/07/2013	10:45:00	190	1013.7	15.7	91	12.422	24.002	53719.70	194490.53	9306.8	0.99986	0.99259	1.00045	1.0034	0.99623	9342.0	0.99996	1.00084	1.00060	1.00140	9355.1	52583.3
30/07/2013	11:00:00	190	1013.5	15.7	90	12.284	24.560	53217.40	195550.90	9169.8	0.99986	0.99259	1.00041	1.0034	0.99620	9204.8	0.99996	1.00084	1.00060	1.00140	9217.6	52105.5
30/07/2013	11:15:00	190	1013.2	15.7	89	12.147	24.552	54015.40	195219.91	9323.0	0.99987	0.99259	1.00037	1.0035	0.99634	9357.3	0.99996	1.00084	1.00060	1.00140	9370.4	52911.7
30/07/2013	11:30:00	190	1012.9	15.8	89	12.147	24.751	54005.00	194770.21	9342.8	0.99987	0.99280	1.00037	1.0035	0.99656	9375.1	0.99996	1.00084	1.00060	1.00140	9388.2	52944.5
30/07/2013	11:45:00	190	1012.8	15.8	89	12.147	24.335	53590.80	194286.30	9294.2	0.99988	0.99280	1.00037	1.0036	0.99662	9325.7	0.99996	1.00084	1.00060	1.00140	9338.7	52545.6
30/07/2013	12:00:00	190	1012.7	15.8	88	12.009	24.702	53677.10	193539.82	9345.1	0.99988	0.99280	1.00033	1.0035	0.99646	9378.3	0.99996	1.00084	1.00060	1.00140	9391.4	52635.0
30/07/2013	12:15:00	190	1012.4	16	87	11.872	24.194	52211.60	194207.83	9058.7	0.99988	0.99322	1.00030	1.0036	0.99697	9086.2	0.99996	1.00084	1.00060	1.00140	9098.9	51273.1
30/07/2013	12:30:00	190	1012.1	16.1	86	11.734	24.698	53850.00	193308.43	9386.4	0.99989	0.99343	1.00026	1.0034	0.99699	9414.7	0.99996	1.00084	1.00060	1.00140	9427.9	52923.7
30/07/2013	12:45:00	190	1012.1	16.2	85	11.597	24.547	53790.80	194078.05	9338.9	0.99989	0.99365	1.00022	1.0036	0.99733	9363.9	0.99996	1.00084	1.00060	1.00140	9377.0	52901.3
30/07/2013	13:00:00	190	1011.9	16.2	84	11.460	24.758	52430.50	193857.73	9113.1	0.99990	0.99365	1.00019	1.0035	0.99725	9138.2	0.99996	1.00084	1.00060	1.00140	9151.0	51575.8
30/07/2013	13:15:00	190	1011.7	16.3	86	11.734	24.781	53696.30	194846.67	9285.7	0.99990	0.99386	1.00026	1.0036	0.99761	9308.0	0.99996	1.00084	1.00060	1.00140	9321.0	52853.8
30/07/2013	13:30:00	190	1011.7	16.3	84	11.460	24.681	53984.50	194384.90	9357.7	0.99990	0.99386	1.00019	1.0036	0.99754	9380.8	0.99996	1.00084	1.00060	1.00140	9393.9	53144.8
30/07/2013	13:45:00	190	1011.4	16.2	86	11.734	24.593	52085.80	194470.41	9024.6	0.99991	0.99365	1.00026	1.0036	0.99737	9048.4	0.99996	1.00084	1.00060	1.00140	9061.0	51256.7
30/07/2013	14:00:00	190	1011.1	16.2	86	11.734	24.312	53692.90	193416.08	9353.8	0.99991	0.99365	1.00026	1.0036	0.99735	9378.6	0.99996	1.00084	1.00060	1.00140	9391.7	52853.2
30/07/2013	14:15:00	190	1010.9	16.1	85	11.597	24.175	53556.30	193082.07	9346.2	0.99992	0.99343	1.00022	1.0035	0.99702	9374.1	0.99996	1.00084	1.00060	1.00140	9387.2	52702.8
30/07/2013	14:30:00	190	1010.7	16.1	85	11.597	24.081	53743.80	193234.99	9371.4	0.99992	0.99343	1.00022	1.0034	0.99698	9399.8	0.99996	1.00084	1.00060	1.00140	9413.0	52896.5
30/07/2013	14:45:00	190	1010.9	16.1	87	11.872	24.044	50641.10	193203.81	8831.8	0.99992	0.99343	1.00030	1.0034	0.99702	8858.3	0.99996	1.00084	1.00060	1.00140	8870.6	49825.2
30/07/2013	15:00:00	190	1010.6	16.1	86	11.734	24.254	51523.20	192586.10	9014.5	0.99993	0.99343	1.00026	1.0034	0.99698	9041.8	0.99996	1.00084	1.00060	1.00140	9054.5	50711.4
30/07/2013	15:15:00	190	1010.6	16.1	87	11.872	24.165	53726.10	193464.37	9357.3	0.99993	0.99343	1.00030	1.0034	0.99708	9384.7	0.99996	1.00084	1.00060	1.00140	9397.8	52878.1
30/07/2013	15:30:00	190	1010.6	16.1	87	11.872	23.958	53843.30	193275.23	9386.8	0.99993	0.99343	1.00030	1.0034	0.99705	9414.6	0.99996	1.00084	1.00060	1.00140	9427.8	52992.6
										Min.					Min.	8858.3				Min.	8870.6	49825.2
										Max.					Max.	9414.7				Max.	9427.9	53144.8
										Prom.					Prom.	9278.8				Prom.	9291.7	52325.7

- POTy Potencia De Ensayo
- POTr Potencia De Referencia
- POTx Potencia Efectiva
- k'yrP,k'rxP Corrección de Heat Rate por factor de Presión
- k'yrT,k'rxT Corrección de Heat Rate por factor de Temperatura
- k'yrHrel,k'rxHrel Corrección de Heat Rate por factor de Humedad Relativa
- k'yrPge Corrección de Heat Rate por factor de Presión de gases de escape
- DIVISOR(k'yr) Divisor total, Potencia de Ensayo a Referencia
- FACTOR(k'rx) Factor Total, Potencia De Referencia a Sitio

UNIDAD: TURBINA A GAS (TG 21) DE LA CENTRAL TERMICA CHILCA 1

Registros de datos de Ensayo											Cálculo de Heat Rate a condiciones de Referencia					Cálculo de Heat Rate a condiciones Efectivas										
Fecha	Hora	Carga	Presión	Temp.	Hum. Rel	Hum. Esp.	Delta Pres. de Gases de Escape	Flujo Comb.	POTy	HRy	k'yrP	k'yrT	k'yrHrel	k'yrPge	(k'yr)	HRr	k'rxP	k'rxT	k'rxHrel	(k'rx)	HRx	CCx				
		MW	mbar	°C	%	g/kg	mbar	m3/h	(kW)	(BTU/kWh)					DIVISOR	(BTU/kWh)					FACTOR	(BTU/kWh)	m ² /h			
30/07/2013	9:16:00	150	1013.9	15.4	91	12.422	17.210	40438.00	151553.00	8990.6	0.99985	0.99193	1.00045	1.0010	0.99326	9051.6	0.99996	1.00082	1.00060	1.00138	9064.2	39459.7				
30/07/2013	9:17:00	150	1013.8	15.4	92	12.559	17.112	45681.20	151619.00	10151.9	0.99985	0.99193	1.00048	1.0010	0.99330	10220.4	0.99996	1.00082	1.00060	1.00138	10234.6	44577.5				
30/07/2013	9:18:00	150	1013.9	15.4	92	12.559	17.117	45819.90	151579.00	10185.4	0.99985	0.99193	1.00048	1.0010	0.99326	10254.6	0.99996	1.00082	1.00060	1.00138	10268.7	44707.5				
30/07/2013	9:19:00	150	1013.9	15.4	91	12.422	17.003	41955.60	151518.00	9330.2	0.99985	0.99193	1.00045	1.0010	0.99322	9393.8	0.99996	1.00082	1.00060	1.00138	9406.8	40939.8				
30/07/2013	9:20:00	150	1013.9	15.5	91	12.422	17.126	45649.10	151645.00	10143.0	0.99985	0.99214	1.00045	1.0010	0.99339	10210.5	0.99996	1.00082	1.00060	1.00138	10224.6	44565.7				
30/07/2013	9:21:00	150	1013.9	15.5	91	12.422	17.201	45907.50	151889.00	10184.1	0.99985	0.99214	1.00045	1.0010	0.99344	10251.4	0.99996	1.00082	1.00060	1.00138	10265.5	44819.1				
30/07/2013	9:22:00	150	1013.9	15.5	91	12.422	17.180	45534.70	151606.00	10120.2	0.99985	0.99214	1.00045	1.0010	0.99346	10186.8	0.99996	1.00082	1.00060	1.00138	10200.9	44455.9				
30/07/2013	9:23:00	150	1013.9	15.5	91	12.422	17.011	41012.50	151413.00	9126.8	0.99985	0.99214	1.00045	1.0010	0.99346	9186.9	0.99996	1.00082	1.00060	1.00138	9199.6	40040.6				
30/07/2013	9:24:00	150	1013.9	15.5	91	12.422	16.861	44409.80	153091.00	9774.5	0.99985	0.99214	1.00045	1.0010	0.99339	9839.5	0.99996	1.00082	1.00060	1.00138	9853.1	43355.8				
30/07/2013	9:25:00	150	1013.9	15.5	91	12.422	16.945	45699.70	151899.00	10137.3	0.99985	0.99214	1.00045	1.0009	0.99334	10205.3	0.99996	1.00082	1.00060	1.00138	10219.4	44613.7				
30/07/2013	9:26:00	150	1013.9	15.6	91	12.422	17.021	39127.40	151552.00	8699.3	0.99985	0.99235	1.00045	1.0009	0.99358	8755.5	0.99996	1.00082	1.00060	1.00138	8767.6	38217.9				
30/07/2013	9:27:00	150	1013.9	15.6	91	12.422	16.689	40230.20	151708.00	8935.3	0.99985	0.99235	1.00045	1.0010	0.99361	8992.7	0.99996	1.00082	1.00060	1.00138	9005.2	39295.7				
30/07/2013	9:28:00	150	1013.8	15.6	91	12.422	16.940	42518.00	151905.00	9431.2	0.99985	0.99235	1.00045	1.0008	0.99349	9492.9	0.99996	1.00082	1.00060	1.00138	9506.1	41531.5				
30/07/2013	9:29:00	150	1013.8	15.6	91	12.422	17.006	42834.30	151608.00	9519.9	0.99985	0.99235	1.00045	1.0009	0.99358	9581.4	0.99996	1.00082	1.00060	1.00138	9594.7	41842.8				
30/07/2013	9:30:00	150	1013.8	15.7	91	12.422	17.066	39560.30	151473.00	8800.1	0.99985	0.99256	1.00045	1.0010	0.99382	8854.9	0.99996	1.00082	1.00060	1.00138	8867.1	38665.0				
										Prom.	9568.7						Prom.	9631.9						Prom.	9645.2	42072.6
30/07/2013	8:31:00	130	1013.3	15	94	12.835	14.266	40902.30	126876.00	10862.6	0.99986	0.99110	1.00056	0.9999	0.99145	10956.3	0.99996	1.00082	1.00060	1.00138	10971.4	39820.3				
30/07/2013	8:32:00	130	1013.3	15	94	12.835	14.051	35756.10	126718.00	9507.7	0.99986	0.99110	1.00056	0.9999	0.99145	9589.7	0.99996	1.00082	1.00060	1.00138	9603.0	34810.2				
30/07/2013	8:33:00	130	1013.4	15	94	12.835	14.057	40740.60	126785.00	10827.4	0.99986	0.99110	1.00056	0.9998	0.99136	10921.7	0.99996	1.00082	1.00060	1.00138	10936.8	39657.0				
30/07/2013	8:34:00	130	1013.4	15	93	12.697	14.021	37798.10	126773.00	10046.3	0.99986	0.99110	1.00052	0.9999	0.99133	10134.2	0.99996	1.00082	1.00060	1.00138	10148.2	36795.2				
30/07/2013	8:35:00	130	1013.4	15	93	12.697	14.248	34513.40	127077.00	9151.3	0.99986	0.99110	1.00052	0.9998	0.99131	9231.5	0.99996	1.00082	1.00060	1.00138	9244.3	33597.4				
30/07/2013	8:36:00	130	1013.4	15	93	12.697	14.606	33580.80	128381.00	8813.6	0.99986	0.99110	1.00052	0.9999	0.99140	8890.1	0.99996	1.00082	1.00060	1.00138	8902.4	32691.3				
30/07/2013	8:37:00	130	1013.4	15	93	12.697	14.455	40498.60	127941.00	10665.8	0.99986	0.99110	1.00052	1.0001	0.99154	10756.8	0.99996	1.00082	1.00060	1.00138	10771.7	39429.1				
30/07/2013	8:38:00	130	1013.4	15	93	12.697	14.190	40733.10	126995.00	10807.5	0.99986	0.99110	1.00052	1.0000	0.99148	10900.4	0.99996	1.00082	1.00060	1.00138	10915.4	39656.0				
30/07/2013	8:39:00	130	1013.4	15.1	93	12.697	14.120	40759.80	126993.00	10814.7	0.99986	0.99130	1.00052	0.9999	0.99159	10906.5	0.99996	1.00082	1.00060	1.00138	10921.6	39700.0				
30/07/2013	8:40:00	130	1013.4	15.1	93	12.697	14.258	40476.00	127439.00	10701.9	0.99986	0.99130	1.00052	0.9999	0.99156	10793.0	0.99996	1.00082	1.00060	1.00138	10807.9	39423.0				
30/07/2013	8:41:00	130	1013.5	15.1	93	12.697	14.357	33971.20	127081.00	9007.3	0.99986	0.99130	1.00052	0.9999	0.99161	9083.5	0.99996	1.00082	1.00060	1.00138	9096.1	33085.1				
30/07/2013	8:42:00	130	1013.5	15.1	93	12.697	14.341	35187.40	127163.00	9323.7	0.99986	0.99130	1.00052	1.0000	0.99165	9402.3	0.99996	1.00082	1.00060	1.00138	9415.3	34270.4				
30/07/2013	8:43:00	130	1013.5	15.1	93	12.697	14.019	37841.30	126861.00	10050.8	0.99986	0.99130	1.00052	1.0000	0.99164	10135.5	0.99996	1.00082	1.00060	1.00138	10149.6	36855.0				
30/07/2013	8:44:00	130	1013.5	15.1	93	12.697	14.004	40948.90	126946.00	10868.9	0.99986	0.99130	1.00052	0.9998	0.99152	10961.9	0.99996	1.00082	1.00060	1.00138	10977.1	39878.6				
30/07/2013	8:45:00	130	1013.5	15.1	93	12.697	14.335	40360.60	127098.00	10700.0	0.99986	0.99130	1.00052	0.9998	0.99151	10791.6	0.99996	1.00082	1.00060	1.00138	10806.5	39305.6				
										Prom.	10143.3						Prom.	10230.3						Prom.	10244.5	37264.9

UNIDAD: TURBINA A GAS (TG 21) DE LA CENTRAL TERMICA CHILCA 1

-Registros de datos de Ensayo											Cálculo de Heat Rate a condiciones de Referencia						Cálculo de Heat Rate a condiciones Efectivas					
Fecha	Hora	Carga	Presión	Temp.	Hum. Rel	Hum. Esp.	Delta Pres. de Gases de Escape	Flujo Comb.	POTy	HRy	k'yrP	k'yrT	k'yrHrel	k'yrPge	(k'yr)	HRr	k'rxP	k'rxT	k'rxHrel	(k'rx)	HRx	CCx
		MW	mbar	°C	%	g/kg	mbar	m3/h	(kW)	(BTU/kWh)					DIVISOR	(BTU/kWh)				FACTOR	(BTU/kWh)	m3/h
30/07/2013	7:26:00	100	1012.9	14.5	97	13.247	12.716	36652.70	103935.00	11882.5	0.99987	0.99007	1.00067	0.9993	0.98994	12003.3	0.99996	1.00082	1.00060	1.00138	12019.9	35585.6
30/07/2013	7:27:00	100	1012.9	14.5	96	13.110	12.697	35980.40	103740.00	11686.5	0.99987	0.99007	1.00063	0.9993	0.98990	11805.7	0.99996	1.00082	1.00060	1.00138	11822.0	34935.2
30/07/2013	7:28:00	100	1012.9	14.6	96	13.110	12.729	34212.30	103392.00	11149.6	0.99987	0.99028	1.00063	0.9993	0.99010	11261.1	0.99996	1.00082	1.00060	1.00138	11276.7	33235.4
30/07/2013	7:29:00	100	1012.9	14.6	96	13.110	12.681	29199.70	103108.00	9542.2	0.99987	0.99028	1.00063	0.9993	0.99011	9637.5	0.99996	1.00082	1.00060	1.00138	9650.9	28366.2
30/07/2013	7:30:00	100	1012.9	14.6	96	13.110	12.671	28464.10	103127.00	9300.1	0.99987	0.99028	1.00063	0.9993	0.99009	9393.2	0.99996	1.00082	1.00060	1.00138	9406.2	27651.2
30/07/2013	7:31:00	100	1013	14.6	96	13.110	12.699	36240.50	102941.00	11862.3	0.99987	0.99028	1.00063	0.9993	0.99009	11981.1	0.99996	1.00082	1.00060	1.00138	11997.7	35202.0
30/07/2013	7:32:00	100	1013	14.6	96	13.110	12.746	30887.00	102944.00	10109.7	0.99987	0.99028	1.00063	0.9993	0.99010	10210.8	0.99996	1.00082	1.00060	1.00138	10224.9	30002.1
30/07/2013	7:33:00	100	1013	14.6	96	13.110	12.783	33726.20	102685.00	11066.9	0.99987	0.99028	1.00063	0.9993	0.99012	11177.3	0.99996	1.00082	1.00060	1.00138	11192.8	32760.3
30/07/2013	7:34:00	100	1013	14.6	96	13.110	12.743	30154.70	102899.00	9874.3	0.99987	0.99028	1.00063	0.9994	0.99013	9972.8	0.99996	1.00082	1.00060	1.00138	9986.5	29291.4
30/07/2013	7:35:00	100	1013	14.6	96	13.110	12.748	35869.40	102757.00	11761.9	0.99987	0.99028	1.00063	0.9993	0.99012	11879.3	0.99996	1.00082	1.00060	1.00138	11895.7	34842.1
30/07/2013	7:36:00	100	1013	14.6	96	13.110	12.796	36359.20	102521.00	11949.9	0.99987	0.99028	1.00063	0.9993	0.99012	12069.2	0.99996	1.00082	1.00060	1.00138	12085.9	35317.9
30/07/2013	7:37:00	100	1013	14.6	97	13.247	12.838	29330.60	102928.00	9601.8	0.99987	0.99028	1.00067	0.9994	0.99017	9697.1	0.99996	1.00082	1.00060	1.00138	9710.5	28489.0
30/07/2013	7:38:00	100	1013	14.7	96	13.110	12.764	34825.50	102708.00	11425.0	0.99987	0.99048	1.00063	0.9994	0.99036	11536.3	0.99996	1.00082	1.00060	1.00138	11552.2	33846.3
30/07/2013	7:39:00	100	1013	14.7	96	13.110	12.800	32131.50	102491.00	10563.5	0.99987	0.99048	1.00063	0.9993	0.99033	10666.7	0.99996	1.00082	1.00060	1.00138	10681.5	31227.5
30/07/2013	7:40:00	100	1013	14.7	96	13.110	12.801	35992.80	103549.00	11712.1	0.99987	0.99048	1.00063	0.9994	0.99034	11826.3	0.99996	1.00082	1.00060	1.00138	11842.6	34980.5
									Prom.	10899.2					Prom.	11007.8				Prom.	11023.1	32382.2
30/07/2013	7:01:00	90	1012.7	14.4	96	13.110	12.542	25870.30	93575.90	9315.4	0.99988	0.98987	1.00063	0.9993	0.98964	9412.9	0.99996	1.00082	1.00060	1.00138	9426.0	25109.8
30/07/2013	7:02:00	90	1012.7	14.4	96	13.110	12.560	27075.30	94026.50	9702.6	0.99988	0.98987	1.00063	0.9993	0.98964	9804.2	0.99996	1.00082	1.00060	1.00138	9817.7	26279.4
30/07/2013	7:03:00	90	1012.6	14.4	96	13.110	12.483	33749.20	94767.10	11999.7	0.99988	0.98987	1.00063	0.9993	0.98965	12125.2	0.99996	1.00082	1.00060	1.00138	12142.0	32760.5
30/07/2013	7:04:00	90	1012.7	14.4	96	13.110	12.537	34630.90	94801.90	12308.7	0.99988	0.98987	1.00063	0.9992	0.98961	12437.8	0.99996	1.00082	1.00060	1.00138	12455.0	33612.4
30/07/2013	7:05:00	90	1012.6	14.4	96	13.110	12.488	34543.10	94526.20	12313.3	0.99988	0.98987	1.00063	0.9993	0.98964	12442.2	0.99996	1.00082	1.00060	1.00138	12459.4	33531.0
30/07/2013	7:06:00	90	1012.7	14.4	96	13.110	12.489	27875.90	93967.70	9995.7	0.99988	0.98987	1.00063	0.9992	0.98962	10100.6	0.99996	1.00082	1.00060	1.00138	10114.6	27056.1
30/07/2013	7:07:00	90	1012.7	14.4	96	13.110	12.482	32174.90	93490.70	11596.1	0.99988	0.98987	1.00063	0.9992	0.98962	11717.8	0.99996	1.00082	1.00060	1.00138	11734.0	31228.7
30/07/2013	7:08:00	90	1012.7	14.4	96	13.110	12.525	30076.60	93405.00	10849.8	0.99988	0.98987	1.00063	0.9992	0.98961	10963.7	0.99996	1.00082	1.00060	1.00138	10978.9	29192.0
30/07/2013	7:09:00	90	1012.7	14.4	96	13.110	12.552	35980.90	97091.50	12486.9	0.99988	0.98987	1.00063	0.9992	0.98963	12617.7	0.99996	1.00082	1.00060	1.00138	12635.2	34923.0
30/07/2013	7:10:00	90	1012.7	14.4	97	13.247	12.523	28866.50	97276.10	9998.9	0.99988	0.98987	1.00067	0.9993	0.98968	10103.2	0.99996	1.00082	1.00060	1.00138	10117.1	28016.1
30/07/2013	7:11:00	90	1012.7	14.4	97	13.247	12.573	32093.60	95122.10	11368.4	0.99988	0.98987	1.00067	0.9992	0.98967	11487.1	0.99996	1.00082	1.00060	1.00138	11503.0	31148.0
30/07/2013	7:12:00	90	1012.7	14.4	97	13.247	12.528	27302.70	95978.30	9585.1	0.99988	0.98987	1.00067	0.9993	0.98969	9685.0	0.99996	1.00082	1.00060	1.00138	9698.4	26498.5
30/07/2013	7:13:00	90	1012.7	14.4	97	13.247	12.537	34404.80	94510.70	12266.0	0.99988	0.98987	1.00067	0.9992	0.98967	12394.0	0.99996	1.00082	1.00060	1.00138	12411.2	33391.1
30/07/2013	7:14:00	90	1012.7	14.4	96	13.110	12.460	34967.40	94247.30	12501.4	0.99988	0.98987	1.00063	0.9993	0.98964	12632.3	0.99996	1.00082	1.00060	1.00138	12649.8	33939.4
30/07/2013	7:15:00	90	1012.7	14.4	96	13.110	12.501	31368.60	94081.10	11234.6	0.99988	0.98987	1.00063	0.9992	0.98961	11352.6	0.99996	1.00082	1.00060	1.00138	11368.3	30445.9
									Prom.	11168.2					Prom.	11285.1				Prom.	11300.7	30475.5

**Cálculos para las turbinas a gas
en la configuración operativa
ciclo combinado**

UNIDAD: TURBINA A GAS TG 1 DE LA CENTRAL TERMICA CHILCA 1

Registros de datos de Ensayo							Cálculo de Potencia a condiciones Efectivas											
Fecha	Hora	Presión	Temp.	Hum. Rel [x 100]	Flujo Comb.	POTy	kyrP	kyrT	kyrHrel	(kyr)	POTr	krxP	krxT	krxHrel	(krx)	POTx		
		BAR	°C	%	m³/h	(kW)				DIVISOR	(Kw)				FACTOR	(Kw)		
30/07/2013	10:45:00	1.0137	15.7	0.91	46865.51	178619.53	1.000718	0.9953	1.0017	0.99776	179020.8	0.9959	0.9706	1.0018	0.96837	173358.5		
30/07/2013	11:00:00	1.0135	15.7	0.9	47650.63	177977.91	1.000513	0.9953	1.0017	0.99750	178424.1	0.9959	0.9706	1.0018	0.96837	172780.6		
30/07/2013	11:15:00	1.0132	15.7	0.89	47212.79	179998.65	1.000205	0.9953	1.0016	0.99714	180515.4	0.9959	0.9706	1.0018	0.96837	174805.8		
30/07/2013	11:30:00	1.0129	15.8	0.89	47318.47	179539.99	0.999897	0.9947	1.0016	0.99616	180232.3	0.9959	0.9706	1.0018	0.96837	174531.6		
30/07/2013	11:45:00	1.0128	15.8	0.89	46880.63	179089.22	0.999795	0.9947	1.0016	0.99606	179798.2	0.9959	0.9706	1.0018	0.96837	174111.3		
30/07/2013	12:00:00	1.0127	15.8	0.88	47363.83	178384.88	0.999692	0.9947	1.0016	0.99590	179119.3	0.9959	0.9706	1.0018	0.96837	173453.8		
30/07/2013	12:15:00	1.0124	16	0.87	47031.68	179028.97	0.999384	0.9933	1.0015	0.99419	180074.3	0.9959	0.9706	1.0018	0.96837	174378.6		
30/07/2013	12:30:00	1.0121	16.1	0.86	47212.79	177576.11	0.999076	0.9926	1.0014	0.99316	178798.8	0.9959	0.9706	1.0018	0.96837	173143.4		
30/07/2013	12:45:00	1.0121	16.2	0.85	47348.71	178827.95	0.999076	0.9920	1.0014	0.99243	180191.2	0.9959	0.9706	1.0018	0.96837	174491.8		
30/07/2013	13:00:00	1.0119	16.2	0.84	47167.60	178820.93	0.998871	0.9920	1.0013	0.99218	180231.1	0.9959	0.9706	1.0018	0.96837	174530.5		
30/07/2013	13:15:00	1.0117	16.3	0.86	46593.84	179465.06	0.998666	0.9913	1.0014	0.99141	181020.3	0.9959	0.9706	1.0018	0.96837	175294.7		
30/07/2013	13:30:00	1.0117	16.3	0.84	47122.23	178814.51	0.998666	0.9913	1.0013	0.99130	180384.0	0.9959	0.9706	1.0018	0.96837	174678.5		
30/07/2013	13:45:00	1.0114	16.2	0.86	46986.31	179035.15	0.998358	0.9920	1.0014	0.99178	180519.9	0.9959	0.9706	1.0018	0.96837	174810.1		
30/07/2013	14:00:00	1.0111	16.2	0.86	46759.84	177443.32	0.998050	0.9920	1.0014	0.99147	178970.0	0.9959	0.9706	1.0018	0.96837	173309.2		
30/07/2013	14:15:00	1.0109	16.1	0.85	46639.04	177571.34	0.997845	0.9926	1.0014	0.99188	179024.5	0.9959	0.9706	1.0018	0.96837	173362.0		
30/07/2013	14:30:00	1.0107	16.1	0.85	47091.99	177830.23	0.997640	0.9926	1.0014	0.99168	179322.4	0.9959	0.9706	1.0018	0.96837	173650.5		
30/07/2013	14:45:00	1.0109	16.1	0.87	46729.59	178121.30	0.997845	0.9926	1.0015	0.99199	179559.2	0.9959	0.9706	1.0018	0.96837	173879.8		
30/07/2013	15:00:00	1.0106	16.1	0.86	46744.71	177065.72	0.997537	0.9926	1.0014	0.99163	178560.0	0.9959	0.9706	1.0018	0.96837	172912.2		
30/07/2013	15:15:00	1.0106	16.1	0.87	46608.96	177726.34	0.997537	0.9926	1.0015	0.99169	179216.3	0.9959	0.9706	1.0018	0.96837	173547.8		
30/07/2013	15:30:00	1.0106	16.1	0.87	46729.59	177432.56	0.997537	0.9926	1.0015	0.99169	178920.1	0.9959	0.9706	1.0018	0.96837	173260.9		
						Min.					Min.	178424.1					Min.	172780.6
						Max.					Max.	181020.3					Max.	175294.7
						Prom.					Prom.	179595.1					Prom.	173914.6

- POTy Potencia De Ensayo
- POTr Potencia De Referencia
- POTx Potencia Efectiva
- FPF Corrección De Potencia por fdp de Ensayo a Referencia
- kyrP,krxP Corrección de Potencia por Factor de Presión
- kyrT,krxT Corrección De Potencia Por Factor De Temperatura
- kyrHrel,krxHrel Corrección de Potencia por factor de Humedad Relativa
- DIVISOR(kyr) Divisor total, Potencia de Ensayo a Referencia
- FACTOR(krx) Factor Total, Potencia De Referencia a Efectiva

UNIDAD: TURBINA A GAS (TG 1) DE LA CENTRAL TERMICA CHILCA 1

Registros de datos de Ensayo						Cálculo de Heat Rate a condiciones ISO						Cálculo de Heat Rate a condiciones Efectivas							
Fecha	Hora	Presión	Temp.	Hum. Rel	Flujo Comb.	POTy	HRy	k'yrP	k'yrT	k'yrHrel	(k'yr)	HRr	k'rxP	k'rxT	k'rxHrel	(k'rx)	HRx	CCx	
		mbar	°C	%	m3/h	(kW)	(BTU/kWh)				DIVISOR	(BTU/kWh)				FACTOR	(BTU/kWh)	m³/h	
30/07/2013	10:45:00	1.0137	15.7	0.91	46865.51	178619.53	8840.7	0.9999769	1.0011	1.0004	1.00147	8827.8	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	8856.0	45563.9	
30/07/2013	11:00:00	1.0135	15.7	0.9	47650.63	177977.91	9021.2	0.9999835	1.0011	1.0004	1.00146	9008.1	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	9036.9	46339.5	
30/07/2013	11:15:00	1.0132	15.7	0.89	47212.79	179998.65	8838.0	0.9999935	1.0011	1.0004	1.00146	8825.1	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	8853.4	45930.5	
30/07/2013	11:30:00	1.0129	15.8	0.89	47318.47	179539.99	8880.4	1.0000034	1.0013	1.0004	1.00163	8866.0	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	8894.4	46070.7	
30/07/2013	11:45:00	1.0128	15.8	0.89	46880.63	179089.22	8820.4	1.0000068	1.0013	1.0004	1.00163	8806.0	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	8834.2	45649.0	
30/07/2013	12:00:00	1.0127	15.8	0.88	47363.83	178384.88	8946.5	1.0000101	1.0013	1.0003	1.00162	8932.0	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	8960.6	46127.2	
30/07/2013	12:15:00	1.0124	16	0.87	47031.68	179028.97	8851.8	1.0000201	1.0016	1.0003	1.00194	8834.7	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	8862.9	45867.7	
30/07/2013	12:30:00	1.0121	16.1	0.86	47212.79	177576.11	8958.6	1.0000300	1.0017	1.0003	1.00210	8939.8	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	8968.4	46084.9	
30/07/2013	12:45:00	1.0121	16.2	0.85	47348.71	178827.95	8921.5	1.0000300	1.0019	1.0003	1.00225	8901.5	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	8930.0	46244.6	
30/07/2013	13:00:00	1.0119	16.2	0.84	47167.60	178820.93	8887.7	1.0000367	1.0019	1.0003	1.00224	8867.8	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	8896.2	46080.0	
30/07/2013	13:15:00	1.0117	16.3	0.86	46593.84	179465.06	8748.1	1.0000434	1.0021	1.0003	1.00243	8726.8	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	8754.8	45545.9	
30/07/2013	13:30:00	1.0117	16.3	0.84	47122.23	178814.51	8879.5	1.0000434	1.0021	1.0003	1.00241	8858.1	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	8886.5	46068.7	
30/07/2013	13:45:00	1.0114	16.2	0.86	46986.31	179035.15	8843.0	1.0000534	1.0019	1.0003	1.00228	8822.8	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	8851.1	45919.5	
30/07/2013	14:00:00	1.0111	16.2	0.86	46759.84	177443.32	8879.3	1.0000634	1.0019	1.0003	1.00229	8859.0	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	8887.3	45711.8	
30/07/2013	14:15:00	1.0109	16.1	0.85	46639.04	177571.34	8850.0	1.0000701	1.0017	1.0003	1.00213	8831.2	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	8859.5	45582.3	
30/07/2013	14:30:00	1.0107	16.1	0.85	47091.99	177830.23	8922.9	1.0000767	1.0017	1.0003	1.00213	8903.9	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	8932.4	46034.2	
30/07/2013	14:45:00	1.0109	16.1	0.87	46729.59	178121.30	8839.8	1.0000701	1.0017	1.0003	1.00215	8820.8	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	8849.0	45664.7	
30/07/2013	15:00:00	1.0106	16.1	0.86	46744.71	177065.72	8895.3	1.0000801	1.0017	1.0003	1.00215	8876.3	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	8904.7	45696.2	
30/07/2013	15:15:00	1.0106	16.1	0.87	46608.96	177726.34	8836.5	1.0000801	1.0017	1.0003	1.00216	8817.5	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	8845.7	45560.4	
30/07/2013	15:30:00	1.0106	16.1	0.87	46729.59	177432.56	8874.1	1.0000801	1.0017	1.0003	1.00216	8854.9	1.0000001	1.0032	1.0000	1.00320	8883.3	45678.3	
							Min.	8748.1				Min.	8726.8				Min.	8754.8	45545.9
							Max.	9021.2				Max.	9008.1				Max.	9036.9	46339.5
							Prom.	8876.8				Prom.	8859.0				Prom.	8887.4	45871.0

- POTy Potencia De Ensayo
- POTr Potencia De Referencia
- POTx Potencia Efectiva
- FPF Corrección De Potencia por fdp de Ensayo a Referencia
- k'yrP,k'rxP Corrección de Heat Rate por factor de Presión
- k'yrT,k'rxT Corrección de Heat Rate por factor de Temperatura
- k'yrHrel,k'rxHrel Corrección de Heat Rate por factor de Humedad Relativa
- DIVISOR(k'yr) Divisor total, Potencia de Ensayo a Referencia
- FACTOR(k'rx) Factor Total, Potencia De Referencia a Sitio

UNIDAD: TURBINA A GAS (TG 2) DE LA CENTRAL TERMICA CHILCA 1

Registros de datos de Ensayo								Cálculo de Potencia a condiciones Efectivas									
Fecha	Hora	Presión	Temp.	Hum. Rel	Hum. Esp.	Flujo Comb.	POTy	kyrP	kyrT	kyrHrel	(kyr)	POTr	krxP	krxT	krxHrel	(krx)	POTx
		mbar	°C	%	g/kg	m³/h	(kW)				DIVISOR	(Kw)				FACTOR	(Kw)
30/07/2013	10:45:00	1013.7	15.7	91	12.422	45280.17	171384.1	1.00641	1.01761	1.00078	1.02493	167215.1	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	167325.1
30/07/2013	11:00:00	1013.5	15.7	90	12.284	45552.01	172306.8	1.00621	1.01761	1.00072	1.02466	168159.7	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	168270.3
30/07/2013	11:15:00	1013.2	15.7	89	12.147	45506.64	172305.5	1.00591	1.01761	1.00065	1.02429	168219.7	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	168330.3
30/07/2013	11:30:00	1012.9	15.8	89	12.147	45461.45	171824.5	1.00561	1.01710	1.00065	1.02347	167883.6	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	167994.0
30/07/2013	11:45:00	1012.8	15.8	89	12.147	45234.97	171663.6	1.00551	1.01710	1.00065	1.02337	167743.1	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	167853.4
30/07/2013	12:00:00	1012.7	15.8	88	12.009	45627.44	171346.7	1.00541	1.01710	1.00059	1.02320	167461.0	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	167571.1
30/07/2013	12:15:00	1012.4	16	87	11.872	45385.85	171522.3	1.00510	1.01609	1.00052	1.02181	167861.5	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	167971.9
30/07/2013	12:30:00	1012.1	16.1	86	11.734	45385.85	170911.1	1.00480	1.01557	1.00046	1.02092	167408.4	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	167518.5
30/07/2013	12:45:00	1012.1	16.2	85	11.597	45355.77	171254.3	1.00480	1.01506	1.00039	1.02034	167840.4	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	167950.7
30/07/2013	13:00:00	1011.9	16.2	84	11.460	45370.89	171155.8	1.00460	1.01506	1.00033	1.02007	167788.2	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	167898.6
30/07/2013	13:15:00	1011.7	16.3	86	11.734	44630.97	171249.5	1.00440	1.01455	1.00046	1.01948	167976.8	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	168087.2
30/07/2013	13:30:00	1011.7	16.3	84	11.460	45476.57	170741.6	1.00440	1.01455	1.00033	1.01935	167500.5	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	167610.6
30/07/2013	13:45:00	1011.4	16.2	86	11.734	45174.49	170678.8	1.00410	1.01506	1.00046	1.01970	167382.1	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	167492.2
30/07/2013	14:00:00	1011.1	16.2	86	11.734	45083.93	169925.8	1.00380	1.01506	1.00046	1.01939	166693.5	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	166803.2
30/07/2013	14:15:00	1010.9	16.1	85	11.597	45219.85	170217.9	1.00360	1.01557	1.00039	1.01964	166940.0	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	167049.8
30/07/2013	14:30:00	1010.7	16.1	85	11.597	45325.53	170328.7	1.00340	1.01557	1.00039	1.01943	167082.0	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	167191.9
30/07/2013	14:45:00	1010.9	16.1	87	11.872	45083.93	170522.1	1.00360	1.01557	1.00052	1.01977	167216.5	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	167326.4
30/07/2013	15:00:00	1010.6	16.1	86	11.734	45295.29	170017.4	1.00330	1.01557	1.00046	1.01940	166782.4	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	166892.0
30/07/2013	15:15:00	1010.6	16.1	87	11.872	45144.42	170447.3	1.00330	1.01557	1.00052	1.01946	167193.2	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	167303.1
30/07/2013	15:30:00	1010.6	16.1	87	11.872	45083.93	170395.6	1.00330	1.01557	1.00052	1.01946	167142.4	1.00170	0.99803	1.00093	1.00066	167252.3
							Min.	169925.8				Min.	166693.5			Min.	166803.2
							Max.	172306.8				Max.	168219.7			Max.	168330.3
							Prom.	171010.0				Prom.	167474.5			Prom.	167584.6

- POTy Potencia De Ensayo
- POTr Potencia De Referencia
- POTx Potencia Efectiva
- FPF Correccion De Potencia por fdp de Ensayo a Referencia
- kyrP,krxP Corrección de Potencia por Factor de Presión
- kyrT,krxT Corrección De Potencia Por Factor De Temperatura
- kyrHrel,krxHrel Corrección de Potencia por factor de Humedad Relativa
- DIVISOR(kyr) Divisor total, Potencia de Ensayo a Referencia
- FACTOR(krx) Factor Total, Potencia De Referencia a Efectiva

UNIDAD: TURBINA A GAS (TG 2) DE LA CENTRAL TERMICA CHILCA 1

Fecha	Hora	Registros de datos de Ensayo					Cálculo de Heat Rate a condiciones ISO							Cálculo de Heat Rate a condiciones Efectivas						
		Presión	Temp.	Hum. Rel	Hum. Esp.	Flujo Comb.	POTy	HRy	k'yrP	k'yrT	k'yrHrel	(k'yr)	HRr	k'rxP	k'rxT	k'rxHrel	(k'rx)	HRx	CCx	
		mbar	°C	%	g/kg	m3/h	(kW)	(BTU/kWh)				DIVISOR	(BTU/kWh)				FACTOR	(BTU/kWh)	m³/h	
30/07/2013	10:45:00	1013.7	15.7	91	12.421804	45280.17	171384.13	8902.3	0.99990	0.99565	1.00033	0.99588	8939.1	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	8946.9	44429.3	
30/07/2013	11:00:00	1013.5	15.7	90	12.284281	45552.01	172306.81	8907.8	0.99991	0.99565	1.00030	0.99586	8944.8	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	8952.6	44709.0	
30/07/2013	11:15:00	1013.2	15.7	89	12.146782	45506.64	172305.55	8899.0	0.99991	0.99565	1.00027	0.99584	8936.2	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	8944.0	44681.7	
30/07/2013	11:30:00	1012.9	15.8	89	12.146782	45461.45	171824.54	8915.0	0.99992	0.99577	1.00027	0.99596	8951.2	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	8959.0	44667.3	
30/07/2013	11:45:00	1012.8	15.8	89	12.146782	45234.97	171663.62	8878.9	0.99992	0.99577	1.00027	0.99596	8914.9	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	8922.7	44449.2	
30/07/2013	12:00:00	1012.7	15.8	88	12.009305	45627.44	171346.68	8972.5	0.99992	0.99577	1.00025	0.99594	9009.1	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	9017.0	44843.4	
30/07/2013	12:15:00	1012.4	16	87	11.871851	45385.85	171522.32	8915.9	0.99992	0.99601	1.00022	0.99615	8950.3	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	8958.1	44657.1	
30/07/2013	12:30:00	1012.1	16.1	86	11.73442	45385.85	170911.07	8947.8	0.99993	0.99613	1.00019	0.99625	8981.4	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	8989.3	44691.4	
30/07/2013	12:45:00	1012.1	16.2	85	11.597012	45355.77	171254.29	8923.9	0.99993	0.99626	1.00016	0.99635	8956.6	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	8964.5	44683.0	
30/07/2013	13:00:00	1011.9	16.2	84	11.459626	45370.89	171155.80	8932.0	0.99993	0.99626	1.00014	0.99632	8965.0	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	8972.8	44710.8	
30/07/2013	13:15:00	1011.7	16.3	86	11.73442	44630.97	171249.51	8781.5	0.99993	0.99638	1.00019	0.99650	8812.4	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	8820.1	43999.0	
30/07/2013	13:30:00	1011.7	16.3	84	11.459626	45476.57	170741.61	8974.5	0.99993	0.99638	1.00014	0.99645	9006.5	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	9014.4	44841.0	
30/07/2013	13:45:00	1011.4	16.2	86	11.73442	45174.49	170678.80	8918.2	0.99994	0.99626	1.00019	0.99639	8950.6	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	8958.4	44530.9	
30/07/2013	14:00:00	1011.1	16.2	86	11.73442	45083.93	169925.79	8939.8	0.99994	0.99626	1.00019	0.99639	8972.2	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	8980.0	44454.7	
30/07/2013	14:15:00	1010.9	16.1	85	11.597012	45219.85	170217.93	8951.3	0.99995	0.99613	1.00016	0.99624	8985.1	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	8993.0	44584.6	
30/07/2013	14:30:00	1010.7	16.1	85	11.597012	45325.53	170328.74	8966.4	0.99995	0.99613	1.00016	0.99625	9000.2	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	9008.1	44697.6	
30/07/2013	14:45:00	1010.9	16.1	87	11.871851	45083.93	170522.10	8908.5	0.99995	0.99613	1.00022	0.99630	8941.6	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	8949.4	44442.3	
30/07/2013	15:00:00	1010.6	16.1	86	11.73442	45295.29	170017.40	8976.8	0.99995	0.99613	1.00019	0.99627	9010.4	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	9018.3	44668.0	
30/07/2013	15:15:00	1010.6	16.1	87	11.871851	45144.42	170447.35	8924.4	0.99995	0.99613	1.00022	0.99630	8957.5	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	8965.3	44515.1	
30/07/2013	15:30:00	1010.6	16.1	87	11.871851	45083.93	170395.55	8915.1	0.99995	0.99613	1.00022	0.99630	8948.2	0.99997	1.00051	1.00039	1.00088	8956.1	44455.4	
								Min.					Min.	8812.4				Min.	8820.1	43999.0
								Max.					Max.	9010.4				Max.	9018.3	44843.4
								Prom.					Prom.	8956.7				Prom.	8964.5	44585.5

- POTy Potencia De Ensayo
- POTr Potencia De Referencia
- POTx Potencia Efectiva
- FPF Corrección De Potencia por fdp de Ensayo a Referencia
- k'yrP,k'rxP Corrección de Heat Rate por factor de Presión
- k'yrT,k'rxT Corrección de Heat Rate por factor de Temperatura
- k'yrHrel,k'rxHre Corrección de Heat Rate por factor de Humedad Relativa
- DIVISOR(k'yr) Divisor total, Potencia de Ensayo a Referencia
- FACTOR(k'rx) Factor Total, Potencia De Referencia a Sitio

UNIDAD: TURBINA A GAS (TG 3) DE LA CENTRAL TERMICA CHILCA 1

Registros de datos de Ensayo													Cálculo de Potencia a condiciones Efectivas					
Fecha	Hora	Presión	Temp.	Hum. Rel	Hum. Esp.	Flujo Comb.	POTy	kyrP	kyrT	kyrHrel	(kyr)	POTr	krxP	krxT	krxHrel	(krx)	POTx	
		mbar	°C	%	g/kg	m³/h	(kW)				DIVISOR	(Kw)				FACTOR	(Kw)	
30/07/2013	10:45:00	1013.7	15.7	91	12.422	53719.70	194490.5	1.00656	1.02486	1.00036	1.03195	188468.2	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	188382.4	
30/07/2013	11:00:00	1013.5	15.7	90	12.284	53217.40	195550.9	1.00635	1.02486	1.00033	1.03171	189539.9	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	189453.6	
30/07/2013	11:15:00	1013.2	15.7	89	12.147	54015.40	195219.9	1.00604	1.02486	1.00030	1.03137	189282.4	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	189196.3	
30/07/2013	11:30:00	1012.9	15.8	89	12.147	54005.00	194770.2	1.00574	1.02412	1.00030	1.03030	189041.9	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	188955.9	
30/07/2013	11:45:00	1012.8	15.8	89	12.147	53590.80	194286.3	1.00563	1.02412	1.00030	1.03020	188591.4	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	188505.6	
30/07/2013	12:00:00	1012.7	15.8	88	12.009	53677.10	193539.8	1.00553	1.02412	1.00027	1.03006	187891.5	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	187806.0	
30/07/2013	12:15:00	1012.4	16	87	11.872	52211.60	194207.8	1.00522	1.02262	1.00024	1.02821	188878.9	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	188793.0	
30/07/2013	12:30:00	1012.1	16.1	86	11.734	53850.00	193308.4	1.00492	1.02188	1.00021	1.02712	188204.9	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	188119.2	
30/07/2013	12:45:00	1012.1	16.2	85	11.597	53790.80	194078.1	1.00492	1.02113	1.00018	1.02633	189098.3	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	189012.2	
30/07/2013	13:00:00	1011.9	16.2	84	11.460	52430.50	193857.7	1.00471	1.02113	1.00015	1.02609	188927.8	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	188841.8	
30/07/2013	13:15:00	1011.7	16.3	86	11.734	53696.30	194846.7	1.00451	1.02038	1.00021	1.02519	190058.2	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	189971.7	
30/07/2013	13:30:00	1011.7	16.3	84	11.460	53984.50	194384.9	1.00451	1.02038	1.00015	1.02513	189619.1	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	189532.8	
30/07/2013	13:45:00	1011.4	16.2	86	11.734	52085.80	194470.4	1.00420	1.02113	1.00021	1.02563	189610.2	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	189523.9	
30/07/2013	14:00:00	1011.1	16.2	86	11.734	53692.90	193416.1	1.00389	1.02113	1.00021	1.02532	188639.9	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	188554.1	
30/07/2013	14:15:00	1010.9	16.1	85	11.597	53556.30	193082.1	1.00369	1.02188	1.00018	1.02583	188220.3	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	188134.7	
30/07/2013	14:30:00	1010.7	16.1	85	11.597	53743.80	193235.0	1.00348	1.02188	1.00018	1.02562	188407.9	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	188322.1	
30/07/2013	14:45:00	1010.9	16.1	87	11.872	50641.10	193203.8	1.00369	1.02188	1.00024	1.02589	188327.8	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	188242.1	
30/07/2013	15:00:00	1010.6	16.1	86	11.734	51523.20	192586.1	1.00338	1.02188	1.00021	1.02555	187788.7	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	187703.3	
30/07/2013	15:15:00	1010.6	16.1	87	11.872	53726.10	193464.4	1.00338	1.02188	1.00024	1.02558	188639.5	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	188553.7	
30/07/2013	15:30:00	1010.6	16.1	87	11.872	53843.30	193275.2	1.00338	1.02188	1.00024	1.02558	188455.1	1.00174	0.99733	1.00048	0.99954	188369.3	
							Min.	192586.1				Min.	187788.7				Min.	187703.3
							Max.	195550.9				Max.	190058.2				Max.	189971.7
							Prom.	193963.7				Prom.	188784.6				Prom.	188698.7

- POTy Potencia De Ensayo
- POTr Potencia De Referencia
- POTx Potencia Efectiva
- FPF Correccion De Potencia por fdp de Ensayo a Referencia
- kyrP,krxP Corrección de Potencia por Factor de Presión
- kyrT,krxT Corrección De Potencia Por Factor De Temperatura
- kyrHrel,krxHrel Corrección de Potencia por factor de Humedad Relativa
- DIVISOR(kyr) Divisor total, Potencia de Ensayo a Referencia
- FACTOR(krx) Factor Total, Potencia De Referencia a Efectiva

UNIDAD: TURBINA A GAS (TG 3) DE LA CENTRAL TERMICA CHILCA 1

Fecha	Hora	Registros de datos de Ensayo					Cálculo de Heat Rate a condiciones ISO							Cálculo de Heat Rate a condiciones Efectivas						
		Presión	Temp.	Hum. Rel	Hum. Esp.	Flujo Comb.	POTy	HRy	k'yrP	k'yrT	k'yrHrel	(k'yr)	HRr	k'rxP	k'rxT	k'rxHrel	(k'rx)	HRx	CCx	
		mbar	°C	%	g/kg	m3/h	(kW)	(BTU/kWh)				DIVISOR	(BTU/kWh)				FACTOR	(BTU/kWh)	m3/h	
30/07/2013	10:45:00	1013.7	15.7	91	12.422	53719.70	194490.53	9306.8	0.99986	0.99259	1.00045	0.99289	9373.5	0.99996	1.00084	1.00060	1.00140	9386.6	52478.7	
30/07/2013	11:00:00	1013.5	15.7	90	12.284	53217.40	195550.90	9169.8	0.99986	0.99259	1.00041	0.99285	9235.8	0.99996	1.00084	1.00060	1.00140	9248.7	52001.8	
30/07/2013	11:15:00	1013.2	15.7	89	12.147	54015.40	195219.91	9323.0	0.99987	0.99259	1.00037	0.99282	9390.4	0.99996	1.00084	1.00060	1.00140	9403.6	52800.9	
30/07/2013	11:30:00	1012.9	15.8	89	12.147	54005.00	194770.21	9342.8	0.99987	0.99280	1.00037	0.99304	9408.3	0.99996	1.00084	1.00060	1.00140	9421.4	52833.8	
30/07/2013	11:45:00	1012.8	15.8	89	12.147	53590.80	194286.30	9294.2	0.99988	0.99280	1.00037	0.99304	9359.3	0.99996	1.00084	1.00060	1.00140	9372.4	52433.8	
30/07/2013	12:00:00	1012.7	15.8	88	12.009	53677.10	193539.82	9345.1	0.99988	0.99280	1.00033	0.99301	9410.9	0.99996	1.00084	1.00060	1.00140	9424.0	52527.0	
30/07/2013	12:15:00	1012.4	16	87	11.872	52211.60	194207.83	9058.7	0.99988	0.99322	1.00030	0.99340	9118.8	0.99996	1.00084	1.00060	1.00140	9131.6	51164.4	
30/07/2013	12:30:00	1012.1	16.1	86	11.734	53850.00	193308.43	9386.4	0.99989	0.99343	1.00026	0.99358	9447.0	0.99996	1.00084	1.00060	1.00140	9460.2	52816.5	
30/07/2013	12:45:00	1012.1	16.2	85	11.597	53790.80	194078.05	9338.9	0.99989	0.99365	1.00022	0.99376	9397.5	0.99996	1.00084	1.00060	1.00140	9410.7	52789.2	
30/07/2013	13:00:00	1011.9	16.2	84	11.460	52430.50	193857.73	9113.1	0.99990	0.99365	1.00019	0.99373	9170.6	0.99996	1.00084	1.00060	1.00140	9183.4	51468.0	
30/07/2013	13:15:00	1011.7	16.3	86	11.734	53696.30	194846.67	9285.7	0.99990	0.99386	1.00026	0.99402	9341.5	0.99996	1.00084	1.00060	1.00140	9354.6	52741.2	
30/07/2013	13:30:00	1011.7	16.3	84	11.460	53984.50	194384.90	9357.7	0.99990	0.99386	1.00019	0.99395	9414.7	0.99996	1.00084	1.00060	1.00140	9427.9	53031.4	
30/07/2013	13:45:00	1011.4	16.2	86	11.734	52085.80	194470.41	9024.6	0.99991	0.99365	1.00026	0.99381	9080.8	0.99996	1.00084	1.00060	1.00140	9093.5	51148.2	
30/07/2013	14:00:00	1011.1	16.2	86	11.734	53692.90	193416.08	9353.8	0.99991	0.99365	1.00026	0.99382	9412.0	0.99996	1.00084	1.00060	1.00140	9425.1	52742.2	
30/07/2013	14:15:00	1010.9	16.1	85	11.597	53556.30	193082.07	9346.2	0.99992	0.99343	1.00022	0.99357	9406.6	0.99996	1.00084	1.00060	1.00140	9419.7	52594.9	
30/07/2013	14:30:00	1010.7	16.1	85	11.597	53743.80	193234.99	9371.4	0.99992	0.99343	1.00022	0.99358	9432.0	0.99996	1.00084	1.00060	1.00140	9445.2	52789.5	
30/07/2013	14:45:00	1010.9	16.1	87	11.872	50641.10	193203.81	8831.8	0.99992	0.99343	1.00030	0.99365	8888.3	0.99996	1.00084	1.00060	1.00140	8900.7	49725.3	
30/07/2013	15:00:00	1010.6	16.1	86	11.734	51523.20	192586.10	9014.5	0.99993	0.99343	1.00026	0.99362	9072.4	0.99996	1.00084	1.00060	1.00140	9085.1	50610.0	
30/07/2013	15:15:00	1010.6	16.1	87	11.872	53726.10	193464.37	9357.3	0.99993	0.99343	1.00030	0.99366	9417.0	0.99996	1.00084	1.00060	1.00140	9430.2	52770.4	
30/07/2013	15:30:00	1010.6	16.1	87	11.872	53843.30	193275.23	9386.8	0.99993	0.99343	1.00030	0.99366	9446.8	0.99996	1.00084	1.00060	1.00140	9460.0	52885.5	
								Min.					Min.				Min.		8900.7	49725.3
								Max.					Max.				Max.		9460.2	53031.4
								Prom.					Prom.				Prom.		9324.2	52217.6

- POTy Potencia De Ensayo
- POTr Potencia De Referencia
- POTx Potencia Efectiva
- FPF Corrección De Potencia por fdp de Ensayo a Referencia
- k'yrP,k'rxP Corrección de Heat Rate por factor de Presión
- k'yrT,k'rxT Corrección de Heat Rate por factor de Temperatura
- k'yrHrel,k'rxHre Corrección de Heat Rate por factor de Humedad Relativa
- DIVISOR(k'yr) Divisor total, Potencia de Ensayo a Referencia
- FACTOR(k'rx) Factor Total, Potencia De Referencia a Sitio

**Cálculos para la turbina a vapor
en la configuración operativa
ciclo combinado**

UNIDAD: TURBINA A VAPOR (TV) DE LA CENTRAL TERMICA CHILCA 1

Configuración operativa: TG1 + Tv

Registros de datos de Ensayo									
Fecha	Hora	Temp. de torre de enfria.	POTy	kyrTe	(kyr)	POTr	krxTe	(krx)	POTx
		°C	(kW)		DIVISOR	(Kw)		FACTOR	(Kw)
30/07/2013	10:45:00	16.0	89467.9	1.0004	1.0004	89431.3	0.999785	0.9998	89412.1
30/07/2013	11:00:00	15.5	89233.5	1.0003	1.0003	89210.5	0.999785	0.9998	89191.4
30/07/2013	11:15:00	16.0	89971.6	1.0004	1.0004	89934.9	0.999785	0.9998	89915.6
30/07/2013	11:30:00	16.0	89804.1	1.0004	1.0004	89767.4	0.999785	0.9998	89748.1
30/07/2013	11:45:00	16.0	89639.4	1.0004	1.0004	89602.8	0.999785	0.9998	89583.6
30/07/2013	12:00:00	16.0	89382.2	1.0004	1.0004	89345.7	0.999785	0.9998	89326.5
30/07/2013	12:15:00	16.5	89617.4	1.0005	1.0005	89572.3	0.999785	0.9998	89553.1
30/07/2013	12:30:00	16.5	89086.8	1.0005	1.0005	89041.9	0.999785	0.9998	89022.8
30/07/2013	12:45:00	16.5	89544.0	1.0005	1.0005	89498.9	0.999785	0.9998	89479.7
30/07/2013	1:00:00	16.0	89541.4	1.0004	1.0004	89504.9	0.999785	0.9998	89485.7
30/07/2013	1:15:00	16.0	89776.7	1.0004	1.0004	89740.0	0.999785	0.9998	89720.8
30/07/2013	1:30:00	16.0	89539.1	1.0004	1.0004	89502.5	0.999785	0.9998	89483.3
30/07/2013	1:45:00	16.0	89619.7	1.0004	1.0004	89583.1	0.999785	0.9998	89563.8
30/07/2013	2:00:00	16.0	89038.3	1.0004	1.0004	89001.9	0.999785	0.9998	88982.8
30/07/2013	2:15:00	16.0	89085.0	1.0004	1.0004	89048.6	0.999785	0.9998	89029.5
30/07/2013	2:30:00	16.0	89179.6	1.0004	1.0004	89143.2	0.999785	0.9998	89124.0
30/07/2013	2:45:00	16.0	89285.9	1.0004	1.0004	89249.4	0.999785	0.9998	89230.3
30/07/2013	3:00:00	16.0	88900.3	1.0004	1.0004	88864.0	0.999785	0.9998	88844.9
30/07/2013	3:15:00	16.0	89141.6	1.0004	1.0004	89105.2	0.999785	0.9998	89086.1
30/07/2013	3:30:00	16.0	89034.3	1.0004	1.0004	88998.0	0.999785	0.9998	88978.9
		Min.	88900.3		0.0000	88864.0		0.0000	88844.9
		Max.	89971.6		0.0000	89934.9		0.0000	89915.6
		Prom.	89394.5		0.0000	89357.3		0.0000	89338.1

- POTy** Potencia De Ensayo
POTr Potencia De Referencia
POTx Potencia Efectiva
FPF Correccion De Potencia por fdp de Ensayo a Referencia
kyrTe Corrección de Potencia por Temperatura en la torre de enfriamiento
DIVISOR(kyr) Divisor total, Potencia de Ensayo a Referencia
FACTOR(krx) Factor Total, Potencia De Referencia a Efectiva

UNIDAD: TURBINA A VAPOR (TV) DE LA CENTRAL TERMICA CHILCA 1

Configuración operativa: TG2 + TV

Registros de datos de Ensayo									
Fecha	Hora	Temp. de torre de enfria.	POTy	kyrTe	(kyr)	POTr	krxTe	(krx)	POTx
		°C	(kW)		DIVISOR	(Kw)		FACTOR	(Kw)
30/07/2013	10:45:00	16.0	78713.6	1.0004	1.0004	78681.4	0.999785	0.999785	78664.5
30/07/2013	11:00:00	15.5	79019.1	1.0003	1.0003	78998.8	0.999785	0.999785	78981.8
30/07/2013	11:15:00	16.0	79018.7	1.0004	1.0004	78986.4	0.999785	0.999785	78969.5
30/07/2013	11:30:00	16.0	78859.4	1.0004	1.0004	78827.2	0.999785	0.999785	78810.3
30/07/2013	11:45:00	16.0	78806.1	1.0004	1.0004	78774.0	0.999785	0.999785	78757.0
30/07/2013	12:00:00	16.0	78701.2	1.0004	1.0004	78669.1	0.999785	0.999785	78652.2
30/07/2013	12:15:00	16.5	78759.4	1.0005	1.0005	78719.7	0.999785	0.999785	78702.8
30/07/2013	12:30:00	16.5	78557.0	1.0005	1.0005	78517.4	0.999785	0.999785	78500.6
30/07/2013	12:45:00	16.5	78670.6	1.0005	1.0005	78631.0	0.999785	0.999785	78614.1
30/07/2013	1:00:00	16.0	78638.0	1.0004	1.0004	78605.9	0.999785	0.999785	78589.0
30/07/2013	1:15:00	16.0	78669.0	1.0004	1.0004	78636.9	0.999785	0.999785	78620.0
30/07/2013	1:30:00	16.0	78500.8	1.0004	1.0004	78468.8	0.999785	0.999785	78451.9
30/07/2013	1:45:00	16.0	78480.0	1.0004	1.0004	78448.0	0.999785	0.999785	78431.1
30/07/2013	2:00:00	16.0	78230.7	1.0004	1.0004	78198.7	0.999785	0.999785	78181.9
30/07/2013	2:15:00	16.0	78327.4	1.0004	1.0004	78295.4	0.999785	0.999785	78278.6
30/07/2013	2:30:00	16.0	78364.1	1.0004	1.0004	78332.1	0.999785	0.999785	78315.3
30/07/2013	2:45:00	16.0	78428.2	1.0004	1.0004	78396.1	0.999785	0.999785	78379.3
30/07/2013	3:00:00	16.0	78261.0	1.0004	1.0004	78229.1	0.999785	0.999785	78212.3
30/07/2013	3:15:00	16.0	78403.4	1.0004	1.0004	78371.4	0.999785	0.999785	78354.5
30/07/2013	3:30:00	16.0	78386.3	1.0004	1.0004	78354.2	0.999785	0.999785	78337.4
		Min.	78230.7		Min.	78198.7		Min.	78181.9
		Max.	79019.1		Max.	78998.8		Max.	78981.8
		Prom.	78589.7		Prom.	78557.1		Prom.	78540.2

- POTy** Potencia De Ensayo
POTr Potencia De Referencia
POTx Potencia Efectiva
FPF Correccion De Potencia por fdp de Ensayo a Referencia
kyrTe Corrección de Potencia por Temperatura en la torre de enfriamiento
DIVISOR(kyr) Divisor total, Potencia de Ensayo a Referencia
FACTOR(krx) Factor Total, Potencia De Referencia a Efectiva

UNIDAD: TURBINA A VAPOR (TV) DE LA CENTRAL TERMICA CHILCA 1

Registros de datos de Ensayo									
Fecha	Hora	Temp. de torre de enfria.	POTy	kyrTe	(kyr)	POTr	krxTe	(krx)	POTx
		°C	(kW)		DIVISOR	(Kw)		FACTOR	(Kw)
30/07/2013	10:45:00	16.0	108334.6	1.0004	1.0004	108290.4	0.999785	0.999785	108267.1
30/07/2013	11:00:00	15.5	108775.1	1.0003	1.0003	108747.0	0.999785	0.999785	108723.7
30/07/2013	11:15:00	16.0	108637.6	1.0004	1.0004	108593.2	0.999785	0.999785	108569.9
30/07/2013	11:30:00	16.0	108450.8	1.0004	1.0004	108406.5	0.999785	0.999785	108383.2
30/07/2013	11:45:00	16.0	108249.8	1.0004	1.0004	108205.6	0.999785	0.999785	108182.3
30/07/2013	12:00:00	16.0	107939.7	1.0004	1.0004	107895.6	0.999785	0.999785	107872.5
30/07/2013	12:15:00	16.5	108217.2	1.0005	1.0005	108162.7	0.999785	0.999785	108139.5
30/07/2013	12:30:00	16.5	107843.6	1.0005	1.0005	107789.3	0.999785	0.999785	107766.2
30/07/2013	12:45:00	16.5	108163.3	1.0005	1.0005	108108.9	0.999785	0.999785	108085.6
30/07/2013	1:00:00	16.0	108071.8	1.0004	1.0004	108027.6	0.999785	0.999785	108004.4
30/07/2013	1:15:00	16.0	108482.6	1.0004	1.0004	108438.2	0.999785	0.999785	108415.0
30/07/2013	1:30:00	16.0	108290.8	1.0004	1.0004	108246.5	0.999785	0.999785	108223.3
30/07/2013	1:45:00	16.0	108326.3	1.0004	1.0004	108282.0	0.999785	0.999785	108258.8
30/07/2013	2:00:00	16.0	107888.3	1.0004	1.0004	107844.3	0.999785	0.999785	107821.1
30/07/2013	2:15:00	16.0	107749.6	1.0004	1.0004	107705.6	0.999785	0.999785	107682.5
30/07/2013	2:30:00	16.0	107813.1	1.0004	1.0004	107769.1	0.999785	0.999785	107745.9
30/07/2013	2:45:00	16.0	107800.2	1.0004	1.0004	107756.1	0.999785	0.999785	107733.0
30/07/2013	3:00:00	16.0	107543.6	1.0004	1.0004	107499.7	0.999785	0.999785	107476.6
30/07/2013	3:15:00	16.0	107908.4	1.0004	1.0004	107864.3	0.999785	0.999785	107841.2
30/07/2013	3:30:00	16.0	107829.8	1.0004	1.0004	107785.8	0.999785	0.999785	107762.6
		Min.	107543.6		Min.	107499.7		Min.	107476.6
		Max.	108775.1		Max.	108747.0		Max.	108723.7
		Prom.	108115.8		Prom.	108070.9		Prom.	108047.7

- POTy** Potencia De Ensayo
POTr Potencia De Referencia
POTx Potencia Efectiva
kyrTe Corrección de Potencia por Temperatura en la torre de enfriamiento
DIVISOR(kyr) Divisor total, Potencia de Ensayo a Referencia
FACTOR(krx) Factor Total, Potencia De Referencia a Efectiva

UNIDAD: TURBINA A VAPOR (TV) DE LA CENTRAL TERMICA CHILCA 1

Configuración operativa: TG3 + TV

Registros de datos de Ensayo									
Fecha	Hora	Temp. de torre de enfria.	POTy	kyrTe	(kyr)	POTr	krxTe	(krx)	POTx
		°C	(kW)		DIVISOR	(Kw)		FACTOR	(Kw)
30/07/2013	10:45:00	16.0	108334.6	1.0004	1.0004	108290.4	0.999785	0.999785	108267.1
30/07/2013	11:00:00	15.5	108775.1	1.0003	1.0003	108747.0	0.999785	0.999785	108723.7
30/07/2013	11:15:00	16.0	108637.6	1.0004	1.0004	108593.2	0.999785	0.999785	108569.9
30/07/2013	11:30:00	16.0	108450.8	1.0004	1.0004	108406.5	0.999785	0.999785	108383.2
30/07/2013	11:45:00	16.0	108249.8	1.0004	1.0004	108205.6	0.999785	0.999785	108182.3
30/07/2013	12:00:00	16.0	107939.7	1.0004	1.0004	107895.6	0.999785	0.999785	107872.5
30/07/2013	12:15:00	16.5	108217.2	1.0005	1.0005	108162.7	0.999785	0.999785	108139.5
30/07/2013	12:30:00	16.5	107843.6	1.0005	1.0005	107789.3	0.999785	0.999785	107766.2
30/07/2013	12:45:00	16.5	108163.3	1.0005	1.0005	108108.9	0.999785	0.999785	108085.6
30/07/2013	1:00:00	16.0	108071.8	1.0004	1.0004	108027.6	0.999785	0.999785	108004.4
30/07/2013	1:15:00	16.0	108482.6	1.0004	1.0004	108438.2	0.999785	0.999785	108415.0
30/07/2013	1:30:00	16.0	108290.8	1.0004	1.0004	108246.5	0.999785	0.999785	108223.3
30/07/2013	1:45:00	16.0	108326.3	1.0004	1.0004	108282.0	0.999785	0.999785	108258.8
30/07/2013	2:00:00	16.0	107888.3	1.0004	1.0004	107844.3	0.999785	0.999785	107821.1
30/07/2013	2:15:00	16.0	107749.6	1.0004	1.0004	107705.6	0.999785	0.999785	107682.5
30/07/2013	2:30:00	16.0	107813.1	1.0004	1.0004	107769.1	0.999785	0.999785	107745.9
30/07/2013	2:45:00	16.0	107800.2	1.0004	1.0004	107756.1	0.999785	0.999785	107733.0
30/07/2013	3:00:00	16.0	107543.6	1.0004	1.0004	107499.7	0.999785	0.999785	107476.6
30/07/2013	3:15:00	16.0	107908.4	1.0004	1.0004	107864.3	0.999785	0.999785	107841.2
30/07/2013	3:30:00	16.0	107829.8	1.0004	1.0004	107785.8	0.999785	0.999785	107762.6
		Min.	107543.6		Min.	107499.7		Min.	107476.6
		Max.	108775.1		Max.	108747.0		Max.	108723.7
		Prom.	108115.8		Prom.	108070.9		Prom.	108047.7

- POTy** Potencia De Ensayo
POTr Potencia De Referencia
POTx Potencia Efectiva
kyrTe Corrección de Potencia por Temperatura en la torre de enfriamiento
DIVISOR(kyr) Divisor total, Potencia de Ensayo a Referencia
FACTOR(krx) Factor Total, Potencia De Referencia a Efectiva

UNIDAD: TURBINA A VAPOR (TV) DE LA CENTRAL TERMICA CHILCA 1

Configuración operativa: TG1 + TG2 + TV

Registros de datos de Ensayo									
Fecha	Hora	Temp. de torre de enfria.	POTy	kyrTe	(kyr)	POTr	krxTe	(krx)	POTx
		°C	(kW)		DIVISOR	(Kw)		FACTOR	(Kw)
30/07/2013	10:45:00	16.0	168181.5	1.0004	1.0004	168112.8	0.999785	0.999785	168076.7
30/07/2013	11:00:00	15.5	168252.7	1.0003	1.0003	168209.3	0.999785	0.999785	168173.2
30/07/2013	11:15:00	16.0	168990.3	1.0004	1.0004	168921.3	0.999785	0.999785	168885.0
30/07/2013	11:30:00	16.0	168663.5	1.0004	1.0004	168594.6	0.999785	0.999785	168558.4
30/07/2013	11:45:00	16.0	168445.6	1.0004	1.0004	168376.8	0.999785	0.999785	168340.6
30/07/2013	12:00:00	16.0	168083.4	1.0004	1.0004	168014.7	0.999785	0.999785	167978.6
30/07/2013	12:15:00	16.5	168376.8	1.0005	1.0005	168292.0	0.999785	0.999785	168255.9
30/07/2013	12:30:00	16.5	167643.7	1.0005	1.0005	167559.3	0.999785	0.999785	167523.4
30/07/2013	12:45:00	16.5	168214.6	1.0005	1.0005	168130.0	0.999785	0.999785	168093.8
30/07/2013	1:00:00	16.0	168179.4	1.0004	1.0004	168110.7	0.999785	0.999785	168074.6
30/07/2013	1:15:00	16.0	168445.7	1.0004	1.0004	168376.9	0.999785	0.999785	168340.8
30/07/2013	1:30:00	16.0	168039.9	1.0004	1.0004	167971.3	0.999785	0.999785	167935.2
30/07/2013	1:45:00	16.0	168099.7	1.0004	1.0004	168031.1	0.999785	0.999785	167995.0
30/07/2013	2:00:00	16.0	167269.0	1.0004	1.0004	167200.6	0.999785	0.999785	167164.7
30/07/2013	2:15:00	16.0	167412.5	1.0004	1.0004	167344.1	0.999785	0.999785	167308.1
30/07/2013	2:30:00	16.0	167543.7	1.0004	1.0004	167475.3	0.999785	0.999785	167439.3
30/07/2013	2:45:00	16.0	167714.1	1.0004	1.0004	167645.6	0.999785	0.999785	167609.5
30/07/2013	3:00:00	16.0	167161.4	1.0004	1.0004	167093.1	0.999785	0.999785	167057.2
30/07/2013	3:15:00	16.0	167545.0	1.0004	1.0004	167476.6	0.999785	0.999785	167440.6
30/07/2013	3:30:00	16.0	167420.6	1.0004	1.0004	167352.2	0.999785	0.999785	167316.3
		Min.	167161.4		Min.	167093.1		Min.	167057.2
		Max.	168990.3		Max.	168921.3		Max.	168885.0
		Prom.	167984.2		Prom.	167914.4		Prom.	167878.4

UNIDAD: TURBINA A VAPOR (TV) DE LA CENTRAL TERMICA CHILCA 1

Configuración operativa: TG1 + TG3 + TV

Registros de datos de Ensayo									
Fecha	Hora	Temp. de torre de enfria.	POTy	kyrTe	(kyr)	POTr	krxTe	(krx)	POTx
		°C	(kW)		DIVISOR	(Kw)		FACTOR	(Kw)
30/07/2013	10:45:00	16.0	197802.5	1.0004	1.0004	197721.7	0.999785	0.999785	197679.3
30/07/2013	11:00:00	15.5	198008.6	1.0003	1.0003	197957.6	0.999785	0.999785	197915.1
30/07/2013	11:15:00	16.0	198609.2	1.0004	1.0004	198528.1	0.999785	0.999785	198485.4
30/07/2013	11:30:00	16.0	198254.9	1.0004	1.0004	198173.9	0.999785	0.999785	198131.3
30/07/2013	11:45:00	16.0	197889.2	1.0004	1.0004	197808.4	0.999785	0.999785	197765.9
30/07/2013	12:00:00	16.0	197321.9	1.0004	1.0004	197241.3	0.999785	0.999785	197199.0
30/07/2013	12:15:00	16.5	197834.6	1.0005	1.0005	197735.1	0.999785	0.999785	197692.6
30/07/2013	12:30:00	16.5	196930.4	1.0005	1.0005	196831.3	0.999785	0.999785	196789.0
30/07/2013	12:45:00	16.5	197707.3	1.0005	1.0005	197607.8	0.999785	0.999785	197565.4
30/07/2013	1:00:00	16.0	197613.2	1.0004	1.0004	197532.5	0.999785	0.999785	197490.1
30/07/2013	1:15:00	16.0	198259.3	1.0004	1.0004	198178.3	0.999785	0.999785	198135.7
30/07/2013	1:30:00	16.0	197829.9	1.0004	1.0004	197749.0	0.999785	0.999785	197706.6
30/07/2013	1:45:00	16.0	197946.0	1.0004	1.0004	197865.1	0.999785	0.999785	197822.6
30/07/2013	2:00:00	16.0	196926.6	1.0004	1.0004	196846.2	0.999785	0.999785	196803.9
30/07/2013	2:15:00	16.0	196834.6	1.0004	1.0004	196754.2	0.999785	0.999785	196712.0
30/07/2013	2:30:00	16.0	196992.7	1.0004	1.0004	196912.2	0.999785	0.999785	196870.0
30/07/2013	2:45:00	16.0	197086.1	1.0004	1.0004	197005.6	0.999785	0.999785	196963.3
30/07/2013	3:00:00	16.0	196443.9	1.0004	1.0004	196363.7	0.999785	0.999785	196321.5
30/07/2013	3:15:00	16.0	197050.0	1.0004	1.0004	196969.6	0.999785	0.999785	196927.3
30/07/2013	3:30:00	16.0	196864.2	1.0004	1.0004	196783.8	0.999785	0.999785	196741.5
		Min.	196443.9		Min.	196363.7		Min.	196321.5
		Max.	198609.2		Max.	198528.1		Max.	198485.4
		Prom.	197510.3		Prom.	197428.3		Prom.	197385.9

UNIDAD: TURBINA A VAPOR (TV) DE LA CENTRAL TERMICA CHILCA 1

Configuración operativa: TG1 + TG2 + TV

Registros de datos de Ensayo									
Fecha	Hora	Temp. de torre de enfria.	POTy	kyrTe	(kyr)	POTr	krxTe	(krx)	POTx
		°C	(kW)		DIVISOR	(Kw)		FACTOR	(Kw)
30/07/2013	10:45:00	16.0	187048.2	1.0004	1.0004	186971.8	0.999785	0.999785	186931.7
30/07/2013	11:00:00	15.5	187794.2	1.0003	1.0003	187745.8	0.999785	0.999785	187705.5
30/07/2013	11:15:00	16.0	187656.3	1.0004	1.0004	187579.7	0.999785	0.999785	187539.4
30/07/2013	11:30:00	16.0	187310.2	1.0004	1.0004	187233.7	0.999785	0.999785	187193.5
30/07/2013	11:45:00	16.0	187056.0	1.0004	1.0004	186979.5	0.999785	0.999785	186939.4
30/07/2013	12:00:00	16.0	186640.9	1.0004	1.0004	186564.7	0.999785	0.999785	186524.6
30/07/2013	12:15:00	16.5	186976.6	1.0005	1.0005	186882.5	0.999785	0.999785	186842.3
30/07/2013	12:30:00	16.5	186400.6	1.0005	1.0005	186306.8	0.999785	0.999785	186266.8
30/07/2013	12:45:00	16.5	186833.9	1.0005	1.0005	186739.9	0.999785	0.999785	186699.8
30/07/2013	1:00:00	16.0	186709.8	1.0004	1.0004	186633.5	0.999785	0.999785	186593.4
30/07/2013	1:15:00	16.0	187151.6	1.0004	1.0004	187075.1	0.999785	0.999785	187035.0
30/07/2013	1:30:00	16.0	186791.6	1.0004	1.0004	186715.3	0.999785	0.999785	186675.2
30/07/2013	1:45:00	16.0	186806.3	1.0004	1.0004	186730.0	0.999785	0.999785	186689.9
30/07/2013	2:00:00	16.0	186119.0	1.0004	1.0004	186043.0	0.999785	0.999785	186003.1
30/07/2013	2:15:00	16.0	186077.0	1.0004	1.0004	186001.0	0.999785	0.999785	185961.1
30/07/2013	2:30:00	16.0	186177.2	1.0004	1.0004	186101.2	0.999785	0.999785	186061.2
30/07/2013	2:45:00	16.0	186228.3	1.0004	1.0004	186152.3	0.999785	0.999785	186112.3
30/07/2013	3:00:00	16.0	185804.6	1.0004	1.0004	185728.7	0.999785	0.999785	185688.8
30/07/2013	3:15:00	16.0	186311.8	1.0004	1.0004	186235.7	0.999785	0.999785	186195.7
30/07/2013	3:30:00	16.0	186216.1	1.0004	1.0004	186140.0	0.999785	0.999785	186100.1
		Min.	185804.6		Min.	185728.7		Min.	185688.8
		Max.	187794.2		Max.	187745.8		Max.	187705.5
		Prom.	186705.5		Prom.	186628.0		Prom.	186587.9

ANEXO D

**Actas de Ensayo del
30 de julio del 2013**

**ENSAYO DE POTENCIA EFECTIVA Y RENDIMIENTO
DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN DE LA CENTRAL TERMICA CHILCA 1
EN LA CONFIGURACIÓN 3X1
ENERSUR S.A.**

ACTA DE ENSAYO

<p><u>Fecha y Hora de Apertura del Acta:</u></p> <p>Martes 30-07-2013 05:45 hrs.</p>	<p><u>Lugar de Apertura del Acta:</u></p> <p>Sala de Reuniones de la Central Térmica Chilca1. Chilca - Lima.</p>
<p><u>Participantes:</u></p> <p>Por ENERSUR S.A.:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ing. Domingo Pinto – Jefe de Operaciones de la Central Térmica Chilca 1. <p>Por el COES SINAC:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ing. Carlos Huamán – Veedor <p>Por Empresa Consultora (HAMEK INGENIEROS ASOCIADOS S.A.C.):</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ing. Amadeo Carrillo – Jefe de Ensayo • Ing. Michel Gabriel • Ing. Alex Atalaya • Ing. Jhan Carlo Sánchez 	<p><u>Objetivo de los ensayos:</u></p> <p>Efectuar las pruebas de potencia efectiva y rendimiento de la unidades de generación de la Central Térmica Chilca 1, en la configuración 3x1 (3 turbinas a gas: TG11, TG12 y TG 21 + una turbina a vapor: TV; acorde con el Procedimiento PR-17 del COES SINAC.</p>
<p><u>Datos Técnicos de la turbinas, generadores eléctricos y calderas de recuperación de calor</u></p> <p>Ver Anexo 1</p>	<p><u>Instrumentación utilizada y certificados de calibración:</u></p> <p>Ver Anexo 2</p>
<p><u>Datos Técnicos de la turbinas, generadores eléctricos y calderas de recuperación de calor</u></p> <p>Ver Anexo 1</p>	<p><u>Agenda:</u></p> <p>a) Actividades y acuerdos previos al ensayo. b) Desarrollo de las pruebas y; c) Resultados de los ensayos.</p> <p style="text-align: center;"><u>Desarrollo de la Agenda</u></p> <p>1. <u>Actividades y acuerdos previos al Ensayo</u></p> <p>a) Instalación de los equipos de medición.- Luego de la apertura de la orden de trabajo, personal de HAMEK, con el apoyo de personal de ENERSUR procedió a instalar los siguientes equipos de medición:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ 03 analizadores de redes, en los bornes de generación de cada una de las turbinas a gas (TG11, TG12 y TG21). ▪ 01 analizador de redes para la medición (en forma rotativa) del consumo en auxiliares de las 04 turbinas (3 turbinas a gas y una turbina a vapor). ▪ 01 estación meteorológica en una zona libre ubicada entre las tomas de aire a los compresores de las turbinas a gas TG11 y TG12 y; ▪ Un termo-higrómetro delante de las torres de enfriamiento seco (aero condensador).

- b) **Uso de equipos de medición fijos de la planta**
Se acordó utilizar los siguientes instrumentos de medición fijos de las propias unidades:
- El medidor de energía eléctrica de la turbina a vapor (TV).
 - Los medidores de flujo de combustible (gas natural), se acordó utilizar los medidores de flujo fijo de las propias turbinas a gas.
 - Para el análisis del combustible y determinación del poder calorífico de combustible se acordó utilizar el cromatógrafo en línea que dispone ENERSUR S.A. Estos análisis se efectuarán para tres muestras a tomarse durante las pruebas en los siguientes momentos: al inicio de las pruebas de rendimiento (7:00 a.m.), al inicio y final de las pruebas de potencia efectiva (10:30 y 15:30 hrs).
- c) **Inspección de los equipos.-** Los representantes del COES, ENERSUR S.A. y HAMEK efectuaron una inspección general de las instalaciones de la Central, específicamente en lo que se refiere a los instrumentos utilizados para las pruebas que se mencionan en el rubro anterior.
- d) **Disponibilidad de las Unidades de Generación.-** Antes del inicio de las pruebas se verificó que toda la central (las 3 turbinas a gas y la turbina a vapor) se encontraban despachando.
- e) **Condiciones de las pruebas.-** De acuerdo al procedimiento PR-17 del COES, esta prueba deberá efectuarse tomando en consideración las condiciones estables con una fluctuación de potencia de $\pm 2\%$ y de temperatura ambiente de $\pm 2^{\circ}\text{C}$.
- f) **Información adicional a ser proporcionada por ENERSUR S.A.-** Los representantes de HAMEK y el COES solicitaron al representante de ENERSUR S.A. la siguiente información para fines del estudio:
- ✓ Registros del SCADA cada 15 minutos durante la prueba de potencia efectiva: todos los parámetros que demuestran las condiciones de estabilidad de las turbinas a gas y turbina a vapor; según se indica en los cuadros N° 8.1 y 8.3 del Procedimiento PR-17. Además se requiere la frecuencia, temperatura de devanados de los estatores.
 - ✓ Información complementaria.- Layout de la central (plano de disposición en planta), características técnicas de las unidades (turbina, generador eléctrico) TG11, TG12, TG21 y TV, procedimiento de operación de la planta, pruebas de performance de las turbinas a gas y turbina a vapor, esquemas de principio de funcionamiento de la central y de los sistemas auxiliares, diagrama unifilar eléctrico y las curvas de corrección de la potencia y Heat Rate de las turbinas a gas y de la turbina a vapor.
 - ✓ Resultados del análisis cromatográfico de las tres muestras de gas tomados durante las pruebas.
- g) **Pruebas de Potencia Efectiva.-** De acuerdo al mismo procedimiento mencionado, se ha acordado considerar 5 horas como período de duración de la prueba de potencia efectiva. El período de integración de las mediciones será de 15 minutos.
- h) **Prueba de Rendimiento.-** Se acordó considerar las siguientes cargas parciales nominales: 464 MW, 500 MW, 600 MW, 700 MW y 825 MW. La duración de las pruebas será de 15 minutos para todas las cargas parciales y 5 horas (coincidiendo con la prueba de potencia efectiva) para plena carga. El período de integración de las mediciones será de un minuto para las cargas parciales y 15 minutos para la prueba a plena carga.
- i) **Tiempo de rampas y estabilización.-** Durante las rampas de carga se ha considerado la tasa recomendable (10 MW/minuto) y los períodos de estabilización para todos los casos se ha considerado: 10 minutos para la carga mínima, 20 minutos para las otras cargas parciales y 30 minutos

para la plena carga.

- j) **Cronograma de ensayos.**- Según cronograma inicial las pruebas debían iniciarse a las 05:00 hrs.; sin embargo por razones de demanda El representante de ENERSUR S.A., indicó que las pruebas estaban programadas iniciar a las 07:00 hrs. con las pruebas de rendimiento y finalizar con la prueba de potencia efectiva a las 15:30 hrs., según cronograma coordinado con el COES. Este cronograma que se adjunta en el Anexo 3 es el que se ha considerado oficialmente.

2. Desarrollo de las pruebas

- a) **El Inicio de las Pruebas.**- Para dar inicio a las pruebas, ENERSUR S.A. tuvo que ir bajando carga desde el punto donde se encontraba despachando hasta la potencia mínima (mínimo técnico); pues de acuerdo al cronograma se empieza con la prueba de rendimiento.

De esta manera la prueba de rendimiento a cargas parciales se inició a las 07:00 hrs, considerándose 15 minutos de medición para cada una de las cargas parciales, en los períodos que se indican a continuación:

- Mínima carga (464 MW nominales); entre las 07:00 y 07:15 hrs.
- 500 MW nominales; entre las 07:25 y las 07:40 hrs.
- 600 MW nominales; entre las 08:30 y las 08:45 hrs.
- 700 MW nominales; entre las 09:15 y las 09:30 hrs.

Por indicación del COES, el ensayo a 600 MW, se postergó hasta las 08:30 horas

La prueba de potencia efectiva y rendimiento a 100% de carga se inició a las 10:30 hrs y culminó a las 15:30 hrs.

- b) **Comportamiento y culminación de las pruebas de rendimiento y de potencia efectiva.**- El comportamiento tanto de las pruebas de rendimiento como el de potencia efectiva se desarrollaron sin interrupciones, habiéndose cumplido fielmente el cronograma de ensayos.

3. Resultados e información recopilada

En el Anexo 4 se adjunta los siguientes resultados :

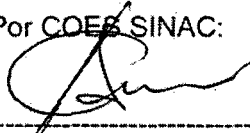
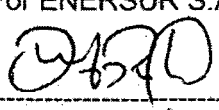
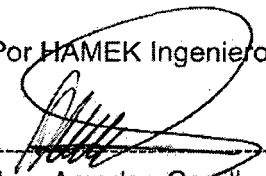
- a) Registros de los cuatro (04) analizadores de redes instalados por HAMEK, correspondientes a las tres (03) turbinas a gas y a los auxiliares de las tres turbinas a gas y la turbina a vapor.
- b) Registro del medidor correspondiente a la unidad TV por parte de ENERSUR.
- c) Registros de las mediciones de combustible de cada una de las turbinas a gas, proporcionados por ENERSUR S.A.
- d) Registros de la estación meteorológica instalado por HAMEK.
- e) Registros del higrómetro.

En el Anexo 5 se adjunta la información proporcionada por ENERSUR S.A., según los requerimientos que se indican en numeral 1, literal f).

Los certificados de calibración de los medidores de gas (placa orificio) para las unidades TG11 y TG12, quedan pendientes y serán proporcionados ENERSUR posteriormente.

4. Observaciones sobre la data histórica de condiciones ambiente

El representante de ENERSUR S.A. sugiere se utilice la estación de Punta de Lobos que es de SENAMHI.


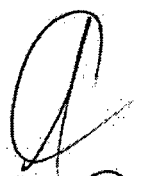
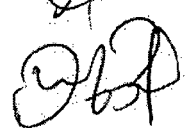
Suscripción del Acta	
Estando de acuerdo con el contenido del presente Acta, firmamos:	
Por COEB SINAC:	
 <hr/>	
Ing. Carlos Huamán	
Por ENERSUR S.A.:	
 <hr/>	
Ing. Domingo Pinto	
Por HAMEK Ingenieros Asociados S.A.C.:	
 <hr/>	
Ing. Amadeo Carrillo	
<u>Fecha y Hora de Cierre del Acta:</u> 30-07-2013 – 20:00 hrs.	<u>Lugar de Cierre del Acta:</u> Sala de Reuniones de la Central Térmica Chilca Uno - Chilca - Lima.

Listado de Anexos:

- Anexo 1: Datos técnicos de las turbinas generadores eléctricos
- Anexo 2: Datos de la Instrumentación Utilizada y certificados de calibración.
- Anexo 3: Cronograma de Ensayos Ejecutado.
- Anexo 4: Resultados:
 - Registros de las mediciones eléctricas en bornes de generación de turbinas TG11, TG12 y TG21
 - Registros de mediciones eléctricas en bornes de generación de la turbina a vapor.
 - Registros de mediciones eléctricas de los auxiliares de las 03 turbinas a gas y la turbina a vapor.
 - Registros de mediciones de parámetros ambientales de la estación meteorológica
 - Registros de mediciones de parámetros ambientales del higrómetro.
 - Registros de consumo de combustible
- Anexo 5: Información adicional proporcionada por ENERSUR S.A.:
 - Registros del SCADA.
 - Procedimiento de operación de la planta
 - Pruebas de performance de las turbinas a gas y turbina a vapor
 - Esquemas de principio de funcionamiento de la central y de los sistemas auxiliares

- Diagrama unifilar eléctrico y;
- Las curvas de corrección de la potencia y Heat Rate de las turbinas a gas y de la turbina a vapor.

ANEXO 1
DATOS TECNICOS DE LAS TURBINAS, LOS GENERADORES ELÉCTRICOS Y CALDERAS DE RECUPERACION DE CALOR

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA UNIDAD TÉRMICA

En el siguiente cuadro se muestra las principales características de la unidad TG11 ensayada.

Cuadro N° 1.1: Características Técnicas de la Unidad

DESCRIPCION	UNIDAD	TURBINA A GAS TG11
Fabricante		SIEMENS
Modelo		V84.3A (2)
Tipo		INDUSTRIAL
Fabricación	Año	2002
Potencia Nominal Base	MW	180
Velocidad de Rotación	r.p.m.	3600
N° de etapas turbina		4
N° etapas compresor axial		15
Aire de entrada		
- Temperatura Promedio	°F	66.2
- Presión	PSIA	14.7
Temperatura máx. Gases de escape de turbina	°F	1040
Tipo de Combustible		Gas Natural
GENERADOR ELECTRICO		
Fabricante		SIEMENS
Tipo		2 polos síncrono
Potencia Nominal	MVA	201
Tensión Nominal	V	16000
Corriente Nominal	A	7253
Factor de Potencia		0,9
Frecuencia	Hz	60
Velocidad de Rotación	r.p.m.	3600

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA UNIDAD TÉRMICA

En el siguiente cuadro se muestra las principales características de la unidad TG12 ensayada.

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA UNIDAD TG12 DE LA C.T. CHILCA 1

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	TURBINA A GAS TG12
Fabricante		SIEMENS
Modelo		V84.3A (2)
Tipo		INDUSTRIAL
Fabricación	Año	2002
Potencia Nominal Base	MW	180
Velocidad de Rotación	r.p.m.	3600
N° de etapas turbina		4
N° etapas compresor axial		15
Aire de entrada		
- Temperatura Promedio	°F	66.2
- Presión	PSIA	14.7
Temperatura máx. Gases de escape de turbina	°F	1040
Tipo de Combustible		Gas Natural
GENERADOR ELÉCTRICO		
Fabricante		SIEMENS
Tipo		2 polos síncrono
Potencia Nominal	MVA	201
Tensión Nominal	V	16000
Corriente Nominal	A	7253
Factor de Potencia		0.9
Frecuencia	Hz	60
Velocidad de Rotación	r.p.m.	3600

Cuadro: Características Técnicas de la Unidad

DESCRIPCION	UNIDAD	TURBINA A GAS TG21
Fabricante		SIEMENS
Modelo		SGT6-5000F D3
Tipo		INDUSTRIAL
Fabricación	Año	2008
Potencia Nominal Base	MW	200.2
Velocidad de Rotación	r.p.m.	3600
N° de etapas turbina		4
N° etapas compresor axial		16
Temperatura máx. Gases de escape de turbina	°F	1060
Tipo de Combustible		Gas Natural
GENERADOR ELECTRICO		
Fabricante		SIEMENS
Tipo		2 polos síncrono
Potencia Nominal	MVA	200
Tensión Nominal	V	16500
Corriente Nominal	A	6998
Factor de Potencia		0,9
Frecuencia	Hz	60
Velocidad de Rotación	r.p.m.	3600

EnerSur SA

HRSR TG11

MANUFACTURER	BHI CO., LTD.				
YEAR BUILT	2012				
EQUIPMENT	HEAT RECOVERY STEAM GENERATOR				
TYPE	HORIZONTAL GAS FLOW				
SYSTEM	HP	RH	IP	LP	CPH
EVAPORATOR	144	N/A	45	9	N/A
SUPER HEATER	144	43	45	9	N/A
ECONOMIZER	154	N/A	49	N/A	26
MAX. ALLOWABLE WORKING PRESSURE WHEN BUILT (barg)					
EVAPORATOR	38,769	N/A	24,266	29,822	N/A
SUPER HEATER	19,632	12,967	2,370	920	N/A
ECONOMIZER	65,609	N/A	2,982	N/A	43,983
HEATING SURFACE, BOILER AND WATERWALLS (M2)	180,700	205,700	30,600	36,500	N/A

EnerSur SA

HRSR TG12

MANUFACTURER	BHI CO., LTD.				
YEAR BUILT	2012				
EQUIPMENT	HEAT RECOVERY STEAM GENERATOR				
TYPE	HORIZONTAL GAS FLOW				
SYSTEM	HP	RH	IP	LP	CPH
EVAPORATOR	144	N/A	45	9	N/A
SUPER HEATER	144	43	45	9	N/A
ECONOMIZER	154	N/A	49	N/A	26
MAX. ALLOWABLE WORKING PRESSURE WHEN BUILT (barg)					
EVAPORATOR	38,769	N/A	24,266	29,822	N/A
SUPER HEATER	19,632	12,967	2,370	920	N/A
ECONOMIZER	65,609	N/A	2,982	N/A	43,983
HEATING SURFACE, BOILER AND WATERWALLS (M2)	179,400	203,800	30,100	36,100	N/A

EnerSur SA

HRSR TG21

MANUFACTURER	BHI CO., LTD.				
YEAR BUILT	2012				
EQUIPMENT	HEAT RECOVERY STEAM GENERATOR				
TYPE	HORIZONTAL GAS FLOW				
SYSTEM	HP	RH	IP	LP	CPH
EVAPORATOR	144	N/A	45	9	N/A
SUPER HEATER	144	43	45	9	N/A
ECONOMIZER	154	N/A	49	N/A	26
MAX. ALLOWABLE WORKING PRESSURE WHEN BUILT (barg)					
EVAPORATOR	44,910	N/A	24,183	28,133	N/A
SUPER HEATER	22,572	19,236	1,298	897	N/A
ECONOMIZER	74,408	N/A	3,514	N/A	38,001
HEATING SURFACE, BOILER AND WATERWALLS (M2)	214,900	241,500	33,300	36,500	N/A

Handwritten signatures and initials are present at the bottom of the page, including a large signature on the left and the initials 'Wb24' in the center.

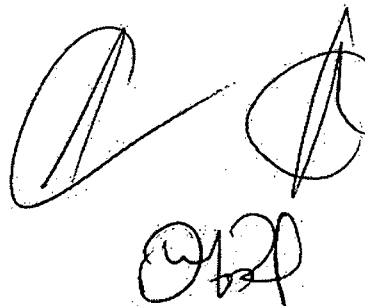
EnerSur SA

GE STEAM TURBINE	
MANUFACTURER	GENERAL ELECTRIC COMPANY
TURBINE SERIAL	270T818
RATING	292000 KW
RPM	3600
STAGES	HP: 12 IP: 7 LP: 2 X 5
INLET PRESSURE	1889 psia/130.3 bar (a)
INLET TEMPERATURE	1050° F / 565°C
EXHAUST PRESSURE	1.48 in Hg / 50 mbar
YEAR OF MANUFACTURE	2011

HYDROGEN-COOLED GENERATOR	
MANUFACTURER	GENERAL ELECTRIC COMPANY
GENERATOR N°	290T818
POLES/PHASE/HERTZ	02/03/1960
TOTAL TEMPERATURE AT RA	KVA: 352000
GUARANTEED NOT TO EXCE	ARMATURE AMPS: 11290 A
104°C ON ARMATURE BY DE	ARMATURE VOLTS: 18000 V
120°C ON FIELD BY RESISTA	FIELD AMPS: 1750 A
MAXIMUM COLD GAS TEMP	EXCITER VOLTS: 715 V
INLET WATER 42°C	POWER FACTOR: 0.85
YEAR OF MANUFACTURE	2011
MACHINE CODE	324
FIELD WINDING INSULATION	F
STATOR WINDING INSULATI	F
FIELD WINDING TEMPERATU	B
STATOR WINDING TEMPERA	B
RATING	S1
ALTITUDE	50 m
STATOR MASS	211147 kg
ROTOR MASS	45813 kg
GENERATOR (COMPLETE) M	284720 kg
PROTECTION	IP-54
DATA PLATE STANDARD	IEC 60034-1 & -3
RATED SPEED	3600 RPM
MAXIMUM AMBIENT TEMP	40 °C
MINIMUM AMBIENT TEMPE	5 °C
MAXIMUM COOLING TEMPE	42° C

Three handwritten signatures in black ink, likely representing the manufacturer or a representative of EnerSur SA.

ANEXO 2
CARACTERÍSTICAS DE LA INSTRUMENTACIÓN UTILIZADA
Y CERTIFICADOS DE CALIBRACIÓN



Handwritten signature and initials, possibly reading 'E. J. P.' or similar, located in the lower right quadrant of the page.

Tabla N° 2.1	
PRUEBAS DE POTENCIA EFECTIVA Y RENDIMIENTO EN LA CT CHILCA 1	
DATOS DE ANALIZADORES DE REDES	
ANALIZADOR DE REDES N° 1	
MARCA	RPM
MODELO	1650
NUMERO DE SERIE:	1650-10681
UBICACIÓN:	BARRA GENERACION 16,5 KV – TG11
ANALIZADOR DE REDES N° 2	
MARCA	RPM
MODELO	1650
NUMERO DE SERIE:	1650-10648
UBICACIÓN:	BARRA GENERACION 16,5 KV – TG12
ANALIZADOR DE REDES N° 3	
MARCA	A-Eberle
MODELO	PQ Box 100
NUMERO DE SERIE:	1203-105
UBICACIÓN:	BARRA GENERACION 16,5 KV – TG21
ANALIZADOR DE REDES N° 4	
MARCA	LUTRON
MODELO	DW-6092
NUMERO DE SERIE:	B1211270
UBICACIÓN:	SSAA de las unidades TG11, TG12, TG21 y TV

Tabla N° 2.2	
PRUEBAS DE POTENCIA EFECTIVA Y RENDIMIENTO EN LA CT CHILCA 1	
DATOS DE ESTACIÓN METEOROLÓGICA	
MARCA	DAVIS
MODELO	Vantage Vue
NUMERO DE SERIE:	D101025A007
UBICACIÓN:	ENTRE LAS TURBINAS TG 11 Y 12

Tabla N° 2.3	
PRUEBAS DE POTENCIA EFECTIVA Y RENDIMIENTO EN LA CT CHILCA 1	
DATOS DEL HIGRÓMETRO	
MARCA	LASCAR
MODELO	EL-USB-2-LCD
NUMERO DE SERIE:	USB21119
UBICACIÓN:	Debajo de las torres secas de enfriamiento

Handwritten signature and initials, possibly 'A. P.' and 'W. B. P.', located in the bottom right corner of the page.

CERTIFICATE OF CALIBRATION

CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN

N° 130606-02

Av. Brasil 351 – Cercado de Lima

INSTRUMENT: RPM PR-1630 **SERIAL N°:** 1630-10648

PROPERTY OF: HAMEK INGENIEROS ASOCIADOS S.A.C.

CENTEL SAC certifies that the above mentioned instrument was tested in accordance with the factory instrument specifications. The test was performed in stand alone operation.

The calibration is performed by comparison with measuring and test equipments, which is verified via measurement standards according to DIN/EN ISO 9001: 2008 and ISO/IEC 17025.

Traceability: Thus the traceability to the national standards maintained by INDECOPI (SNM) of Peru for the realisation of the physical units according to the international systems of units (SI) is secured and can be requested if needed.

The issuing company is solely responsible for the performance and documentation of the calibration.

Test result: The instrument complies with all tested factory specifications.

CENTEL S.A.C. certifica que el instrumento antedicho fue probado conforme a las especificaciones del fabricante del instrumento. La prueba fue realizada en operación autónoma. La verificación ha sido realizada en comparación con la medición de equipos de prueba, que son verificados via medidas normalizadas según DIN/EN ISO 9001:2008 e ISO/IEC 17025.

Trazabilidad: Así, la capacidad de trazabilidad a las normas nacionales mantenidas por el INDECOPI (SNM) del Perú para la realización de las unidades físicas y a los sistemas internacionales de unidades (SI) es asegurada y puede ser solicitada de ser necesario. La empresa de emisión es únicamente responsable del performance y la documentación de la calibración.

Resultado de prueba: El instrumento cumple con todas las especificaciones de fábrica probados.

CAL PERFORMED BY: Bruno Zwingli
CAL REALIZADO POR:

DATE OF CAL: Jun. 06, 2013
FECHA DE CAL:

TEST EQUIPMENT UTILIZED:
EQUIPO DE PRUEBA UTILIZADO:

MFG Fabricante	Model Modelo	SN# numero serie	Cal Date Fecha calibración	Due Date Fecha vencimiento
LEM Norma Class	Unipor 390 basis 0,02%	KB9505	10/04/2013 Indecopi SNM LE-038-2013	10/04/2014

GENTEL S.A.C.

Bruno Zwingli Rutz
Gerente General

Quality Control

CERTIFICATE OF CALIBRATION

CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN

N° 130606-01

CENTEL S.A.C.

Av. Brasil 351 - Cercado de Lima

INSTRUMENT: PQ Box 100 **SERIAL N°:** 1203-105

PROPERTY OF: HAMEX INGENIEROS ASOCIADOS S.A.C.

CENTEL SAC certifies that the above mentioned instrument was tested in accordance with the factory instrument specifications. The test was performed in stand alone operation.

The calibration is performed by comparison with measuring and test equipments, which is verified via measurement standards according to DIN/EN ISO 9001: 2008 and ISO/IEC 17025.

Traceability: Thus the traceability to the national standards maintained by INDECOPI (SNM) of Peru for the realisation of the physical units according to the international systems of units (SI) is secured and can be requested if needed.

The issuing company is solely responsible for the performance and documentation of the calibration.

Test result: The instrument complies with all tested factory specifications.

CENTEL S.A.C. certifica que el instrumento mencionado fue probado conforme a las especificaciones del fabricante del instrumento. La prueba fue realizada en operación autónoma. La verificación ha sido realizada en comparación con la medición de equipos de prueba, que son verificados vía medición normalizada según DIN/EN ISO 9001: 2008 e ISO/IEC 17025.

Trazabilidad Así, la trazabilidad a las normas nacionales mantenidas por el INDECOPI (SNM) del Perú para la realización de las unidades físicas y a los sistemas internacionales de unidades (SI) es segura y puede ser solicitada, de ser necesario. La empresa de emisión es únicamente responsable del desempeño y la documentación de la calibración.

Resultado de pruebas El instrumento cumple con todas las especificaciones de fábrica probadas.

CALIBRATED BY: Bruno Zeringhi
CAL. REALIZADO POR:

DATE OF CAL: Jun 03, 2013
FECHA DE CAL:

TEST EQUIPMENT UTILIZED EQUIPO DE PRUEBA UTILIZADO:				
MFG Fabricant	Model Modelo	SN# numero serie	Cal Date Fecha calibración	Due Date Fecha vencimiento
LEM Norma Clase:	Ungor 390 base 0,02%	KB9505	10/04/2013 Indecopi SNM LE-033-2013	10/04/2014

CENTEL S.A.C.

Bruno Zeringhi
Gerente General

Quality Control

CALIBRATION RESULTS
RESULTADOS DE CALIBRACIÓN

2 de 2

Instrument calibrated: **PQ Box 100**
Serial Number: **1203-105**

RANGE 01
RANGO 01

Channel Canal	Reference value Valor Referencia		Reading value Valor Lectura		Error rdg. val. Error val. lect.
1	120.0000	V ac	120.001	V ac	0.001%
2	120.0000	V ac	119.999	V ac	-0.001%
3	120.0000	V ac	120.003	V ac	0.002%
4	120.0000	V ac	120.002	V ac	0.002%
5	5.0000	A ac	4.985	A ac	-0.298%
6	5.0000	A ac	4.997	A ac	-0.052%
7	5.0000	A ac	4.988	A ac	-0.248%
8	5.0000	A ac	4.990	A ac	-0.198%
9	5.0000	A ac	4.992	A ac	-0.152%
	0.0000	W	0.000	W	
	0.0000	W	0.000	W	
	0.0000	W	0.000	W	
	60.0000	Hz	59.998	Hz	-0.003%

RANGE 02
RANGO 02

Channel Canal	Reference value Valor Referencia		Reading value Valor Lectura		Error rdg. val. Error val. lect.
1	230.0000	V ac	230.003	V ac	0.001%
2	230.0000	V ac	230.000	V ac	0.000%
3	230.0000	V ac	230.005	V ac	0.002%
4	230.0000	V ac	230.004	V ac	0.002%
5	500.0000	A ac	499.129	A ac	-0.174%
6	500.0000	A ac	498.737	A ac	-0.253%
7	500.0000	A ac	499.051	A ac	-0.190%
8	500.0000	A ac	498.527	A ac	-0.295%
9	500.0000	A ac	498.824	A ac	-0.235%
	0.0000	W	0.00	W	
	0.0000	W	0.00	W	
	0.0000	W	0.00	W	
	60.0000	Hz	60.00	Hz	-0.003%

Reference Instrument:			
Instrumento Referencia:			
LEM UNIGOR 390	numero serie: KB9505	Precisión Basica: 0.02%	
Indecopi SNM LE-038-2013			
date: Abril, 10, 2013	due date: April, 10, 2014		

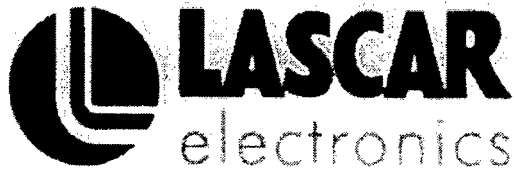
Calibration date:
Fecha calibración

06 Junio de 2013

Calibration performed by:
Calibración efectuada por:

CENTEL S.A.C.

Bruno Zwingli Rutz
Gerente General



DECLARATION OF CONFORMITY

Manufacturer's Name: Lascar Electronics Limited

Manufacturer's Address: Module House, Whiteparish,
Salisbury, Wiltshire, SP5 2SJ UK

Declares that the Product: EL-USB-2-LCD, S/N: USB 21119

Conforms to the following standards: ISO 9001/ISO/IEC 17025

Specification	Min.	Typ.	Max.	Unit
Measurement range	0		100	
Repeatability (short term)		±0.1		
Relative Humidity Accuracy (overall error)		±3.0*		%RH
Internal resolution		0.5		
Long term stability		0.5		
Measurement range	-35 (-31)		+80 (+176)	
Temperature Repeatability		±0.1 (±0.2)		°C (°F)
Accuracy (overall error) (20-80%RH)		±0.5 (±1)		
Internal resolution		0.5 (1)		
Dew Point Accuracy (overall error) (25°C, 40-100%RH)		±1.1 (±2)**		°C (°F)
Logging rate		every 10k	every 12hr	
Operating temperature range †	-35 (-31)		+80 (+176)	°C (°F)
1/2AA 3.6V Lithium Battery Life ***		1 year		

This certifies that the product conforms to the protection requirements of the EC directive 2004/108/EC on the approximation of Laws of the Member States relating to electromagnetic compatibility (EMC).

23rd Oct 2012

Lascar Electronics Limited, Module House, Whiteparish, Salisbury, Wiltshire SP5 2SJ UK
Tel: +44 (0)1794 884567 Fax: +44 (0)1794 884616 E-mail: technical@lascar.co.uk website: www.lascarelectronics.com

ALAN DARCY

CERTIFICADO DE CALIBRACION NRO. 005-13

Cliente : HAMEK INGENIEROS ASOCIADOS S.A.C.
Equipo : Estación meteorológica "Vantage Vue" inalámbrica
 Numero serie: D101025A007
Lugar : Instalaciones AGROMATIC
Fecha : 30 de Enero del 2013

AGROMATIC S.A. con domicilio en Jr. Camana 780 Of. 602 Lima-01, declara que en la fecha y lugar indicados, se ha efectuado calibración al equipo señalado, de conformidad a los estándares de calidad sugeridos por DAVIS INSTRUMENT, y con la respectiva trazabilidad a NIST (National Institute of Standards and Technology - USA)

METODO DE DETERMINACION DE ERROR Y PATRON UTILIZADO

La determinación del error se realizó por comparación de lecturas, para lo cual se utilizó nuestra ESTACION PATRON Marca "DAVIS" modelo "VANTAGE PRO2 PLUS" con trazabilidad a patrones NIST y fecha de vencimiento de calibración 09 de Setiembre del 2013.

CERTIFICADOS DE CALIBRACION:

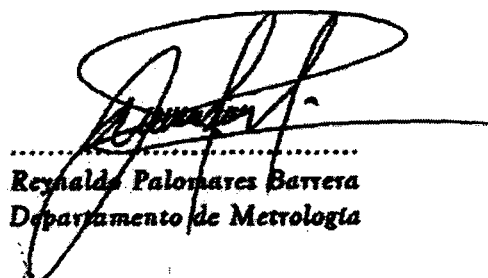
- 120905N01 / Ref: General Eastern M4-RH / Vaisala HMP-233
- 120905N02 / Ref: CAVRO XLP6000 Pump
- 120905N03 / Ref: MKS Baratron
- A120829P010 / Ref: Vaisala PTB220

RESULTADOS:

Sensor	Error	Incertidumbre	Precisión estipulada
Temperatura	-0.08 °C	0.19	± 0.5°C
Humedad Relativa	+ 0.89%HR	0.66	± 3%
Velocidad de viento	+ 0.48 %	0.65	± 5%
Barómetro	+0.21 mbar	0.58	± 1mbar
Pluviómetro	- 0.72 %	0.57	± 4%

CONCLUSIONES:

1. Todos los sensores involucrados se encuentran funcionando dentro del margen de error estipulado por el fabricante. La incertidumbre de la calibración ha sido determinada con un factor de cobertura K=2 para un nivel de confianza de 95%.
2. El proceso de verificación y calibración del pluviómetro fue hídrico-cuantitativo en 0.2mm
3. Se recomienda próxima calibración el 30 de Enero del 2014.

Reynaldo Palomares Barrera
Departamento de Metrología




CUADRO RESUMEN DE COMPARACION DE LECTURAS

CUADRO RESUMEN FINAL DE COMPARACION DE LECTURAS

Temperatura °C				Humedad Relativa %				Velocidad viento Km/h				Barómetro mbar			
Lecturas Promedio		Error	Incertidumbre	Lecturas Promedio		Error	Incertidumbre	Lecturas Promedio		Error %	Incertidumbre	Lecturas Promedio		Error	Incertidumbre
Usuario	Patrón			Usuario	Patrón			Usuario	Patrón			Usuario	Patrón		
1.05	20.15	-0.10	0.15	66.67	68.83	0.83	0.99	1.60	1.60	0.00	0.54	993.20	992.97	0.23	0.58
1.56	20.68	-0.10	0.11	70.17	69.50	0.67	0.56	3.47	3.20	1.67	0.74	993.72	993.58	0.13	0.58
2.27	21.37	-0.10	0.22	86.33	85.67	0.67	0.76	6.67	6.40	0.83	0.68	994.50	994.28	0.22	0.58
3.38	22.42	-0.03	0.16	89.50	88.67	0.83	0.56	8.02	8.00	0.04	0.65	994.82	994.60	0.22	0.58
4.50	24.55	-0.05	0.25	92.83	91.83	1.00	0.50	13.43	13.43	-0.14	0.64	994.98	994.75	0.23	0.58
5.63	25.75	-0.12	0.25	94.67	93.33	1.33	0.58	19.83	19.83	0.02	0.65	995.07	994.85	0.22	0.58

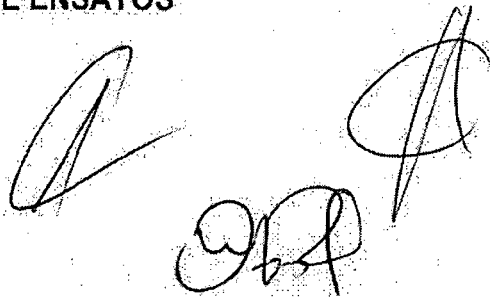
Lecturas Promedio: 20.15 °C, Error: -0.08 °C, Incertidumbre: 0.19
 Humedad Relativa: 89.50 %, Error: 0.89 %, Incertidumbre: 0.66
 Velocidad viento: 19.83 Km/h, Error: 0.48 %, Incertidumbre: 0.65
 Barómetro: 994.85 mbar, Error: 0.21, Incertidumbre: 0.58

ANEXO 'B' 005-13
CUADRO DE MUESTRAS POR SEGMENTOS

Temperatura °C				Humedad relativa HR				Viento k/h				Barómetro HPA			
Usuario	Patrón	Error	Hora evento	Usuario	Patrón	Error	Hora evento	Usuario	Patrón	Error	Hora evento	Usuario	Patrón	Error	Hora evento
19.8	19.9	-0.1	05:10	67	65	2	12:15	1.6	1.6	0	23:30	993.1	992.8	0.3	03:00
19.9	20	-0.1	03:55	65	65	0	12:25	1.6	1.6	0	23:45	993.1	992.9	0.2	02:55
20	20.1	-0.1	04:25	67	66	1	12:10	1.6	1.6	0	01:10	993.1	992.9	0.2	03:30
20.1	20.2	-0.1	05:30	66	66	0	12:30	1.6	1.6	0	05:10	993.2	993	0.2	03:40
20.2	20.3	-0.1	03:25	66	66	2	12:50	1.6	1.6	0	05:15	993.4	993.1	0.3	02:20
20.3	20.4	-0.1	05:55	67	67	0	12:40	1.6	1.6	0	06:00	993.3	993.1	0.2	03:50
20.4	20.5	-0.1	02:55	68	68	1	13:35	3.2	3.2	0	02:05	993.6	993.5	0.1	01:40
20.5	20.6	-0.1	06:30	70	69	1	13:20	3.2	3.2	0	02:20	993.7	993.5	0.2	05:05
20.5	20.6	-0.1	06:45	71	70	1	11:30	3.2	3.2	0	07:20	993.7	993.6	0.1	04:40
20.6	20.7	-0.1	06:55	70	70	0	11:40	4.8	3.2	1.6	08:05	993.7	993.6	0.1	04:50
20.7	20.8	-0.1	07:00	70	70	0	13:10	3.2	3.2	0	09:05	993.7	993.6	0.1	05:25
20.8	20.9	-0.1	02:25	71	70	1	13:45	3.2	3.2	0	01:35	993.9	993.7	0.2	01:25
20.9	21.1	-0.2	01:55	86	85	1	22:40	6.4	6.4	0	08:50	994.4	994.1	0.3	06:55
21.1	21.2	-0.1	01:20	85	85	0	08:55	6.4	6.4	0	09:55	994.4	994.2	0.2	21:05
21.3	21.3	0	08:00	87	86	1	22:25	8	6.4	1.6	14:05	994.5	994.2	0.3	11:10
21.3	21.4	-0.1	00:40	86	86	0	22:35	4.8	6.4	-1.6	23:40	994.4	994.3	0.1	00:50
21.6	21.6	0	21:55	87	86	1	22:55	6.4	6.4	0	00:10	994.7	994.4	0.3	10:30
21.4	21.6	-0.2	23:40	87	86	1	23:45	8	6.4	1.6	01:30	994.6	994.5	0.1	21:25
22.1	22.2	-0.1	21:15	89	88	1	07:30	8	8	0	21:40	994.7	994.5	0.2	10:15
22.3	22.3	0	21:05	89	88	1	07:50	9.7	8	1.7	10:35	994.9	994.6	0.3	21:55
22.3	22.3	0	08:50	90	89	1	00:50	8	8	0	11:00	994.8	994.6	0.2	00:15
22.3	22.4	-0.1	20:45	90	89	1	01:05	6.4	8	-1.6	22:25	994.8	994.6	0.2	07:40
22.6	22.6	0	09:00	90	89	1	01:45	8	8	0	03:25	994.8	994.6	0.2	09:15
22.7	22.7	0	09:05	89	89	0	02:15	8	8	0	07:30	994.9	994.7	0.2	22:15
24.1	24.2	-0.1	09:55	92	91	1	06:40	11.3	11.3	0	12:05	994.9	994.7	0.2	07:55
24.3	24.2	0.1	10:35	93	92	1	03:15	11.3	11.3	0	22:35	995	994.7	0.3	08:05
24.3	24.4	-0.1	10:40	93	92	1	03:30	9.7	11.3	-1.6	08:35	995	994.7	0.3	08:50
24.7	24.7	0	10:25	93	92	1	03:45	14.5	14.5	0	09:25	995	994.8	0.2	22:20
24.8	24.9	-0.1	11:05	93	92	1	05:55	17.7	16.1	1.6	20:45	995	994.8	0.2	23:00
24.8	24.9	-0.1	14:00	93	92	1	06:15	16.1	16.1	0	21:20	995	994.8	0.2	23:05
25.2	25.4	-0.2	13:30	94	93	1	04:45	19.3	17.7	1.6	13:45	995	994.8	0.2	23:35
25.4	25.5	-0.1	13:25	95	93	2	04:55	17.7	19.3	-1.6	22:00	995	994.8	0.2	23:45
25.4	25.6	-0.2	13:20	95	93	2	05:25	17.7	19.3	-1.6	10:55	995.1	994.8	0.3	08:35
25.7	25.8	-0.1	11:55	94	93	1	05:35	19.3	19.3	0	12:30	995.1	994.9	0.2	22:50
25.9	25.9	0	13:00	95	94	1	05:05	24.1	20.9	3.2	13:35	995.1	994.9	0.2	23:20
26.2	26.3	-0.1	12:20	95	94	1	05:20	20.9	22.5	-1.6	11:40	995.1	994.9	0.2	08:25

[Handwritten signatures and initials]

ANEXO 3
PROGRAMA DE ENSAYOS

Three handwritten signatures in black ink are located below the title. The signatures are stylized and cursive, with varying degrees of flourish and loop.

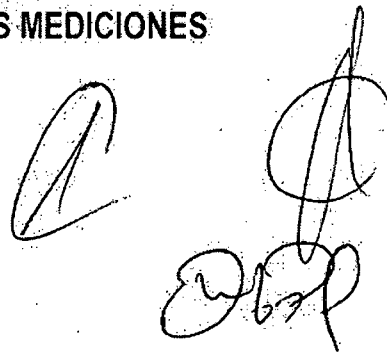
**PRUEBA DE POTENCIA EFECTIVA Y RENDIMIENTO DE LA
CENTRAL TÉRMICA CHILCA UNO (CICLO COMBINADO 3X1)**

FECHA	30-jul-13	
HORA	INICIO:	7:00 HRS.
	FIN:	15:30 HRS.

CRONOGRAMA DE PRUEBAS EJECUTADO

INICIO	FIN	DURACIÓN	DESCRIPCIÓN
7:00	7:15	0:15	Prueba de rendimiento a carga mínima (464 MW nominales)
7:15	7:25	0:10	Subida de carga y estabilización a 500 MW nominales
7:25	7:40	0:15	Prueba de rendimiento a 500 MW nominales
7:40	8:30	0:50	Subida de carga y estabilización a 600 MW nominales
8:30	8:45	0:15	Prueba de rendimiento a 600 MW nominales
8:45	9:15	0:30	Subida de carga y estabilización a 700 MW nominales
9:15	9:30	0:15	Prueba de rendimiento a 700 MW nominales
9:30	10:30	1:00	Subida de carga y estabilización a carga máxima
10:30	15:30	5:00	Prueba de potencia efectiva y rendimiento a máxima carga

ANEXO 4
RESULTADOS DE LAS MEDICIONES



Handwritten signatures and initials, including a large stylized signature on the left and a signature with initials 'WSP' on the right.

CENTRAL
TÉRMICA
CHILCA1

PRUEBAS DE POTENCIA EFECTIVA Y RENDIMIENTO DE UNIDADES TÉRMICAS

UNIDAD:
TG 11
TG12
TG21

MEDICIÓN DE PARÁMETROS AMBIENTALES (PRESIÓN, TEMPERATURA Y HUMEDAD RELATIVA)

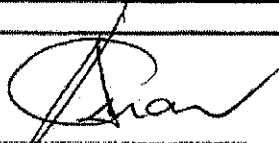
Fecha: 30/07/2013

Carga	Hora	Presión (mb)	Temperat (°C)	Humedad Relativa (mb)
464 MW	07:00:00	1012.6	14.4	96
	07:01:00	1012.7	14.4	96
	07:02:00	1012.7	14.4	96
	07:03:00	1012.6	14.4	96
	07:04:00	1012.7	14.4	95
	07:05:00	1012.6	14.4	96
	07:06:00	1012.7	14.4	96
	07:07:00	1012.7	14.4	96
	07:08:00	1012.7	14.4	96
	07:09:00	1012.7	14.4	96
	07:10:00	1012.7	14.4	97
	07:11:00	1012.7	14.4	97
	07:12:00	1012.7	14.4	97
	07:13:00	1012.7	14.4	97
	07:14:00	1012.7	14.4	96
07:15:00	1012.7	14.4	96	


Carga	Hora	Presión (mb)	Temperat (°C)	Humedad Relativa (mb)
500 MW	07:25:00	1012.8	14.5	97
	07:26:00	1012.9	14.5	97
	07:27:00	1012.9	14.5	96
	07:28:00	1012.9	14.6	96
	07:29:00	1012.9	14.6	96
	07:30:00	1012.9	14.6	96
	07:31:00	1013.0	14.6	96
	07:32:00	1013.0	14.6	96
	07:33:00	1013.0	14.6	96
	07:34:00	1013.0	14.6	96
	07:35:00	1013.0	14.6	96
	07:36:00	1013.0	14.6	96
	07:37:00	1013.0	14.6	97
	07:38:00	1013.0	14.7	96
	07:39:00	1013.0	14.7	96
07:40:00	1013.0	14.7	96	

Carga	Hora	Presión (mb)	Temperat (°C)	Humedad Relativa (mb)
600 MW	08:30:00	1013.3	15.0	94
	08:31:00	1013.3	15.0	94
	08:32:00	1013.3	15.0	94
	08:33:00	1013.4	15.0	94
	08:34:00	1013.4	15.0	93
	08:35:00	1013.4	15.0	93
	08:36:00	1013.4	15.0	93
	08:37:00	1013.4	15.0	93
	08:38:00	1013.4	15.0	93
	08:39:00	1013.4	15.1	93
	08:40:00	1013.4	15.1	93
	08:41:00	1013.5	15.1	93
	08:42:00	1013.5	15.1	93
	08:43:00	1013.5	15.1	93
	08:44:00	1013.5	15.1	93
	08:45:00	1013.5	15.1	93

Carga	Hora	Presión (mb)	Temperat (°C)	Humedad Relativa (mb)
700 MW	09:15:00	1013.8	15.4	91
	09:16:00	1013.9	15.4	91
	09:17:00	1013.8	15.4	92
	09:18:00	1013.9	15.4	92
	09:19:00	1013.9	15.4	91
	09:20:00	1013.9	15.5	91
	09:21:00	1013.9	15.5	91
	09:22:00	1013.9	15.5	91
	09:23:00	1013.9	15.5	91
	09:24:00	1013.9	15.5	91
	09:25:00	1013.9	15.5	91
	09:26:00	1013.9	15.6	91
	09:27:00	1013.9	15.6	91
	09:28:00	1013.8	15.6	91
	09:29:00	1013.8	15.6	91
09:30:00	1013.8	15.7	91	


Firma del Rep. COES


Firma del Rep. de la Empresa Generadora

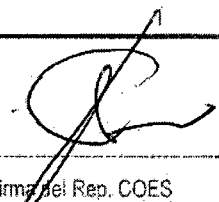
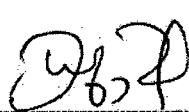
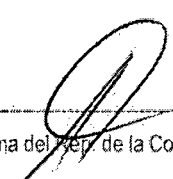

Firma del Rep. de la Consultora

CENTRAL TÉRMICA CHILCA1	PRUEBAS DE POTENCIA EFECTIVA Y RENDIMIENTO DE UNIDADES TÉRMICAS	UNIDAD: TG11 TG12 TG21
-------------------------------	---	---------------------------------

MEDICIÓN DE PARÁMETROS AMBIENTALES (PRESIÓN, TEMPERATURA Y HUMEDAD RELATIVA)

Día: 30/07/2013

Carga	Hora	Presión (mb)	Temperat. (°C)	Humedad Relativa (mb)
825 MW	10:30:00	1013.5	15.8	90
	10:45:00	1013.7	15.7	91
	11:00:00	1013.5	15.7	90
	11:15:00	1013.2	15.7	89
	11:30:00	1012.9	15.8	89
	11:45:00	1012.8	15.8	89
	12:00:00	1012.7	15.8	88
	12:15:00	1012.4	15	87
	12:30:00	1012.1	16.1	86
	12:45:00	1012.1	16.2	85
	13:00:00	1011.9	16.2	84
	13:15:00	1011.7	16.3	86
	13:30:00	1011.7	16.3	84
	13:45:00	1011.4	16.2	86
	14:00:00	1011.1	16.2	86
	14:15:00	1010.9	16.1	85
	14:30:00	1010.7	16.1	85
	14:45:00	1010.9	16.1	87
	15:00:00	1010.6	16.1	86
	15:15:00	1010.6	16.1	87
15:30:00	1010.6	16.1	87	

 Firma del Rep. COES	 Firma del Rep. de la Empresa Generadora	 Firma del Rep. de la Consultora
--	--	--

CENTRAL TÉRMICA CHILCA1	PRUEBAS DE POTENCIA EFECTIVA Y RENDIMIENTO DE UNIDADES TÉRMICAS	UNIDAD: TV
-------------------------------	---	---------------

MEDICIÓN DE PARÁMETROS AMBIENTALES - TEMPERATURA BULBO SECO EN TORRE DE ENFRIAMIENTO

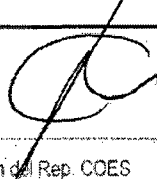
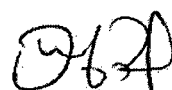

Fecha: 30/07/2013

Carga	Hora	Temp. (°C)
464 MW	07:00:00	14.5
	07:01:00	14.5
	07:02:00	14.5
	07:03:00	14.5
	07:04:00	14.5
	07:05:00	14.5
	07:06:00	14.5
	07:07:00	14.5
	07:08:00	14.5
	07:09:00	14.5
	07:10:00	14.5
	07:11:00	14.5
	07:12:00	14.5
	07:13:00	14.5
07:14:00	14.5	
07:15:00	14.5	

Carga	Hora	Temp. (°C)
500 MW	07:25:00	14.5
	07:26:00	14.5
	07:27:00	14.5
	07:28:00	14.5
	07:29:00	14.5
	07:30:00	14.5
	07:31:00	14.5
	07:32:00	14.5
	07:33:00	14.5
	07:34:00	14.5
	07:35:00	14.5
	07:36:00	14.5
	07:37:00	15.0
	07:38:00	15.0
07:39:00	15.0	
07:40:00	15.0	

Carga	Hora	Temp. (°C)
600 MW	08:30:00	15.5
	08:31:00	15.5
	08:32:00	15.5
	08:33:00	15.5
	08:34:00	15.5
	08:35:00	15.5
	08:36:00	15.5
	08:37:00	15.5
	08:38:00	15.5
	08:39:00	15.5
	08:40:00	15.5
	08:41:00	15.5
	08:42:00	15.5
	08:43:00	15.5
08:44:00	15.5	
08:45:00	15.5	

Carga	Hora	Temp. (°C)
700 MW	09:15:00	16.0
	09:16:00	16.0
	09:17:00	16.0
	09:18:00	16.0
	09:19:00	16.0
	09:20:00	16.0
	09:21:00	16.0
	09:22:00	16.0
	09:23:00	16.0
	09:24:00	16.0
	09:25:00	16.0
	09:26:00	16.0
	09:27:00	16.0
	09:28:00	16.0
09:29:00	16.0	
09:30:00	16.0	

 Firma del Rep. COES	 Firma del Rep. de la Empresa Generadora	 Firma del Rep. de la Consultora
--	--	--

CENTRAL
TÉRMICA
CHILCA1

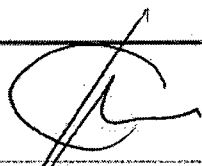
PRUEBAS DE POTENCIA EFECTIVA Y RENDIMIENTO DE UNIDADES TÉRMICAS

UNIDAD:
TV

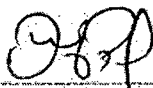
MEDICIÓN DE PARÁMETROS AMBIENTALES - TEMPERATURA BULBO SECO EN TORRE DE ENFRIAMIENTO

Día: 30/07/2013

Carga	Hora	Temperat. (°C)
825 MW	10:30:00	16
	10:45:00	16
	11:00:00	15.5
	11:15:00	16
	11:30:00	16
	11:45:00	16
	12:00:00	16
	12:15:00	16.5
	12:30:00	16.5
	12:45:00	16.5
	13:00:00	16
	13:15:00	16
	13:30:00	16
	13:45:00	16
	14:00:00	16
	14:15:00	16
	14:30:00	16
	14:45:00	16
15:00:00	16	
15:15:00	16	
15:30:00	16	



Firma del Rep. COES



Firma del Rep. de la Empresa Generadora.



Firma del Rep. de la Consultora

NTRAL
RMICA
ILCA1

PRUEBAS DE POTENCIA EFECTIVA Y RENDIMIENTO DE UNIDADES TÉRMICAS

UNIDAD:
TG 11

REGISTRO DE PARAMETROS ELÉCTRICOS EN BORNES DE GENERACIÓN

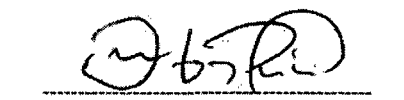
30/07/2013

Carga	Hora	P (MW)	FDP	Carga	Hora	P (MW)	FDP
4 MW	07:00:00	93.2	0.99	500 MW	07:25:00	103.2	0.99
	07:01:00	93.5	0.99		07:26:00	103.4	0.99
	07:02:00	94.1	0.99		07:27:00	103.7	0.99
	07:03:00	94.7	0.99		07:28:00	104.0	0.99
	07:04:00	94.9	0.99		07:29:00	104.2	0.99
	07:05:00	94.5	0.99		07:30:00	104.0	0.99
	07:06:00	93.8	0.99		07:31:00	103.8	0.99
	07:07:00	93.5	0.99		07:32:00	103.8	0.99
	07:08:00	93.6	0.99		07:33:00	103.5	0.99
	07:09:00	93.8	0.99		07:34:00	103.7	0.99
	07:10:00	94.2	0.99		07:35:00	103.9	0.99
	07:11:00	94.4	0.99		07:36:00	104.0	0.99
	07:12:00	94.5	0.99		07:37:00	103.9	0.99
	07:13:00	94.5	0.99		07:38:00	104.1	0.99
	07:14:00	94.3	0.99		07:39:00	104.0	0.99
07:15:00	94.1	0.99	07:40:00	104.0	0.99		

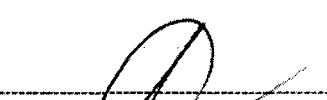
Carga	Hora	P (MW)	FDP	Carga	Hora	P (MW)	FDP
30 MW	08:30:00	127.8	1.000	700 MW	09:15:00	151.5	0.99
	08:31:00	128.0	1.000		09:16:00	151.5	0.99
	08:32:00	128.0	1.000		09:17:00	151.5	0.99
	08:33:00	128.0	1.000		09:18:00	151.5	0.99
	08:34:00	128.1	1.000		09:19:00	151.6	0.99
	08:35:00	128.2	1.000		09:20:00	151.5	0.99
	08:36:00	128.5	1.000		09:21:00	151.8	0.99
	08:37:00	128.8	1.000		09:22:00	151.6	0.99
	08:38:00	128.1	1.000		09:23:00	151.6	0.99
	08:39:00	128.3	1.000		09:24:00	152.2	0.99
	08:40:00	128.3	1.000		09:25:00	151.7	0.99
	08:41:00	128.2	1.000		09:26:00	151.5	0.99
	08:42:00	128.0	1.000		09:27:00	151.6	0.99
	08:43:00	128.4	1.000		09:28:00	151.7	0.99
	08:44:00	128.5	1.000		09:29:00	151.5	0.99
	08:45:00	128.5	1.000		09:30:00	151.5	0.99



Firma del Rep. COES



Firma del Rep. de la Empresa Generadora



Firma del Rep. de la Consultora


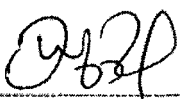

CENTRAL TÉRMICA CHILCA1	PRUEBAS DE POTENCIA EFECTIVA Y RENDIMIENTO DE UNIDADES TÉRMICAS	UNIDAD: TG 12
-------------------------------	---	------------------

REGISTRO DE PARAMETROS ELÉCTRICOS EN BORNES DE GENERACIÓN

a: 30/07/2013

Carga	Hora	P (MW)	FDP	Carga	Hora	P (MW)	FDP
464 MW	07:00:00	93.1	0.986	500 MW	07:25:00	104.1	0.994
	07:01:00	93.3	0.989		07:26:00	103.8	0.992
	07:02:00	94.0	0.991		07:27:00	103.7	0.993
	07:03:00	94.6	0.987		07:28:00	103.5	0.994
	07:04:00	94.9	0.991		07:29:00	103.5	0.995
	07:05:00	94.5	0.991		07:30:00	103.4	0.996
	07:06:00	93.8	0.993		07:31:00	103.2	0.995
	07:07:00	93.5	0.994		07:32:00	103.3	0.996
	07:08:00	93.6	0.994		07:33:00	103.0	0.994
	07:09:00	93.9	0.996		07:34:00	103.3	0.996
	07:10:00	94.3	0.995		07:35:00	103.3	0.997
	07:11:00	94.4	0.992		07:36:00	103.0	0.996
	07:12:00	94.6	0.995		07:37:00	102.6	0.985
	07:13:00	94.5	0.993		07:38:00	103.0	0.993
07:14:00	94.2	0.994	07:39:00	102.5	0.994		
07:15:00	94.1	0.993	07:40:00	102.9	0.996		

Carga	Hora	P (MW)	FDP	Carga	Hora	P (MW)	FDP
600 MW	08:30:00	128.3	0.993	700 MW	09:15:00	150.5	0.992
	08:31:00	128.4	0.993		09:16:00	150.3	0.992
	08:32:00	128.5	0.993		09:17:00	150.4	0.993
	08:33:00	128.5	0.993		09:18:00	150.5	0.993
	08:34:00	128.6	0.986		09:19:00	150.5	0.993
	08:35:00	128.8	0.993		09:20:00	150.6	0.993
	08:36:00	129.1	0.994		09:21:00	150.7	0.986
	08:37:00	129.4	0.994		09:22:00	150.5	0.993
	08:38:00	128.8	0.994		09:23:00	150.6	0.994
	08:39:00	129.0	0.992		09:24:00	151.2	0.994
	08:40:00	129.0	0.994		09:25:00	150.7	0.994
	08:41:00	128.9	0.992		09:26:00	150.5	0.992
	08:42:00	128.6	0.992		09:27:00	150.6	0.994
	08:43:00	129.1	0.993		09:28:00	150.6	0.993
	08:44:00	129.2	0.993		09:29:00	150.6	0.994
	08:45:00	129.2	0.993		09:30:00	150.4	0.994

 Firma del Rep. COES	 Firma del Rep. de la Empresa Generadora	 Firma del Rep. de la Consultora
--	--	--




CENTRAL TÉRMICA CHILCA1	PRUEBAS DE POTENCIA EFECTIVA Y RENDIMIENTO DE UNIDADES TÉRMICAS	UNIDAD: TG 21
-------------------------------	---	------------------

REGISTRO DE PARAMETROS ELÉCTRICOS EN BORNES DE GENERACIÓN

a: 30/07/2013

Carga	Hora	P (MW)	FDP	Carga	Hora	P (MW)	FDP
464 MW	07:00:00	93.3	0.96	500 MW	07:25:00	104.1	0.97
	07:01:00	93.6	0.96		07:26:00	103.9	0.97
	07:02:00	94.0	0.96		07:27:00	103.7	0.97
	07:03:00	94.8	0.96		07:28:00	103.4	0.97
	07:04:00	94.8	0.96		07:29:00	103.1	0.98
	07:05:00	94.5	0.96		07:30:00	103.1	0.98
	07:06:00	94.0	0.96		07:31:00	102.9	0.98
	07:07:00	93.5	0.97		07:32:00	102.9	0.98
	07:08:00	93.4	0.96		07:33:00	102.7	0.98
	07:09:00	97.1	0.97		07:34:00	102.9	0.97
	07:10:00	97.3	0.97		07:35:00	102.8	0.98
	07:11:00	95.1	0.97		07:36:00	102.5	0.98
	07:12:00	96.0	0.97		07:37:00	102.9	0.97
	07:13:00	94.5	0.96		07:38:00	102.7	0.97
07:14:00	94.2	0.96	07:39:00	102.5	0.97		
07:15:00	94.1	0.96	07:40:00	103.5	0.97		

Carga	Hora	P (MW)	FDP	Carga	Hora	P (MW)	FDP
600 MW	08:30:00	126.3	0.99	700 MW	09:15:00	151.6	0.98
	08:31:00	126.9	0.99		09:16:00	151.6	0.98
	08:32:00	126.7	0.99		09:17:00	151.6	0.98
	08:33:00	126.8	1.00		09:18:00	151.6	0.98
	08:34:00	126.8	0.99		09:19:00	151.5	0.98
	08:35:00	127.1	1.00		09:20:00	151.6	0.99
	08:36:00	128.4	1.00		09:21:00	151.9	0.98
	08:37:00	127.9	1.00		09:22:00	151.6	0.98
	08:38:00	127.0	1.00		09:23:00	151.4	0.98
	08:39:00	127.0	1.00		09:24:00	153.1	0.99
	08:40:00	127.4	1.00		09:25:00	151.9	0.99
	08:41:00	127.1	1.00		09:26:00	151.6	0.98
	08:42:00	127.2	1.00		09:27:00	151.7	0.98
	08:43:00	126.9	1.00		09:28:00	151.9	0.99
	08:44:00	126.9	1.00		09:29:00	151.6	0.98
	08:45:00	127.1	1.00		09:30:00	151.5	0.98

 Firma del Rep. COES	 Firma del Rep. de la Empresa Generadora	 Firma del Rep. de la Consultora
--	--	--

CENTRAL
TÉRMICA
CHILCA 1

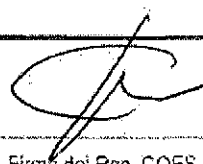
PRUEBAS DE POTENCIA EFECTIVA Y RENDIMIENTO DE UNIDADES TÉRMICAS

UNIDAD:
TG 11

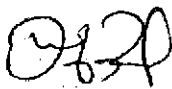
REGISTRO DE PARÁMETROS ELÉCTRICOS EN BORNES DE GENERACIÓN

DIA: 30/07/2013

Carga	Hora	P (MW)	FDP
825 MW	10:30:00	178.03	0.997
	10:45:00	178.62	0.997
	11:00:00	177.98	0.976
	11:15:00	180.00	0.998
	11:30:00	179.54	0.997
	11:45:00	179.09	0.997
	12:00:00	178.38	0.997
	12:15:00	179.03	0.998
	12:30:00	177.58	0.997
	12:45:00	178.83	0.997
	13:00:00	178.82	0.997
	13:15:00	179.47	0.996
	13:30:00	178.81	0.995
	13:45:00	179.04	0.994
	14:00:00	177.44	0.995
	14:15:00	177.57	0.995
	14:30:00	177.83	0.996
	14:45:00	178.12	0.996
	15:00:00	177.07	0.996
	15:15:00	177.73	0.996
15:30:00	177.43	0.996	



Firma del Rep. COES



Firma del Rep. de la Empresa Generadora



Firma del Rep. de la Consultora

CENTRAL
TÉRMICA
CHILCA 1

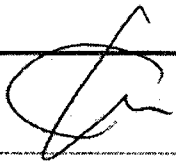
PRUEBAS DE POTENCIA EFECTIVA Y RENDIMIENTO DE UNIDADES TÉRMICAS

UNIDAD:
TG 12

REGISTRO DE PARAMETROS ELÉCTRICOS EN BORNES DE GENERACIÓN

DIA: 30/07/2013

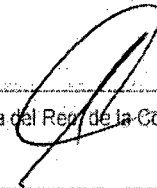
Carga	Hora	P (MW)	FDP
825 MW	10:30:00	170.80	0.998
	10:45:00	171.38	0.998
	11:00:00	172.31	0.999
	11:15:00	172.31	0.999
	11:30:00	171.82	0.998
	11:45:00	171.66	0.998
	12:00:00	171.35	0.998
	12:15:00	171.52	0.998
	12:30:00	170.91	0.998
	12:45:00	171.25	0.998
	13:00:00	171.16	0.998
	13:15:00	171.25	0.997
	13:30:00	170.74	0.996
	13:45:00	170.68	0.996
	14:00:00	169.93	0.996
	14:15:00	170.22	0.997
	14:30:00	170.33	0.996
	14:45:00	170.52	0.997
	15:00:00	170.02	0.997
	15:15:00	170.45	0.997
15:30:00	170.40	0.997	



Firma del Rep. COES



Firma del Rep. de la Empresa Generadora



Firma del Rep. de la Consultora

CENTRAL
TÉRMICA
CHILCA 1

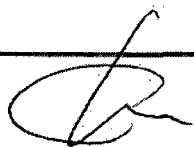
PRUEBAS DE POTENCIA EFECTIVA Y RENDIMIENTO DE UNIDADES TÉRMICAS

UNIDAD:
TG 21

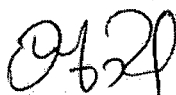
REGISTRO DE PARAMETROS ELÉCTRICOS EN BORNES DE GENERACIÓN

DIA: 30/07/2013

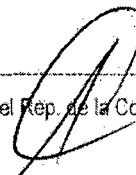
Carga	Hora	P (MW)	FDP
825 MW	10:30:00	193.68	0.996
	10:45:00	194.49	0.997
	11:00:00	195.55	0.997
	11:15:00	195.22	0.998
	11:30:00	194.77	0.997
	11:45:00	194.29	0.997
	12:00:00	193.54	0.997
	12:15:00	194.21	0.997
	12:30:00	193.31	0.996
	12:45:00	194.08	0.996
	13:00:00	193.86	0.996
	13:15:00	194.85	0.996
	13:30:00	194.38	0.995
	13:45:00	194.47	0.994
	14:00:00	193.42	0.994
	14:15:00	193.08	0.994
	14:30:00	193.23	0.995
	14:45:00	193.20	0.995
	15:00:00	192.59	0.995
	15:15:00	193.46	0.995
15:30:00	193.28	0.995	



Firma del Rep. COES



Firma del Rep. de la Empresa Generadora



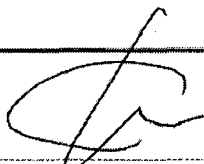
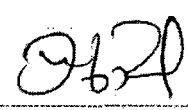

Firma del Rep. de la Consultora

CENTRAL TÉRMICA CHILCA1	PRUEBAS DE POTENCIA EFECTIVA Y RENDIMIENTO DE UNIDADES TÉRMICAS	UNIDAD: SSAA
-------------------------------	---	-----------------

REGISTRO DE PARAMETROS ELÉCTRICOS SERVICIOS AUXILIARES A PLENA CARGA

FECHA 30/07/2013

TG 11		TG 12		TG 21		TV	
Hora	P (kW)	Hora	P (kW)	Hora	P (kW)	Hora	P (MW)
10:40:00	521.5	11:50:00	409.1	13:00:00	201.1	14:20:00	8.790
10:42:00	529.3	11:52:00	405.1	13:02:00	203.4	14:22:00	9.383
10:44:00	535.1	11:54:00	405.8	13:04:00	212.7	14:24:00	8.988
10:46:00	552.2	11:56:00	402.7	13:06:00	238.1	14:26:00	8.988
10:48:00	542.0	11:58:00	409.0	13:08:00	224.2	14:28:00	9.481
10:50:00	534.8	12:00:00	404.0	13:10:00	212.5	14:30:00	9.185
10:52:00	539.3	12:02:00	410.0	13:12:00	216.1	14:32:00	9.383
10:54:00	532.0	12:04:00	410.3	13:14:00	227.7	14:34:00	9.383
10:56:00	522.5	12:06:00	406.3	13:16:00	208.2	14:36:00	8.988
10:58:00	525.1	12:08:00	408.5	13:18:00	207.3	14:38:00	9.086
11:00:00	536.8	12:10:00	405.0	13:20:00	204.6	14:40:00	8.988
11:02:00	537.3	12:12:00	410.0	13:22:00	208.7	14:42:00	9.185
11:04:00	542.5	12:14:00	410.2	13:24:00	210.7	14:44:00	9.086
11:06:00	534.9	12:16:00	407.7	13:26:00	208.7	14:46:00	8.988
11:08:00	533.3	12:18:00	405.5	13:28:00	208.5	14:48:00	9.185
11:10:00	527.4	12:20:00	405.8	13:30:00	215.2	14:50:00	9.086
11:12:00	526.5	12:22:00	407.4	13:32:00	213.0	14:52:00	8.988
11:14:00	539.3	12:24:00	404.7	13:34:00	207.7	14:54:00	8.889
11:16:00	521.2	12:26:00	408.4	13:36:00	208.2	14:56:00	9.185
11:18:00	525.5	12:28:00	395.8	13:38:00	208.0	14:58:00	9.086
11:20:00	528.1	12:30:00	400.0	13:40:00	207.7	15:00:00	8.988
11:22:00	542.4	12:32:00	394.6	13:42:00	207.7	15:02:00	9.187
11:24:00	517.1	12:34:00	402.1	13:44:00	205.0	15:04:00	9.088
11:26:00	530.3	12:36:00	409.3	13:46:00	209.1	15:06:00	9.286
11:28:00	522.0	12:38:00	415.8	13:48:00	211.2	15:08:00	9.187
11:30:00	515.7	12:40:00	407.1	13:50:00	209.1	15:10:00	9.088
11:32:00	520.2	12:42:00	400.8	13:52:00	208.9	15:12:00	9.286
11:34:00	532.7	12:44:00	393.3	13:54:00	215.7	15:14:00	9.187
11:36:00	526.0	12:46:00	410.2	13:56:00	213.4	15:16:00	9.088
11:38:00	525.1	12:48:00	400.2	13:58:00	208.1	15:18:00	8.989
11:40:00	506.1	12:50:00	395.8	14:00:00	208.6	15:20:00	9.286

 Firma del Rep. COES	 Firma del Rep. de la Empresa Generadora	 Firma del Rep. de la Consultora
--	--	--

Designacion Unidades	TG11			TG12			TG21		TV
	ACTIVE POWER		SM3/HR	ACTIVE POWER		SM3/HR	ACTIVE POWER	Ultrasonic meter Branch A	MW
	MW			MW			MW	SM3/HR	
	Tag	11MBy10CE901 XQ01		12MBy10CE901 XQ01			TG21	FT-155 192007 OUT	
07:01	94.43997	30247.44802	94.555046	29986.72604	94.47912	25870.3	180.2074		
07:02	94.98164	30345.89021	95.23008	30051.78599	94.9015	27075.3	177.9105		
07:03	95.84551	30425.5792	95.734505	30163.94957	95.60586	2748.2	176.6709		
07:04	95.48034	30451.75064	95.65694	30194.20301	95.8623	34630.9	176.8206		
07:05	95.28337	30349.36578	95.28117	30124.46232	95.55562	34543.1	178.2534		
07:06	94.57036	30174.487	94.7695	29971.33829	94.9448	27875.9	179.5349		
07:07	94.29414	30100.97584	94.24298	29904.7973	94.28119	32174.9	180.6081		
07:08	94.26505	30080.43901	94.36717	29902.4445	94.209	30076.6	180.6437		
07:09	94.570114	30110.84203	94.52264	29902.43239	97.6541	35980.9	180.0338		
07:10	94.777275	30224.9511	94.657486	30016.96012	98.20974	28866.5	178.9737		
07:11	95.2781	30352.6078	95.29318	30128.32195	96.04521	30093.6	178.2484		
07:12	95.38796	30341.58424	95.35527	30132.7075	97.01045	27302.7	177.8441		
07:13	95.275894	30401.13084	95.31124	30132.7075	95.57251	34404.8	177.7826		
07:14	95.1513	30385.62485	95.10072	30155.79608	95.0879	34967.4	178.2384		
07:15	95.044426	30332.29241	94.979256	30077.66928	95.072255	31368.6	178.6439		
07:16	94.55735	30132.97311	94.342255	30020.79325	94.92106	28276	179.5851		
07:17	95.21598	30280.30418	95.13657	30033.14773	94.84305	26684.5	179.7425		
07:18	97.77995	30747.18274	97.55518	30591.6765	96.9373	34801.2	179.9756		
07:19	100.821465	31273.13215	100.81798	31125.83822	99.96561	33034.6	180.0132		
07:20	103.74394	31930.8003	103.94573	31787.98707	103.2124	34992.6	180.5755		
07:21	105.84524	32328.35084	105.85541	32188.89727	105.62692	28395.5	181.8401		
07:22	105.72459	32447.54611	105.66878	32225.7307	105.85182	37056.8	182.5762		
07:23	105.46043	32361.91457	105.44048	32168.65108	105.746956	35667.4	183.6861		
07:24	105.146645	32361.91457	105.17105	32110.59262	105.59615	36920.7	184.313		
07:25	104.952425	32303.25343	104.968124	32084.57308	105.1766	28792.9	185.0264		
07:26	104.76749	32299.91829	104.85867	32075.41965	104.94604	36652.7	185.211		
07:27	104.49687	32204.70082	104.61841	31996.73925	104.69395	35980.4	186.1349		
07:28	104.23309	32008.31468	104.11802	31839.20372	104.508304	34212.3	187.1408		
07:29	103.97307	32012.5947	103.969154	31775.1695	104.08552	29199.7	187.7997		
07:30	103.800054	31875.27151	104.03683	31759.74482	103.87699	28464.1	188.2698		
07:31	103.80921	31955.99038	105.85742	31776.62962	103.77613	36240.5	188.3225		
07:32	103.835335	31986.76407	103.72426	31731.89355	103.97411	30887	188.6563		
07:33	103.58701	32011.65358	103.5467	31782.31959	103.50139	33726.2	188.3675		
07:34	103.689605	31972.86386	103.601204	31726.94575	103.799334	30154.7	188.9553		
07:35	103.67586	31958.93183	103.5881	31667.25883	103.789024	35869.4	189.2056		
07:36	103.309105	31887.21122	103.37582	31656.51572	103.51006	36359.2	188.7794		
07:37	103.563155	31974.65061	103.59791	31774.95325	103.7532	29330.6	188.9818		
07:38	103.54123	31942.21657	103.43597	31767.99	103.64438	34825.5	189.4632		
07:39	103.49849	31864.67451	103.36021	31675.50533	103.35444	32131.5	189.436		
07:40	103.44519	31801.15756	103.24694	31625.39994	104.328255	35992.8	189.6947		
07:41	103.401665	31865.84572	103.3087	31677.55079	106.70468	28903.7	189.6479		
07:42	103.5303	31911.83604	103.49273	31694.02279	106.28278	30582.7	189.6048		
07:43	106.07555	32460.13878	106.310525	32280.6582	106.38189	35561.1	189.4701		
07:44	109.25323	33058.76203	109.16714	32865.56032	108.37324	36888.4	190.0371		
07:45	112.18161	33586.90854	111.86982	33360.9728	112.02775	36035.8	190.8851		
07:46	115.06852	34235.48035	115.32687	33996.46009	114.76535	31462.6	191.7912		
07:47	118.06116	34978.02657	118.06285	34625.30817	117.48833	36577.3	192.8435		
07:48	121.10833	35502.47872	121.05683	35262.07273	120.32331	38742.1	194.2993		
07:49	124.148735	36191.6519	124.01492	35926.67299	123.49492	40441.7	195.9685		
07:50	126.99627	36804.21241	127.17257	36527.36186	126.39455	35545.5	198.1447		
07:51	130.33171	37420.70794	130.1516	37191.32721	129.42729	36455.8	200.3727		
07:52	132.0287	37923.42861	132.1199	37655.88524	131.82707	37600.5	203.4065		
07:53	131.41626	37745.50157	131.13089	37468.2362	131.4022	41540	206.0329		
07:54	129.4904	37333.25169	129.67451	37153.2378	128.23216	38066.4	208.7905		
07:55	129.62047	37264.89892	129.4651	37012.6234	129.16101	41374.5	210.5895		
07:56	129.19586	37224.92381	129.09137	36940.49105	129.42677	39341.9	212.0774		
07:57	128.50098	37082.90311	128.43924	36851.95424	128.54009	40686.3	214.0443		
07:58	128.4261	37035.95629	128.41093	36747.78462	128.4445	39780.8	214.729		
07:59	128.05873	36958.68546	128.10286	36701.34796	128.07234	41080.6	215.4099		
08:00	127.94725	36870.46238	127.91707	36638.8742	128.00136	38643.2	215.803		
08:01	128.59825	36915.19326	128.21375	36688.07367	129.21773	37116.4	216.3393		
08:02	127.9722	36863.00262	127.91694	36629.86782	128.29929	37989.2	216.4015		
08:03	128.70847	37112.92015	129.12975	36840.59739	130.28024	41393.2	216.6694		
08:04	128.12404	36938.39602	128.06763	36692.2447	128.32079	40704.8	217.2278		
08:05	128.56119	37038.3485	128.56863	36842.64398	129.18413	39938.2	217.2865		
08:06	127.56196	36835.16346	127.42962	36593.76791	127.73812	3895.9	217.3628		
08:07	129.55763	37203.48738	129.5829	36956.26692	130.8288	33247.4	217.3808		
08:08	130.4789	37427.2006	130.50381	37136.82183	132.34102	41399.4	217.0607		
08:09	129.6091	37289.0082	129.61758	36981.72387	130.71243	40672.3	217.2638		
08:10	127.673355	36925.64186	127.54594	36634.45811	127.85652	40743.4	217.1097		
08:11	127.569145	36776.85727	127.48167	36570.13265	127.47343	37102.3	217.3315		
08:12	127.616806	36889.4301	127.554634	36533.47741	127.51904	35162.5	216.8951		
08:13	127.99325	36907.22488	127.898336	36651.34404	128.9007	40947.3	216.8352		
08:14	129.29794	37218.63526	129.05548	36970.83351	130.73744	39372.5	216.5542		
08:15	128.2091	36940.3785	128.20724	36637.89721	128.83199	41044.5	216.5446		
08:16	127.83778	36906.03291	127.85756	36728.08165	128.5515	34102.8	216.6522		
08:17	127.68166	36904.32866	127.7301	36605.31047	127.764884	38056	216.8887		
08:18	127.664696	36804.94901	127.54453	36453.65521	127.54821	34170.6	216.6324		
08:19	127.66192	36808.8467	127.720566	36633.71861	127.73664	41118.7	216.358		
08:20	127.77253	36937.6625	127.87519	36649.47564	127.84756	38633.2	216.153		
08:21	127.80507	36985.52814	127.66335	36618.49134	127.73863	40703.9	216.1533		
08:22	127.93867	36950.84683	127.85267	36637.23436	127.942085	36271.1	216.1462		
08:23	127.93643	36897.19261	127.94797	36701.5846	127.840996	38749	216.0878		
08:24	127.761894	36954.67878	127.79861	36672.97942	127.79297	34152	216.2452		
08:25	127.89744	36901.48474	127.79532	36651.32674	128.00182	40723.4	216.2472		
08:26	127.586975	36915.10157	127.37936	36663.42582	127.219765	41012	215.9559		
08:27	127.49913	36956.73229	127.58504	36642.27192	127.36372	40794.4	216.6447		
08:28	127.70748	36912.56366	127.58887	36731.1178	127.69898	34033.2	216.6255		
08:29	127.66389	36912.56366	127.72475	36620.46354	127.487526	34786.3	216.867		

ANALISIS CROMATOGRAFICO DEL COMBUSTIBLE GAS NATURAL

AIC-15301 stream 1 on 7/30/2013 6:56:23 AM

	MolPct	BTUGross	RelDens	SDryMJm3	IDryMJm3
CG+ 47/35/17	7.60 PPM	0.04	0	0.0015	0.0014
PROPANE	0.0589	1.74	0.001	0.0647	0.0595
i-BUTANE	9.08 PPM	0.03	0	0.0011	0.001
n-BUTANE	14.9 PPM	0.05	0	0.0018	0.0017
NEOPENTANE	0	0	0	0	0
i-PENTANE	0	0	0	0	0
n-PENTANE	0	0	0	0	0
NITROGEN	0.9804	0	0.0095	0	0
METHANE	89.124	902.24	0.4937	33.606	30.2567
CARBON DIOXIDE	0.278	0	0.0042	0	0
ETHANE	9.5456	169.32	0.0991	6.3065	5.7683
TOTAL	100	1073.41	0.6077	39.9816	36.0886

Compressibility Factor	1.0024
Heating Value Gross BTU Dry	1073.52
Heating Value Gross BTU Sat.	1054.84
Relative Density Gas Corr.	0.6089
Relative Density Lqd 60/60°F	0.3128
Total Unnormalized Conc.	99.326
WOBBE Index	51.36
Gas Density lbm/1000 ft3	46.577
Reid Vapor Pressure	4532.7
Heating Value Sup MJ/m3 Dry	40.08
Heating Value Sup MJ/m3 Sat.	39.38
Heating Value Inf MJ/m3 Dry	36.18
Heating Value Inf MJ/m3 Sat.	35.55
Gas Density kg/m3	0.7461

AIC-15301 stream 1 on 7/30/2013 9:58:23 AM

	MolPct	BTUGross	RelDens	SDryMJm3	IDryMJm3
CG+ 47/35/17	0	0	0	0	0
PROPANE	0.0733	1.85	0.0011	0.0689	0.0634
i-BUTANE	8.08 PPM	0.03	0	0.001	0.0009
n-BUTANE	14.2 PPM	0.05	0	0.0017	0.0016
NEOPENTANE	0	0	0	0	0
i-PENTANE	0	0	0	0	0
n-PENTANE	0	0	0	0	0
NITROGEN	0.9791	0	0.0095	0	0
METHANE	89.1221	902.22	0.4937	33.6053	30.2561
CARBON DIOXIDE	0.2798	0	0.0043	0	0
ETHANE	9.5434	169.28	0.0991	6.305	5.767
TOTAL	100	1073.42	0.6077	39.9819	36.0889

Compressibility Factor	1.0024
Heating Value Gross BTU Dry	1073.53
Heating Value Gross BTU Sat.	1054.85
Relative Density Gas Corr.	0.6089
Relative Density Lqd 60/60°F	0.3128
Total Unnormalized Conc.	100.164
WOBBE Index	51.36
Gas Density lbm/1000 ft3	46.579
Reid Vapor Pressure	4532.59
Heating Value Sup MJ/m3 Dry	40.08
Heating Value Sup MJ/m3 Sat.	39.38
Heating Value Inf MJ/m3 Dry	36.18
Heating Value Inf MJ/m3 Sat.	35.55
Gas Density kg/m3	0.7461

AIC-15301 stream 1 on 7/30/2013 3:27:43 PM

	MolPct	BTUGross	RelDens	SDryMJm3	IDryMJm3
CG+ 47/35/17	0	0	0	0	0
PROPANE	0.0689	1.74	0.001	0.0647	0.0595
i-BUTANE	8.68 PPM	0.03	0	0.0011	0.001
n-BUTANE	11.4 PPM	0.04	0	0.0014	0.0013
NEOPENTANE	0	0	0	0	0
i-PENTANE	0	0	0	0	0
n-PENTANE	0	0	0	0	0
NITROGEN	0.98	0	0.0095	0	0
METHANE	89.1557	902.56	0.4939	33.618	30.2675
CARBON DIOXIDE	0.2801	0	0.0043	0	0
ETHANE	9.5133	168.75	0.0988	6.2851	5.7488
TOTAL	100	1073.11	0.6075	39.9702	36.078

Compressibility Factor	1.0024
Heating Value Gross BTU Dry	1073.21
Heating Value Gross BTU Sat.	1054.54
Relative Density Gas Corr.	0.6087
Relative Density Lqd 60/60°F	0.3127
Total Unnormalized Conc.	99.908
WOBBE Index	51.35
Gas Density lbm/1000 ft3	46.565
Reid Vapor Pressure	4534.02
Heating Value Sup MJ/m3 Dry	40.07
Heating Value Sup MJ/m3 Sat.	39.37
Heating Value Inf MJ/m3 Dry	36.16
Heating Value Inf MJ/m3 Sat.	35.54
Gas Density kg/m3	0.7459

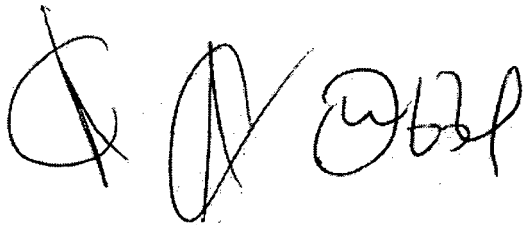
Handwritten signature and initials, possibly 'D. H.' or similar, located on the right side of the page.

8.2 Correction Curves**TG11**

Appendix 8.2 consists of the following correction curves:

- 1.1 Effect of ambient pressure on power output
- 2.1 Effect of compressor inlet temperature on power output
- 3.1 Effect of humidity on power output
- 3.2 Effect of humidity on heat rate
- 4.1 Effect of speed on power output
- 4.2 Effect of speed on heat rate
- 5.1 Effect of inlet pressure loss on power output
- 6.1 Effect of diffuser exhaust pressure loss on power output
- 7.1 Effect of fuel composition and lower heat value on power output
- 7.2 Effect of fuel composition and lower heat value on heat rate
- 8.1 Effect of OTC deviation from set point on power output
- 9.1 Effect of degradation on power output

Correction curves are applicable to pre- and post-outage performance numbers. Please note that plots for heat rate are give for information only.

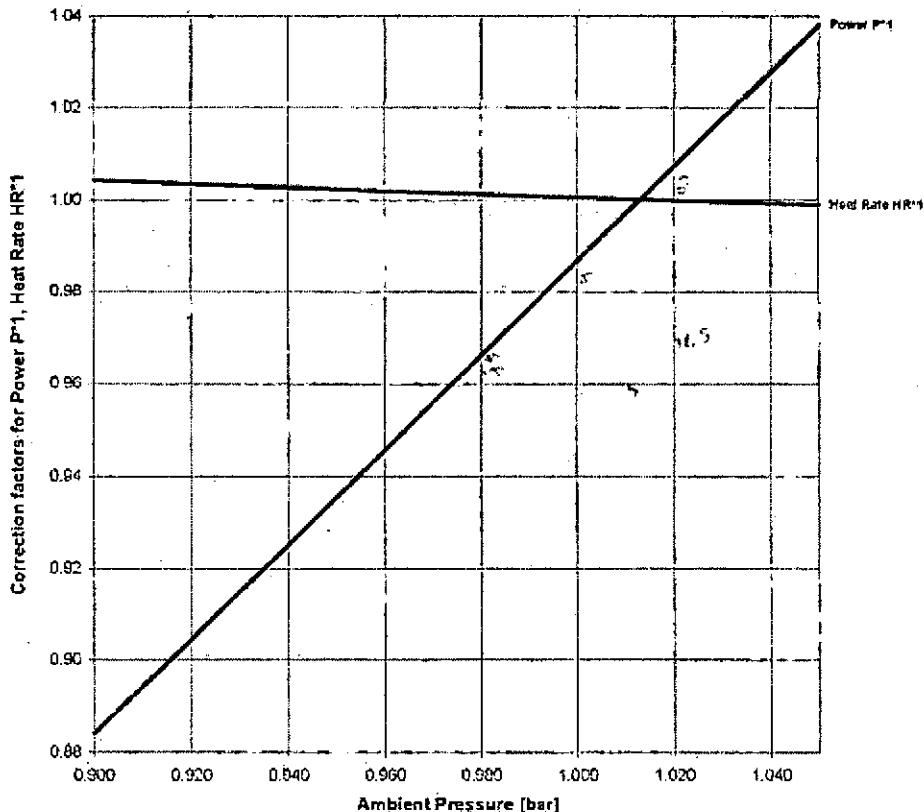


Thermodynamics
Effect of ambient pressure

SIEMENS

Energy Sector
Gas Turbine

SGT6-4000F Chlca



The provided information is for reference only. It is not intended to be used for design or construction purposes. For detailed information, please refer to the relevant Siemens literature.

P17-2.0.9 PRU003.A.1

#433-2;1;CCV

Class: RESTRICTED
Release: RESTRIKTIV

Base Reference Conditions:

Compressor Inlet Temperature: 15 °C
 Rel. Humidity: 60 %
 Barometric Pressure: 1.013 bar
 Engine Speed: 60 Hz
 Compressor Pressure Loss: 10.00 mbar
 Static Exhaust Pressure Loss: 35.00 mbar
 Power factor: 0.90 -

Power P*1

$$-4.41872E-03 \times P^2 + 1.03515E+00 \times P - 4.40728E-02$$

Heat Rate HR*1

$$+4.35703E-02 \times P^2 - 1.21491E-01 \times P + 1.07836E+00$$

P17-2.0.9 PRU003.A.1

Equations are only valid in the displayed range of the curves.

#433-2;1;CCV

06.03.2013 E S SF PLF SE W 2 2

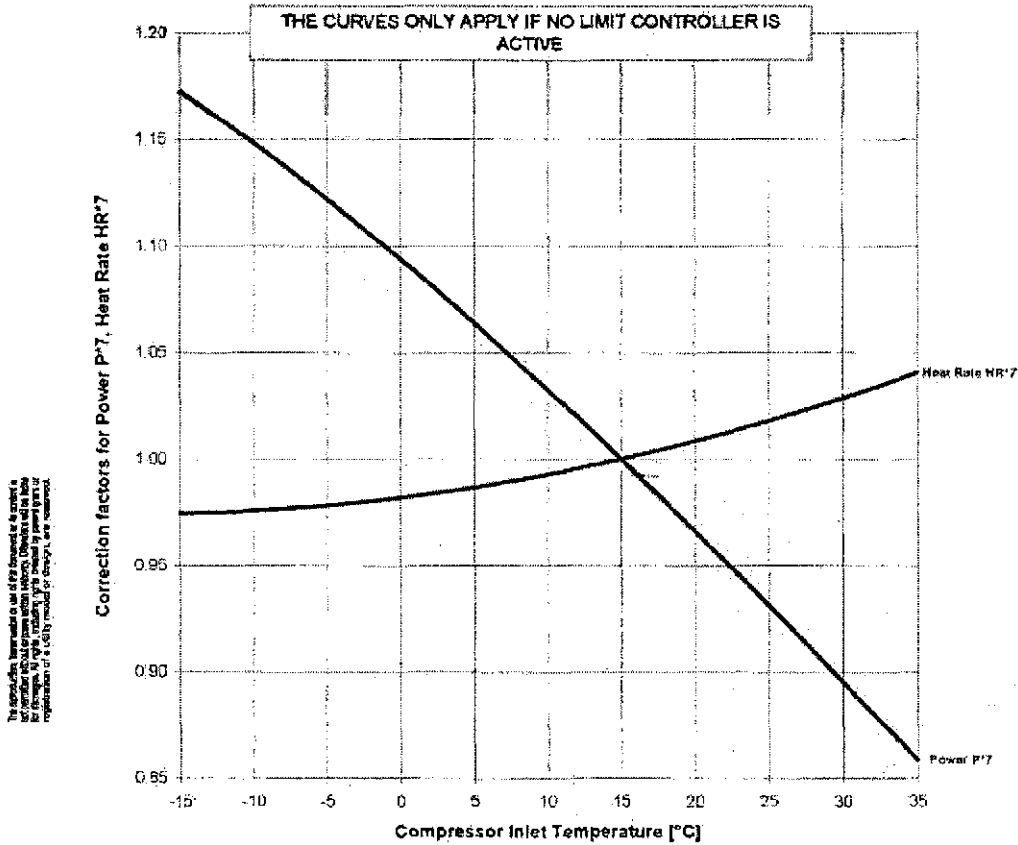
1 / 1

© Siemens AG 2013

Thermodynamics
 Effect of compressor inlet temperature
 NG
 SGT6-400F Chica

SIEMENS

Energy Sector
 Gas Turbine



The operating characteristics shown in this document are based on the test results of the engine at the factory. The actual operating characteristics may vary due to the registration of a utility model or design patent, are reserved.

P17.2.0.3 PRUS03A.1

a433-2;1,CCV

Class: RESTRIKTIV
 Klasse: RESTRIKTIV

Base Reference Conditions:

Compressor Inlet Temperature: 15 °C
 Rel. Humidity: 60 %
 Barometric Pressure: 1,013 bar
 Engine Speed: 60 Hz
 Fuel Type: NG
 LHV: 50035 kJ/Kg
 C/H Ratio: 2.98

Power P*7

$$+ 2.13379E-07x^3 - 3.37630E-05x^2 - 5.79926E-03x + 1.03957E+00$$

Heat Rate HR*7

$$+ 2.35285E-05x^2 + 5.54000E-04x + 9.61694E-01$$

Compressor Pressure Loss: 10.00 mbar
 Static Exhaust Pressure Loss: 35.00 mbar
 Power factor: 0.9

P17.2.0.3 PRUS03A.1

Equations are only valid in the displayed range of the curves.

a433-2;1,CCV

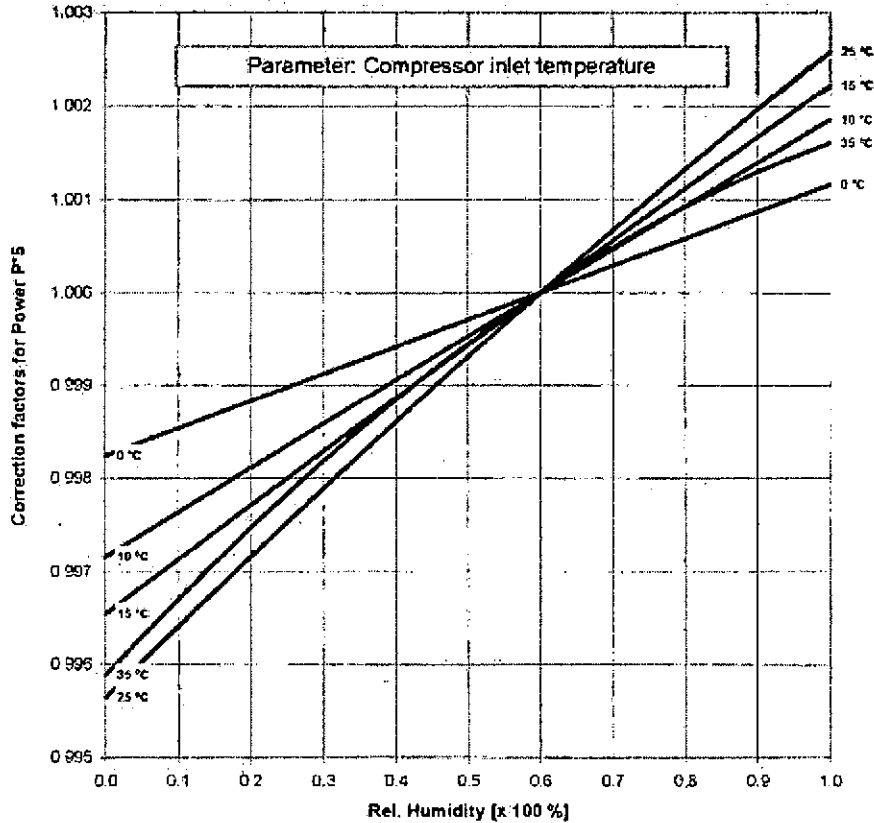
06.03.2013 E S SF PLF SE W 2 2

211

© Siemens AG 2013

Thermodynamics
 Effect of ambient humidity
 NG
 SGT6-4000F Chilca

SIEMENS
 Energy Sector
 Gas Turbine



In accordance with the conditions of the license agreement, the use of this document is restricted to the specific project and system for which it was created. Any other use, including reproduction, is prohibited. The registration of utility model or design patent are reserved.

P17-2.0.3 PRU803.A;1

a433-2.1;CCV

Class: RESTRICTED
 Release: RESTRICTIVE

Base Reference Conditions:
 Compressor Inlet Temperature: 15 °C
 Rel. Humidity: 60 %
 Barometric Pressure: 1.013 bar
 Engine Speed: 60 Hz
 Fuel Type: NG
 LHV: 50035 kJ/Kg
 C/H Ratio: 2.98 -

Power P*5
 0 °C: $4.81553E-06x^3 - 2.43746E-05x^2 + 2.94675E-04x + 8.88241E-01$
 10 °C: $-1.14211E-05x^3 - 9.55208E-05x^2 + 4.79380E-03x + 9.27150E-01$
 15 °C: $-1.10751E-05x^3 - 1.87674E-04x^2 - 5.80388E-03x + 8.96543E-01$
 20 °C: $-1.03980E-05x^3 - 7.50194E-04x^2 + 7.73532E-03x + 9.85643E-01$
 25 °C: $-1.84238E-04x^3 - 2.55024E-03x^2 + 6.43118E-03x + 9.95881E-01$

Compressor Pressure Loss: 10.00 mbar
 Static Exhaust Pressure Loss: 35.00 mbar
 Power factor: 0.90 -

P17-2.0.3 PRU803.A

Equations are only valid in the displayed range of the curves.

a433-2.1;CCV

06.03.2013 E S SF PLF SE W 2 2

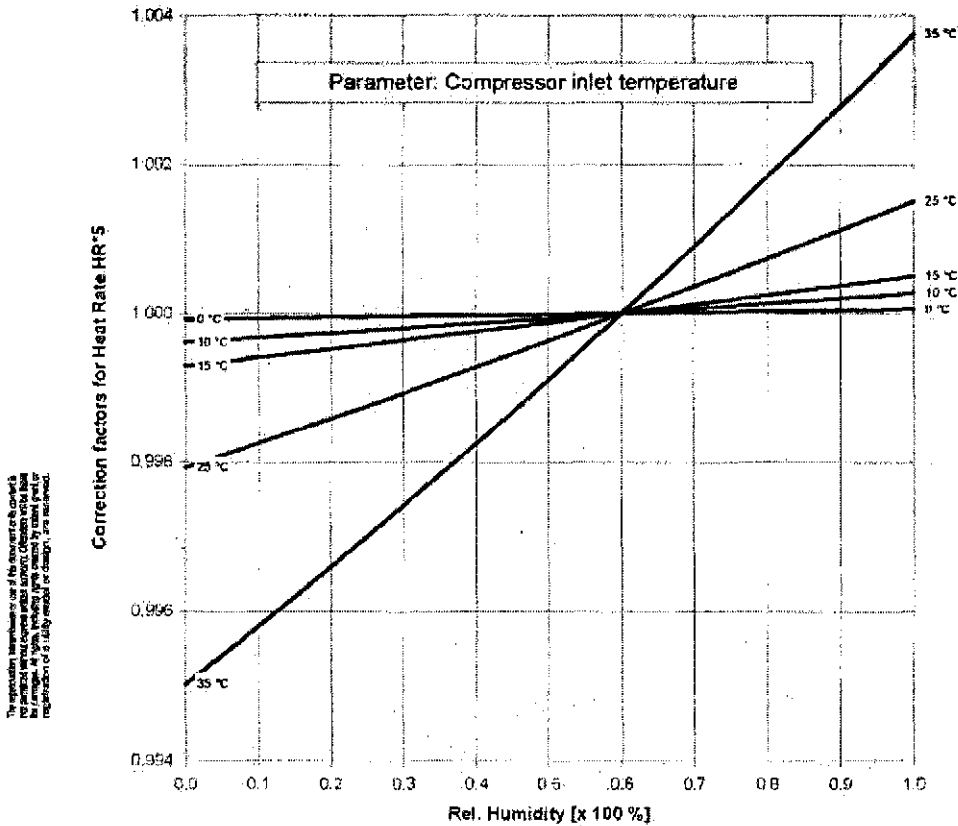
3/1

© Siemens AG 2013

Thermodynamics
 Effect of ambient humidity
 NG
 SGT6-4000F Chlca

SIEMENS

Energy Sector
 Gas Turbine



The reproduction, transmission, use of the information contained herein for any purpose other than that authorized by Siemens AG is prohibited. Siemens AG shall not be held liable for any damage or loss resulting from the use of the information.

P17-20.3 PRU803A.1

a450-2.1)CCV

Class: RESTRICTED
 Siemens: RESTRIKTIV

Base Reference Conditions:

Compressor Inlet Temperature: 15 °C
 Rel. Humidity: 60 %
 Barometric Pressure: 1.013 bar
 Engine Speed: 60 Hz
 Fuel Type: NG
 LHV: 50035 kJ/Kg
 C/H Ratio: 2.98 -

Heat Rate HR₃

0 °C: + 1.06168E-05x² + 3.18685E-04x + 9.99925E-01
 10 °C: + 3.81119E-05x² + 5.17834E-04x + 9.99618E-01
 15 °C: + 8.56356E-05x² + 1.11630E-03x + 9.99209E-01
 25 °C: + 3.00442E-04x² + 3.27690E-03x + 9.97626E-01
 35 °C: + 1.06956E-03x² + 7.64942E-03x + 9.95025E-01

Compressor Pressure Loss: 10.00 mbar
 Static Exhaust Pressure Loss: 35.00 mbar
 Power factor: 0.90 -

P17-20.3 PRU803A.1

Equations are only valid in the displayed range of the curves.

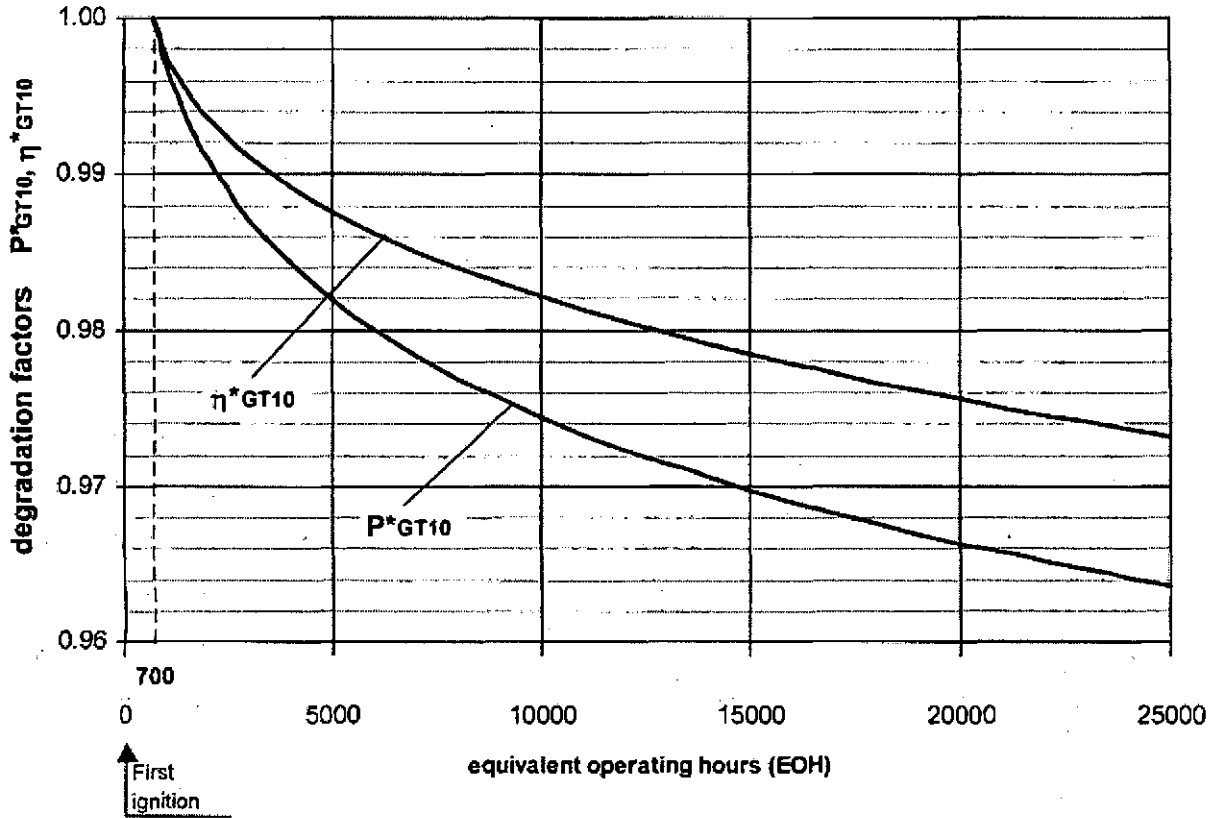
a450-2.1)CCV

06.03.2013 E S SF PLF SE W 2 2

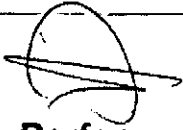
3 / 2

© Siemens AG 2013

SGT6-4000F - Effect of Degradation on Power and Efficiency



~~Q~~ Q 2634

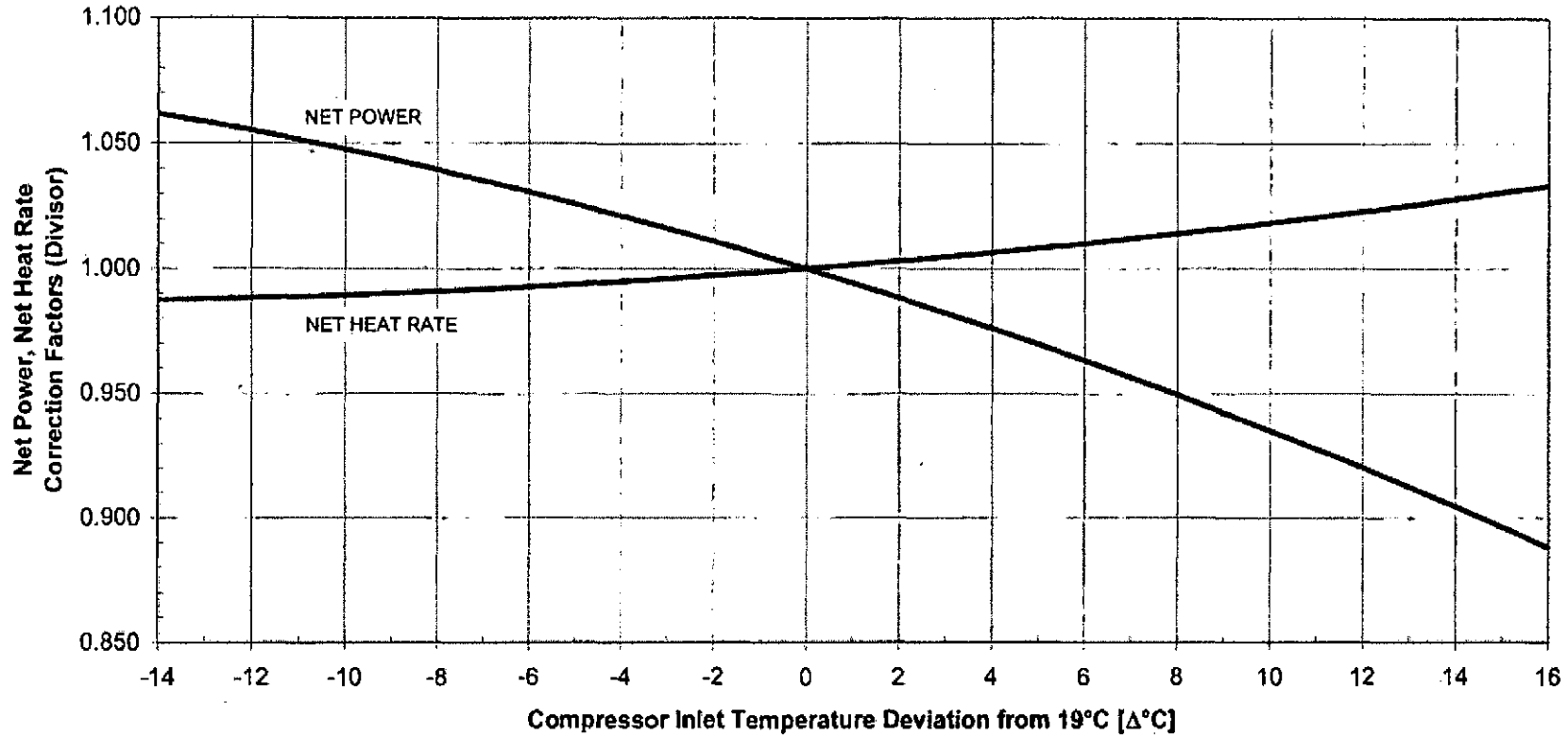


SGT6-4000F: Tractebel - Peru

Performance Corrections for Deviations in Compressor Inlet Temperature

Handwritten mark resembling a stylized '7' or 'D' with a slash.

Handwritten initials 'BB'.



Base Reference Conditions
Fuel Gas, LHV: 48606 kJ/kg
Compressor Inlet Temperature: 19 °C
Relative Humidity: 79 %
Barometric Pressure: 1007.3 mbar
Engine Speed: 3600 rpm

Net Power: $y = -8.64506E-05x^2 - 5.62133E-03x + 1.00000E+00$

Net Heat Rate: $y = 3.90233E-05x^2 + 1.44673E-03x + 1.00000E+00$

Created with



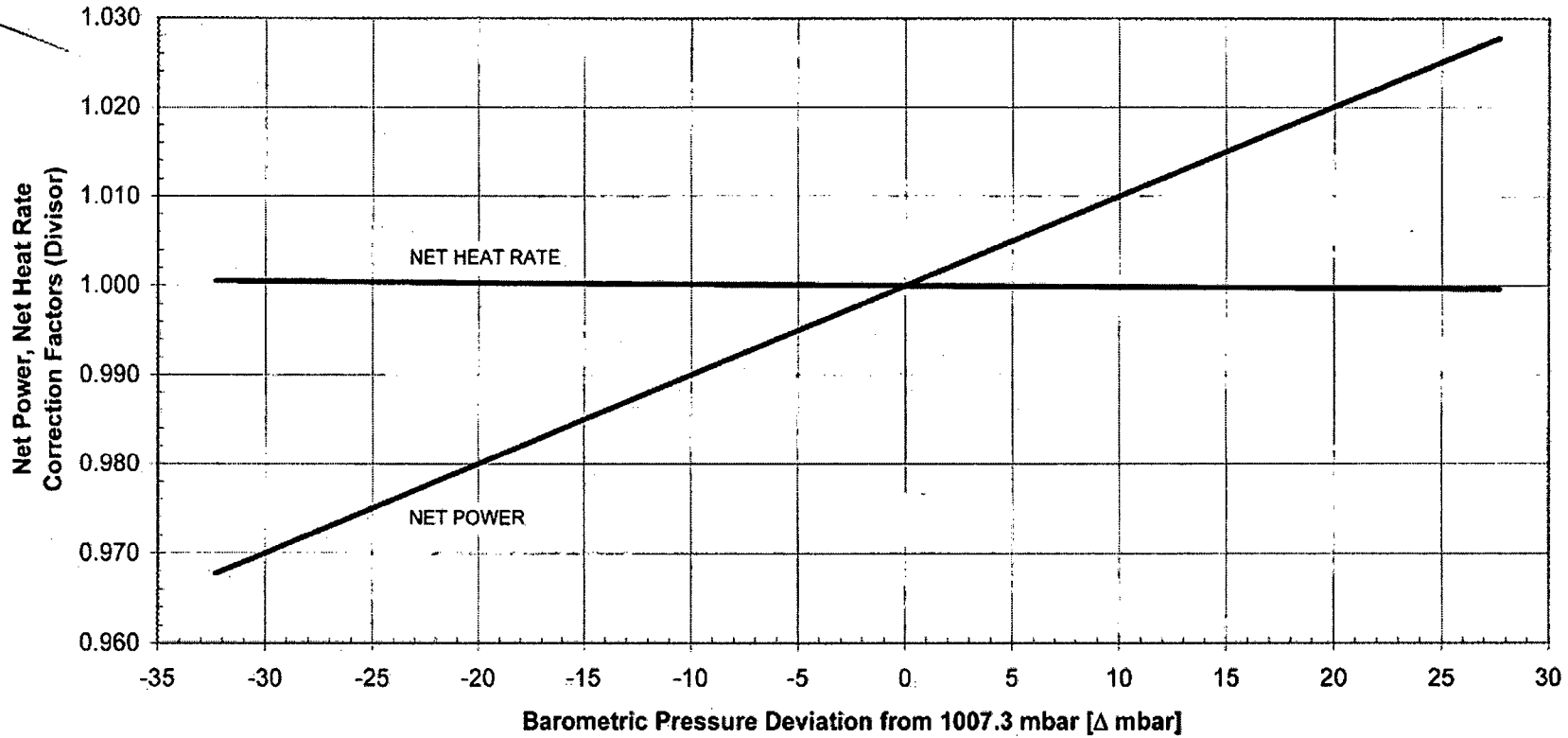
nitro PDF professional

download the free trial online at nitropdf.com/professional

SIEMENS
Westinghouse

SGT6-4000F: Tractebel - Peru

Performance Corrections for Deviations in Barometric Pressure



Base Reference Conditions

Fuel Gas, LHV: 48606 kJ/kg
Compressor Inlet Temperature: 19 °C
Relative Humidity: 79 %
Barometric Pressure: 1007.3 mbar
Engine Speed: 3600 rpm

Net Power: $y = 5.00634E-08x^2 + 1.00071E-03x + 1.00000E+00$

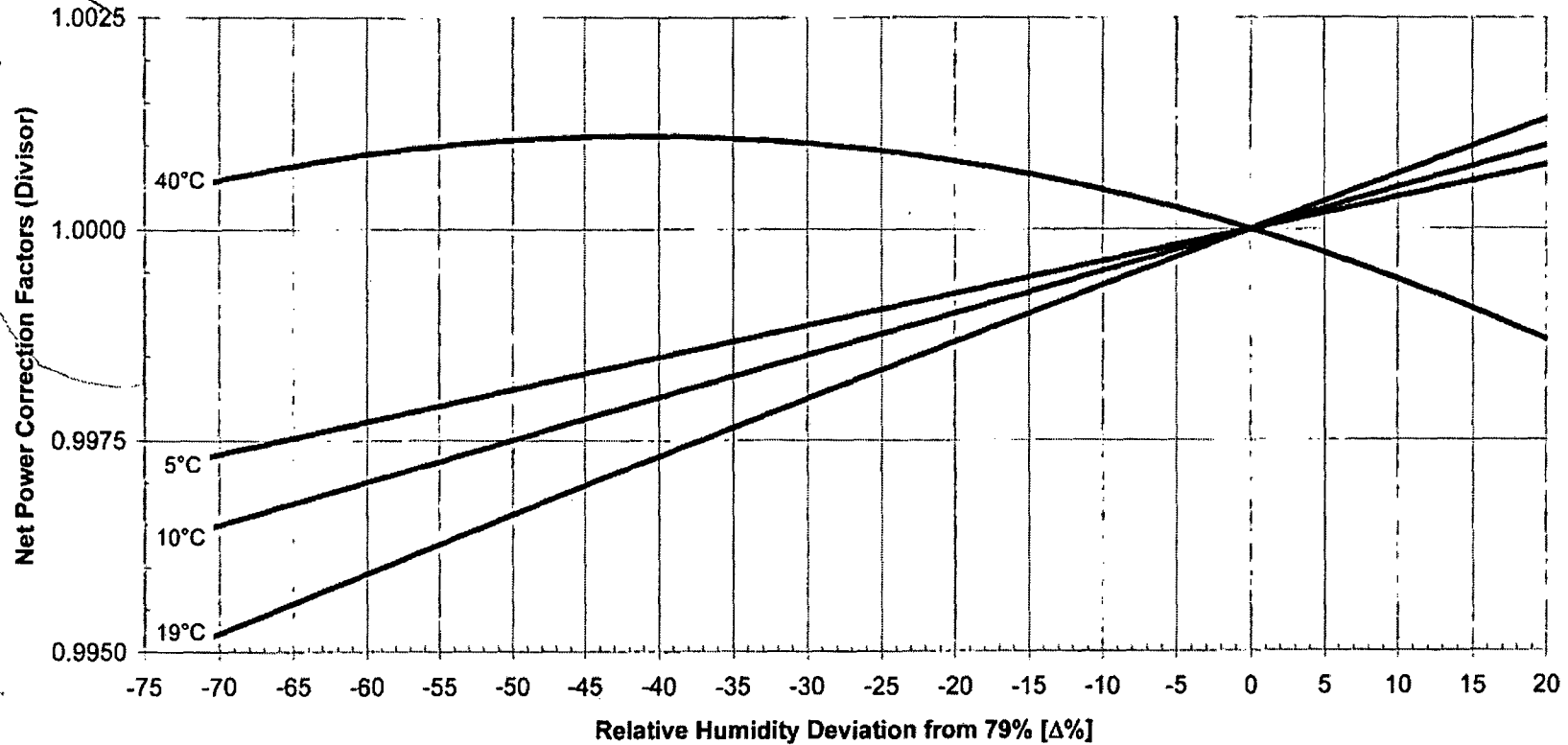
Net Heat Rate: $y = 2.34004E-08x^2 - 1.50495E-05x + 1.00000E+00$

Created with

SIEMENS
Westinghouse

SGT6-4000F: Tractebel - Peru

Net Power Corrections for Deviations in Relative Humidity at Varied Inlet Temperature



Base Reference Conditions

Fuel Gas, LHV: 48606 kJ/kg
Compressor Inlet Temperature: 19 °C
Relative Humidity: 79 %
Barometric Pressure: 1007.3 mbar
Engine Speed: 3600 rpm

5°C: $y = -1.49794E-09x^2 + 3.79208E-05x + 1.00000E+00$

10°C: $y = -8.65451E-09x^2 + 4.94609E-05x + 1.00000E+00$

19°C: $y = -3.60889E-08x^2 + 6.58280E-05x + 1.00000E+00$

40°C: $y = -6.39176E-07x^2 - 5.30120E-05x + 1.00000E+00$

Created with

APPENDIX B
-
CORRECTION CURVES

TG21

<small>© Siemens Energy, Inc. 2008. All Rights Reserved. This document contains information confidential and proprietary to Siemens Energy, Inc. It is submitted in confidence and is to be used solely for the purpose for which it is furnished and returned upon request. This document and such information is not to be reproduced, transmitted, disclosed or used otherwise in whole or in part without the written authorization of Siemens Energy, Inc. Confidential</small>				
Title: GT PERF TEST SPEC - SIMBA			DG40T-000472	
Project: ENERGIA DEL SUR S.A. - SIMBA			Issued:	
Siemens Energy, Inc., Orlando, FL	Type: SPE	Part: EN	Version: A	Page 21 of 42

Created with



download the free trial online at nitropdf.com/professional

LIST OF CHARTS

CHART No.:	DESCRIPTION	PAGE
TT-3803:	Compressor Inlet Temperature.....	23
TT-3804:	Specific Humidity.....	23
TT-3805:	Ambient Pressure.....	24
TT-3806:	Turbine Speed – Power.....	24
TT-3807:	Turbine Speed – Heat Rate.....	25
TT-3808:	Fuel Gas Carbon to Hydrogen Ratio.....	25
TT-3809:	Fuel Gas Inerts to Hydrocarbons Ratio.....	26
TT-3810:	Fuel Gas Temperature.....	26
TT-3811:	Excess Inlet Pressure Loss.....	27
TT-3812:	Generator Loss.....	27
TT-3813:	Excitation Loss.....	28
TT-3814:	Correction to Inlet Pressure Loss for Compressor Inlet Temperature.....	28
TT-3815:	Step-Up Transformer Loss.....	29

© Siemens Energy, Inc. 2008. All Rights Reserved. This document contains information confidential and proprietary to Siemens Energy, Inc. It is submitted in confidence and is to be used solely for the purpose for which it is furnished and returned upon request. This document and such information is not to be reproduced, transmitted, disclosed or used otherwise in whole or in part without the written authorization of Siemens Energy, Inc. Confidential				
Title: GT PERF TEST SPEC – SIMBA			DG40T-000472	
Project: ENERGIA DEL SUR S.A. – SIMBA			Issued:	
Siemens Energy, Inc., Orlando, FL	Type: SPE	Part: EN	Version: A	Page 22 of 42

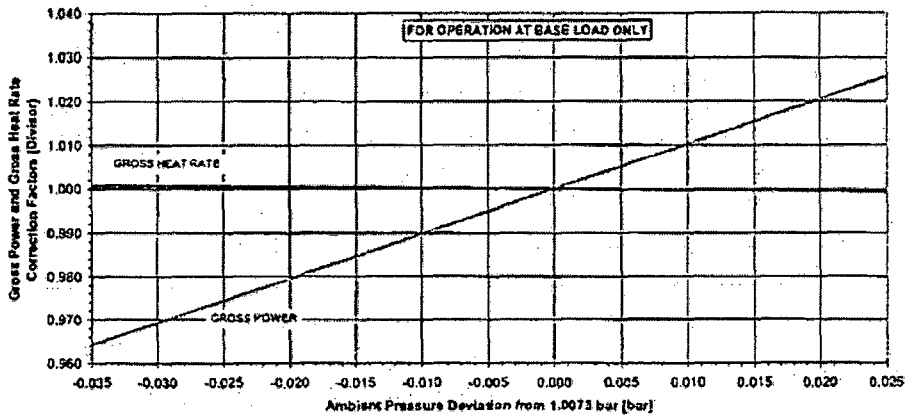
Created with



nitro PDF professional

download the free trial online at nitropdf.com/professional

Energia Del Sur S.A. - Simba (SGT6-5000F)
Performance Corrections for Deviation in Ambient Pressure

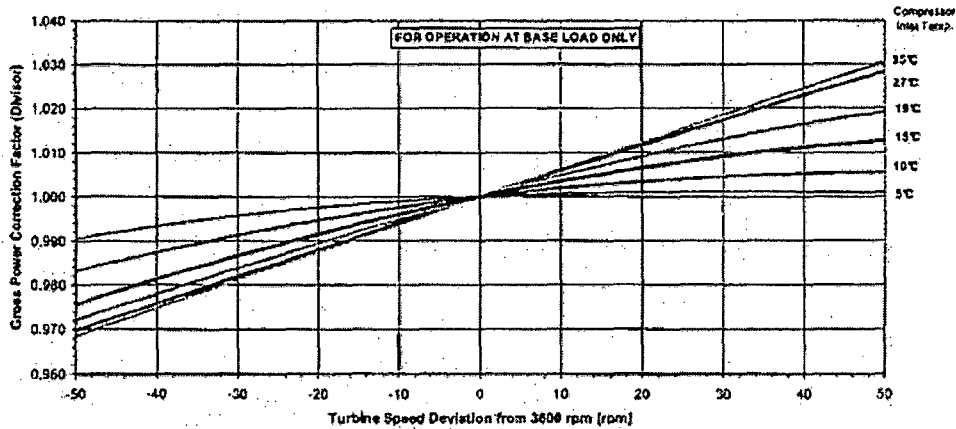


Reference Conditions
 Fuel: Gas, C/H: 3.1598, W/C: 0.0170
 Fuel Temperature: 15.0°C
 Compressor Inlet Temperature: 12.0°C
 Compressor Inlet Relative Humidity: 78%
 Barometric Pressure: 1.0073 bar
 Turbine Speed: 3600 rpm

Gross Power: $y = -1.672216 \cdot 10^{-1} x^2 - 1.335348 \cdot 10^{-2} x - 1.024238 \cdot 10^{-4} + 1.000000 \cdot 10^0$

Gross Heat Rate: $y = 1.213658 \cdot 10^{-2} x^2 + 2.006986 \cdot 10^{-2} x + 1.000000 \cdot 10^0$

Energia Del Sur S.A. - Simba (SGT6-5000F)
Gross Power Correction for Deviation in Turbine Speed



Reference Conditions
 Fuel: Gas, C/H: 3.1598, W/C: 0.0170
 Fuel Temperature: 15.0°C
 Compressor Inlet Temperature: 12.0°C
 Compressor Inlet Relative Humidity: 78%
 Barometric Pressure: 1.0073 bar
 Turbine Speed: 3600 rpm

35°C: $y = 4.308010 \cdot 10^{-4} x^2 - 1.755672 \cdot 10^{-2} x + 5.199270 \cdot 10^{-4} + 1.000000 \cdot 10^0$

27°C: $y = -4.075420 \cdot 10^{-4} x^2 - 3.608140 \cdot 10^{-2} x + 5.980920 \cdot 10^{-4} + 1.000000 \cdot 10^0$

19°C: $y = -1.110770 \cdot 10^{-2} x^2 - 1.726350 \cdot 10^{-2} x + 4.989100 \cdot 10^{-4} + 1.000000 \cdot 10^0$

15°C: $y = -2.553250 \cdot 10^{-2} x^2 - 3.322350 \cdot 10^{-2} x + 3.771450 \cdot 10^{-4} + 1.000000 \cdot 10^0$

10°C: $y = 1.522510 \cdot 10^{-2} x^2 + 2.256780 \cdot 10^{-2} x + 2.194390 \cdot 10^{-4} + 1.000000 \cdot 10^0$

5°C: $y = 9.470740 \cdot 10^{-4} x^2 + 1.724870 \cdot 10^{-2} x + 7.907370 \cdot 10^{-5} + 1.000000 \cdot 10^0$

© Siemens Energy, Inc. 2008. All Rights Reserved. This document contains information confidential and proprietary to Siemens Energy, Inc. It is submitted in confidence and is to be used solely for the purpose for which it is furnished and returned upon request. This document and such information is not to be reproduced, transmitted, disclosed or used otherwise in whole or in part without the written authorization of Siemens Energy, Inc. Confidential

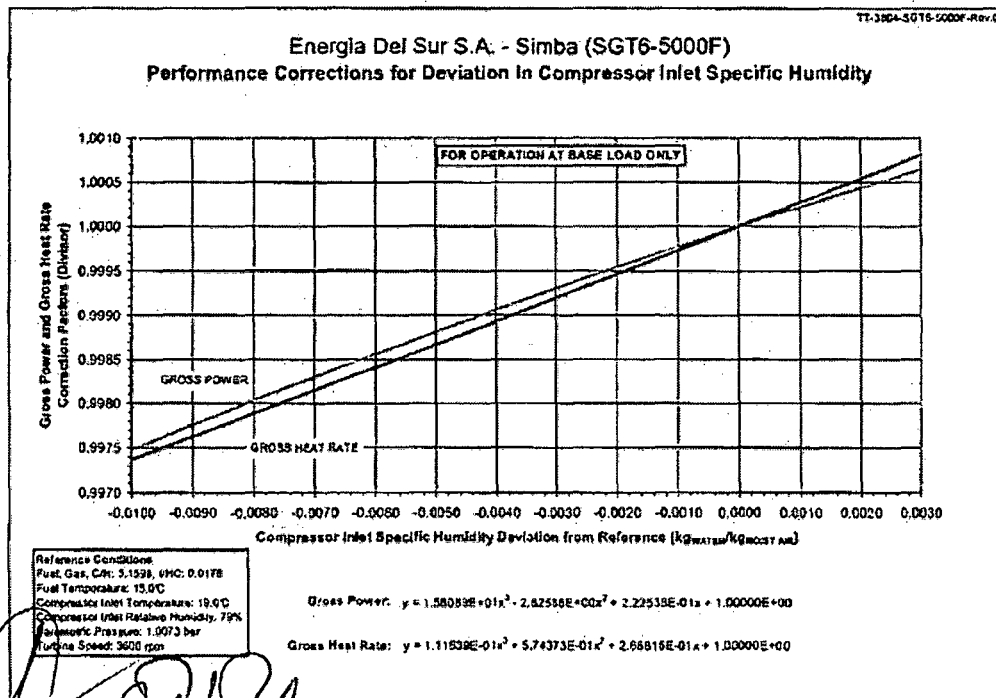
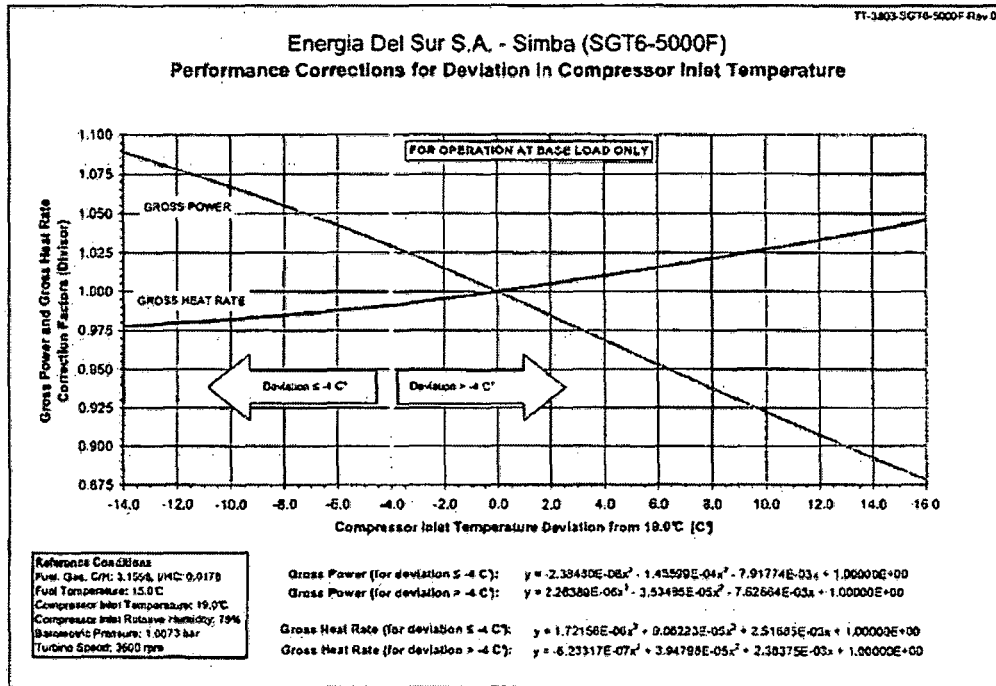
Title: GT PERF TEST SPEC - SIMBA				DG40T-000472	
Project: ENERGIA DEL SUR S.A. - SIMBA				Issued:	
Siemens Energy, Inc., Orlando, FL	Type: SPE	Part: EN	Version: A	Page 24 of 42	

Created with



nitro PDF professionals

download the free trial online at nitropdf.com/profession



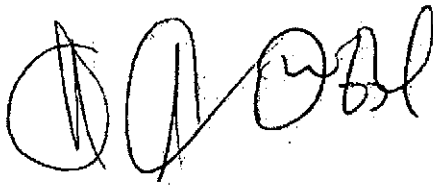
[Handwritten signatures and initials]

© Siemens Energy, Inc. 2008. All Rights Reserved. This document contains information confidential and proprietary to Siemens Energy, Inc. It is submitted in confidence and is to be used solely for the purpose for which it is furnished and returned upon request. This document and such information is not to be reproduced, transmitted, disclosed or used otherwise in whole or in part without the written authorization of Siemens Energy, Inc. Confidential

Title: GT PERF TEST SPEC – SIMBA		DG40T-000472
Project: ENERGIA DEL SUR S.A. – SIMBA		Issued:
Siemens Energy, Inc., Orlando, FL	Type: SPE	Part: EN
	Version: A	Page 23 of 42

Appendix C Correction Curves

TV

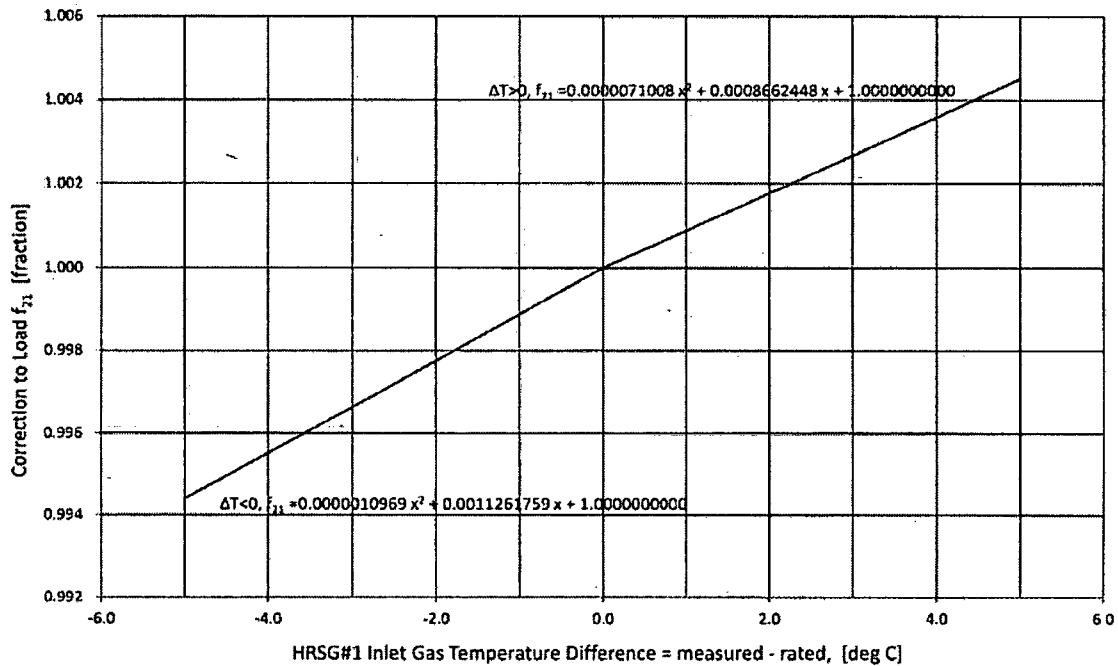


EG enesG worldwide

reserves all rights in this document and in the information contained herein.
Reproduction, use or disclosure to third parties without express authority is
strictly prohibited.

ASME PTC 46 for CHILCAUNO ADD-ON PROJECT
prepared for POSCO E&C

HRSG#1 Inlet Gas Temperature Correction to Load



HRSG#1 Gas Temp	ΔT, degC	5.0	2.5	0.0	-2.5	-5.0
f ₂₁	fraction	1.0045	1.0022	1.0000	0.9972	0.9944

STG Power Corretion for HRSG#1 Gas Temp, $\Delta_2 I = P_{STgen(m)} \times \left(\frac{1}{f_{21}} - 1 \right)$

Reference Condition

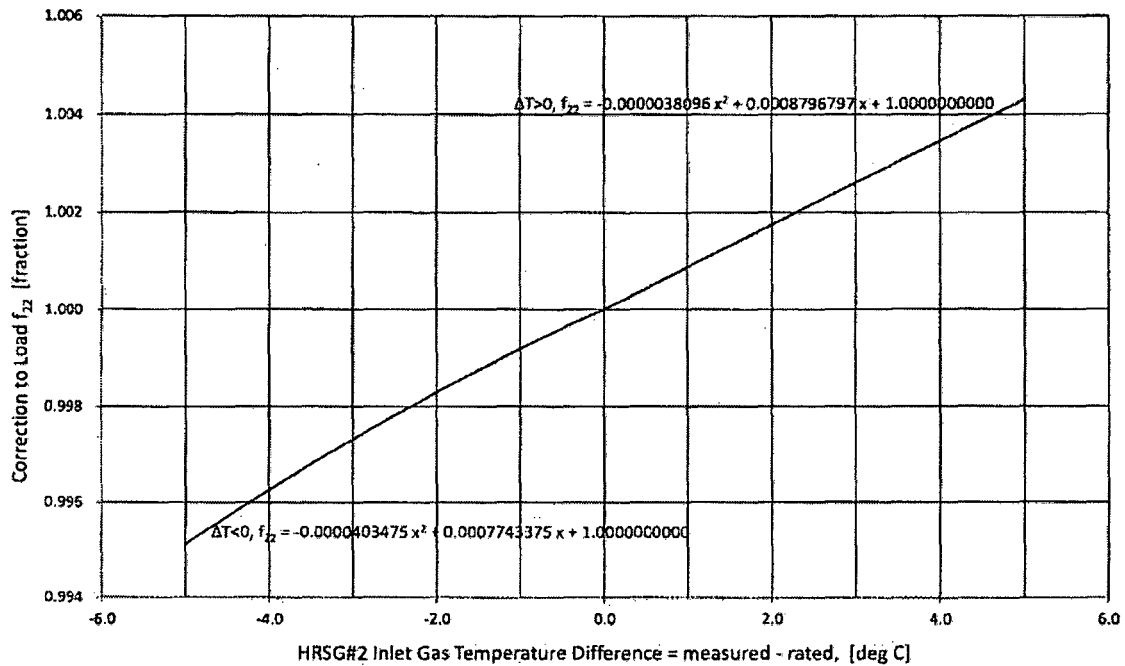
Parameter	Unit	TG11		TG12		TG21	
GT Condition		As is					
ST Condition		New and Clean					
Ambient Temperature	°C	19					
Relative Humidity	%	79					
Atmospheric Pressure	bara	1.0073					
Power Factor		0.85 lagging @ ST Generator terminals					
Fuel Type		Natural Gas					
HRSG Blowdown	%	Open according to Commissioning adjustments					
Steam Cycle Make-up	%	Open according to Commissioning adjustments					
Existing GTG Exhaust Flow	kg/s	458.78		452.49		512.42	
Existing GTG Exhaust Temperature	°C	569.46		572.05		589.75	
Existing GTG Exhaust Composition		vol.%	wgt.	vol.%	wgt.	vol.%	wgt.
N2		74.11	20.76	74.10	20.76	74.08	20.75
CO2		3.64	1.60	3.65	1.61	3.89	1.71
H2O		8.51	1.53	8.54	1.54	8.78	1.58
O2		12.85	4.11	12.82	4.10	12.36	3.96
Ar		0.89	0.36	0.89	0.36	0.89	0.36
Existing GTG Exhaust Gas Enthalpy	kJ/kg	611.73		614.88		636.72	
ACC Fan operation: number of bays at full load		40					

①

Date	Rev.	Name	Document No. EN1111-CU-HT-0001	
2011.11.11	0	DY. Kim	CHILCAUNO POWER STATION ADD-ON PROJECT	A4

② 06.4

HRSG#2 Inlet Gas Temperature Correction to Load



HRSG#2 Gas Temp	ΔT, degC	5.0	2.5	0.0	-2.5	-5.0
f_{22}	fraction	1.0043	1.0022	1.0000	0.9978	0.9951

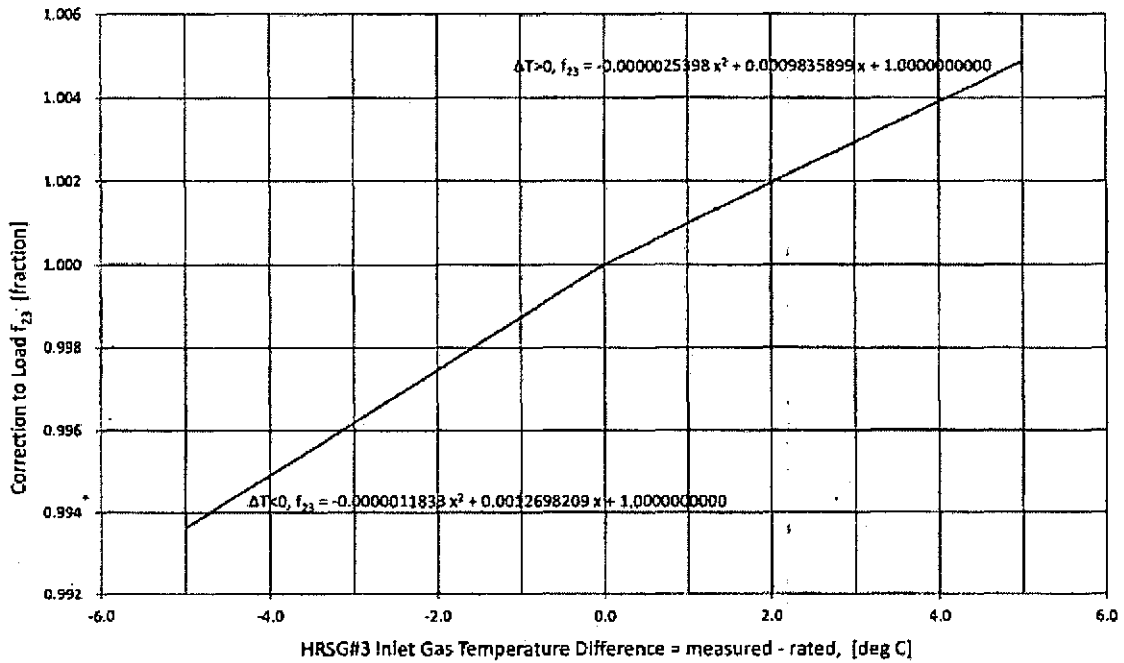
$$\text{STG Power Correction for HRSG\#2 Gas Temp, } \Delta_2 = P_{STgen(m)} \times \left(\frac{1}{f_{22}} - 1 \right)$$

Reference Condition

Parameter	Unit	TG11		TG12		TG21	
GT Condition		As is					
ST Condition		New and Clean					
Ambient Temperature	°C	19					
Relative Humidity	%	79					
Atmospheric Pressure	bara	1.0073					
Power Factor		0.85 lagging @ ST Generator terminals					
Fuel Type		Natural Gas					
HRSG Blowdown	%	Open according to Commissioning adjustments					
Steam Cycle Make-up	%	Open according to Commissioning adjustments					
Existing GTG Exhaust Flow	kg/s	458.78		452.49		512.42	
Existing GTG Exhaust Temperature	°C	569.46		572.05		589.75	
Existing GTG Exhaust Composition		vol.%	wgt.	vol.%	wgt.	vol.%	wgt.
N2		74.11	20.76	74.10	20.76	74.08	20.75
CO2		3.64	1.60	3.65	1.61	3.89	1.71
H2O		8.51	1.53	8.54	1.54	8.78	1.58
O2		12.85	4.11	12.82	4.10	12.36	3.96
Ar		0.89	0.36	0.89	0.36	0.89	0.36
Existing GTG Exhaust Gas Enthalpy	kJ/kg	611.73		614.88		636.72	
ACC Fan operation: number of bays at full load		40					

Date	Rev.	Name	Document No. EN1111-CU-HT-0002	
2011.11.11	0	DY. Kim	CHILCAUNO POWER STATION ADD-ON PROJECT	A4

HRSG#3 Inlet Gas Temperature Correction to Load



HRSG#3 Gas Temp	ΔT, degC	5.0	2.5	0.0	-2.5	-5.0
f ₂₃	fraction	1.0049	1.0024	1.0000	0.9968	0.9936

STG Power Corretion for HRSG#3 Gas Temp, $\Delta_2 3 = P_{STgen(m)} \times \left(\frac{1}{f_{23}} - 1 \right)$

Reference Condition

Parameter	Unit	TG11		TG12		TG21	
GT Condition		As is					
ST Condition		New and Clean					
Ambient Temperature	°C	19					
Relative Humidity	%	79					
Atmospheric Pressure	bara	1.0073					
Power Factor		0.85 lagging @ ST Generator terminals					
Fuel Type		Natural Gas					
HRSG Blowdown	%	Open according to Commissioning adjustments					
Steam Cycle Make-up	%	Open according to Commissioning adjustments					
Existing GTG Exhaust Flow	kg/s	458.78	452.49	512.42			
Existing GTG Exhaust Temperature	°C	569.46	572.05	589.75			
Existing GTG Exhaust Composition		vol.%	wgt.	vol.%	wgt.	vol.%	wgt.
N2		74.11	20.76	74.10	20.76	74.08	20.75
CO2		3.64	1.60	3.65	1.61	3.89	1.71
H2O		8.51	1.53	8.54	1.54	8.78	1.58
O2		12.85	4.11	12.82	4.10	12.36	3.96
Ar		0.89	0.36	0.89	0.36	0.89	0.36
Existing GTG Exhaust Gas Enthalpy	kJ/kg	611.73	614.88	636.72			
ACC Fan operation; number of bays at full load		40					

Date	Rev.	Name	Document No. EN1111-CU-HT-0003	
2011.11.11	0	DY. Kim	CHILCAUNO POWER STATION ADD-ON PROJECT	A4

ANEXO E

Procedimiento PR-17

COES

COES SINAC	PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SINAC	PR – 17
DETERMINACION DE LA POTENCIA EFECTIVA Y RENDIMIENTO DE LAS CENTRALES TERMOELECTRICAS		
<input type="checkbox"/> Aprobado en S.D. N° 75 del 08 de julio de 1998. <input type="checkbox"/> Modificación aprobada en S.D. N° 76 del 12 de agosto de 1998. <input type="checkbox"/> Modificación aprobada en S.D. N° 128 del 25 de agosto de 2000. <input type="checkbox"/> Aprobado según RM N° 143-2001-EM/VME del 26 de marzo de 2001.		

1. OBJETIVO

Establecer el procedimiento de medición y cálculo de la potencia efectiva y rendimiento de las unidades termoeléctricas que integran el COES.

2. BASE LEGAL

- 2.1. Decreto Ley N° 25844.- Ley de Concesiones Eléctricas (Artículo 41°. inciso d)
- 2.2. Decreto Supremo N° 009-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 81°. inciso a, 91°. inciso f)

3. DEFINICIONES

El Ensayo de Medición de la Potencia Efectiva y Rendimiento de una unidad generadora es el conjunto de pruebas que se efectúan para determinar los valores de la potencia efectiva y rendimiento de las unidades involucradas mediante un proceso de medición para posterior cálculo.

Los **Ensayos** de Potencia Efectiva pueden ser **ordinarios o extraordinarios**. Los ensayos ordinarios se realizan cada dos años calendario.

La **Potencia Efectiva de una determinada unidad termoeléctrica** es la potencia continua (antes de servicios auxiliares) entregada por la unidad, correspondiente a bornes de generación, cuando opera a Condiciones de Potencia Efectiva y a máxima carga.

Condiciones de Potencia Efectiva son las imperantes cuando las condiciones ambientales corresponden a la presión atmosférica, temperatura de bulbo seco, humedad relativa y temperatura de la fuente fría que se definen a continuación, y que se designan como presión ambiente de potencia efectiva, temperatura ambiente de potencia efectiva, humedad relativa de potencia efectiva y temperatura de fuente fría de potencia efectiva.

Presión ambiente de potencia efectiva: Es la que corresponde a la altura a la que está instalada la unidad .

Temperatura ambiente de potencia efectiva: es igual al promedio de las temperaturas máximas medias mensuales de la zona, contado sobre el período de los últimos 20 años. En caso de no existir registros para el período se tomarán los registros existentes y se someterán a consideración del COES.

Las máximas medias mensuales de temperatura se obtienen de alguna fuente confiable (SENAMHI, CORPAC), para la localidad más cercana a la central térmica.

Humedad Relativa de potencia efectiva: es un valor representativo de las condiciones atmosféricas de la zona, obtenido en primera instancia como el promedio

de promedios anuales a lo largo del mismo período para el que se calcula la Temperatura ambiente de potencia efectiva. De no existir datos o si estos fueran incompletos, se elegirá el promedio de valores registrados disponibles, los que se someterán a consideración del COES.

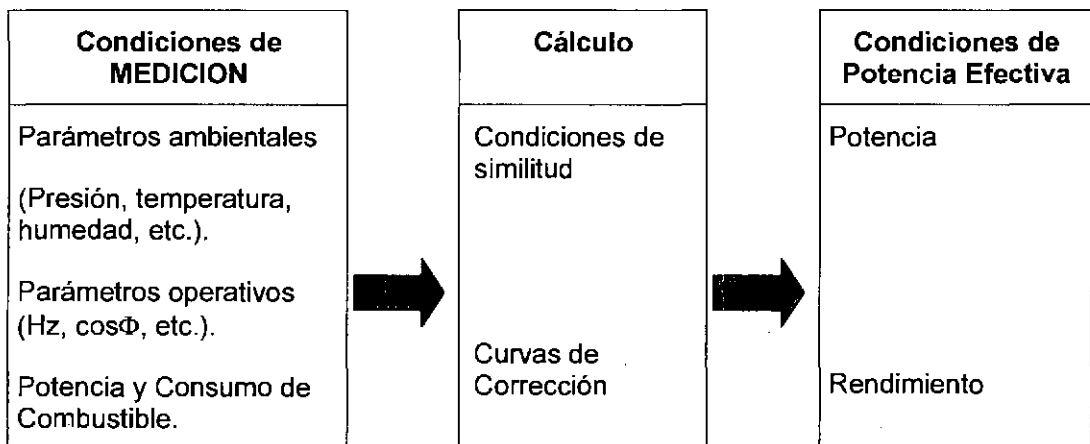
Temperatura de fuente fría de potencia efectiva: se tendrá en consideración en caso de las centrales a vapor o de ciclo combinado en que la fuente fría para condensación del vapor agotado sea distinta a la atmósfera, como una fuente de agua tal como una laguna, pozo, lago, río, o mar.

Se escogerá como temperatura representativa al promedio de máximos mensuales de la fuente fría, durante el mismo período que se usó para la Temperatura ambiente de potencia efectiva. En caso de no existir registros, que estos sean muy incompletos o poco confiables, se elegirá un valor de temperatura que guarde la misma distancia con la Temperatura ambiente de potencia efectiva que la que guarden los promedios de las temperaturas de la fuente fría y de bulbo seco registradas durante el ensayo.

Máxima carga es la que corresponde a lo que el operador de la planta determine como tal, sin incurrir en sobrecarga.

Corrección por desviaciones, la Figura N 3-1 que sigue indica el procedimiento que se sigue.

Figura N 3-1



La potencia y Rendimiento de las unidades termoelectricas a Condiciones de Potencia Efectiva se obtienen aplicando a la Potencia y Rendimiento a Condiciones de Ensayo factores de corrección por condiciones ambientales (presión atmosférica, temperatura ambiente, humedad, temperatura de la fuente fría) y por variables operativas (velocidad de giro, poder calorífico del combustible, consumo de auxiliares, factor de potencia, inyección de agua a la cámara de combustión, entre otras).

En primer lugar se determina los factores de corrección aplicables, para llevar de una condición operativa (condición "x", de Ensayo) a otra (condición "y", de Potencia efectiva), como:

FCP_T factor de corrección por temperatura ambiente;

FCP_p factor de corrección por altura sobre el nivel del mar;

FCP_W factor de corrección por humedad (absoluta) del aire;

FCP_{TR} factor de corrección por temperatura del agua de refrigeración

FCP_{PCI} factor de corrección por poder calorífico (bajo) del combustible;

FCP_{rpm} factor de corrección por velocidad de giro;

FCP_{TC} factor de corrección por temperatura del combustible;

$FCP_{\cos\phi}$ factor de corrección por factor de potencia sobre el generador y exc.;

FCP_{H2O} factor de corrección por Inyección de agua (Turbinas a gas).

En las fórmulas anteriores las dos primeras letras **FC** indican **Factor de Corrección**; la tercera letra designa la variable corregida (**P** se refiere a la Potencia; **g** designaría al rendimiento) y el subíndice indica el motivo de la corrección.

Cálculo de las potencias (“P”) y rendimientos (“g”) para las nuevas condiciones de referencia, mediante relaciones de la forma:

$$P_Y = \left(\prod_{i=1}^N FCP_{i} \right) * P_X$$

$$g_Y = \left(\prod_{i=1}^N FCg_{i} \right) * g_X$$

Normas Técnicas de Referencia: Son aquellas que se utilizarán supletoriamente para el ensayo y cálculo de la potencia efectiva y rendimiento a carga parcial de las unidades termoeléctricas. Versan sobre procedimientos de ensayo y de cálculo de la potencia y eficiencia, incluyendo las consideraciones que devienen de la similitud aerodinámica, así como las consideraciones a tener presentes con los combustibles para el caso de la eficiencia térmica. Son también de aplicación las normas homólogas, es decir aquellas que pertenecen a otro sistema de normas, pero que se han obtenido por adaptación de la Norma.

En el caso de los Motores Diesel, los cálculos se referirán a las normas ISO-3046-1, o a las versiones más modernas de la misma norma o norma homóloga.

Los cálculos, para el caso de las Turbinas a Gas se referirán a la sección 8 de la norma ISO 2314: 1989, o a las versiones más modernas de la misma o norma homóloga.

En el caso de las turbinas a vapor, los cálculos se referirán a las normas DIN1943, Secciones 6 a 8, de febrero de 1975, o a las versiones más modernas de la misma norma o norma homóloga.

En caso de no contar con las curvas de eficiencia del generador eléctrico, se emplearán los procedimientos contenidos en la norma IEC 34-2 u homóloga.

Dichas normas son públicas y se encuentran disponibles en la DOCOES.

4. RESPONSABLE

La División de Estudios y Desarrollo del COES es la responsable de proponer y programar el Plan Anual de Pruebas de Potencia Efectiva y la encargada de aprobar en primera instancia el Informe Final del Ensayo.

La Dirección de Operaciones es la responsable de disponer se efectúen las Pruebas de Potencia Efectiva y de aprobar los informes en instancia final.

El Directorio del COES es el responsable de aprobar el Plan Anual de Pruebas de Potencia Efectiva.

5. OPORTUNIDAD

Los Ensayos de Potencia Efectiva pueden ser ordinarios o extraordinarios.

Los ensayos ordinarios se realizan cada dos años calendario. El calendario anual de ensayos ordinarios se aprueba en el mes de noviembre del año anterior, en sesión de Directorio del COES, a propuesta de la Dirección de Operaciones.

Los ensayos extraordinarios se efectuarán cuando a juicio de la Dirección de Operaciones del COES o de una Empresa Generadora integrante del COES, existan razones para considerar que la potencia o rendimiento de alguna unidad puede haber sufrido un deterioro relativamente importante, cuando la unidad ha sido repotenciada o cuando ha transcurrido un tiempo operativo o calendario que aconseja verificar la capacidad de la unidad.

6. VIGENCIA

Los ensayos de potencia efectiva de las centrales termoeléctricas tienen vigencia por un período de dos años calendario.

7. INFORMACION REQUERIDA

La Empresa Generadora es la encargada de preparar y poner a disposición en planta la información técnica correspondiente a las unidades a ensayar así como de la central en las que estas se encuentran ubicadas.

La información básica necesaria, comprende:

- a) Pliego Técnico de las unidades, incluyendo las especificaciones técnicas, procedimientos de operación y el informe de resultados de las pruebas de recepción y puesta en operación;
- b) Esquemas de Principio de las instalaciones y de sus servicios auxiliares;
- c) Esquemas de disposición de planta;
- d) Diagrama unifilar eléctrico de la central y unidades;
- e) Curvas de comportamiento

7.1. Inspección en sitio

Con anterioridad al inicio de los ensayos de potencia efectiva, la unidad de generación estará sujeta a una inspección de reconocimiento o verificación de:

- a) La ubicación y estado operativo de los principales equipos y sistemas auxiliares;
- b) Los puntos de medición y registro de la potencia y otras variables eléctricas.

8. PROCEDIMIENTO

8.1. Partes que intervienen

El procedimiento de determinación de la potencia efectiva y rendimiento de las centrales termoeléctricas que integran el COES involucra el concurso de 3 partes:

- a) La Empresa Generadora, propietaria de las unidades o central que se ensayarán;
- b) La DOCOES, encargada de planear y aprobar la programación para la ejecución de los ensayos, luego de dar conformidad a los cronogramas presentados por el integrante; y
- c) El ejecutor del ensayo.

8.2. Inspección y Etapas

Inspección en el Sitio: Con anterioridad al inicio del ensayo, la central de generación estará sujeta a una inspección de reconocimiento o verificación de:

- 1 La ubicación y estado operativo de los principales equipos y sistemas auxiliares;
- 2 Los puntos de medición y registro de la potencia y otras variables eléctricas.

El procedimiento a seguir para la determinación de la potencia efectiva comprende 3 etapas principales:

- a) Preparación del Ensayo.
 - 1 Obtención de los datos de las instalaciones a ensayar;
 - 2 Análisis de los datos;
 - 3 Planeamiento y Diseño del Ensayo;
 - 4 Comunicación al COES.
- b) Ejecución del Ensayo
- c) Elaboración del Informe del Ensayo.
 - 1 Cálculo de la potencia efectiva y rendimiento;
 - 2 Análisis de los resultados;
 - 3 Informe Final del Ensayo.

8.3. Ejecutor del Ensayo

El ejecutor del Ensayo es una tercera parte, independiente de la Empresa Generadora y del COES, con solvencia para ejecutar la pruebas y realizar los cálculos posteriores. El COES pondrá a disposición de las empresas una relación de Consultores calificados, uno de los cuales será seleccionado por la empresa generadora como ejecutor del Ensayo.

El Jefe del Ensayo será un Ingeniero Mecánico, Electricista o Mecánico-Electricista con conocimiento del subsector eléctrico, de instrumentación, de normatividad para ensayos y pruebas y experiencia en el uso de instrumentos de medición y en la ejecución de ensayos de máquinas en banco de pruebas, laboratorio o campo.

8.4. Obligaciones de la Empresa Generadora

La Empresa Generadora estará obligada a dar las facilidades necesarias para la realización de un ensayo, siendo de su cuenta los gastos operativos. La Empresa Generadora proveerá las facilidades de medición. El costo de los servicios de un ensayo ordinario será de cuenta de la Empresa Generadora.

En los ensayos extraordinarios, el solicitante pagará el costo de los servicios. Si un Ensayo se frustrase o fracasase por falta atribuible a la Empresa Generadora como -por ejemplo - falla en cualquiera de los equipos, obras civiles o instalaciones de la Central de Generación que impidan realizar el Ensayo o falla o deterioro de los instrumentos de medición de la Empresa u otras causas atribuibles a la Empresa, los mayores costos serán pagados por ella.

Antes de la ejecución del ensayo, la Empresa Generadora comunicará al COES la potencia efectiva de cada unidad, a ser verificada durante el Ensayo.

8.5. Asistentes al Ensayo

En el Ensayo de Potencia Efectiva, estarán presentes:

- a) Un representante acreditado de la Empresa Generadora, con la función de operar las unidades y la central a ensayar;
- b) Un representante acreditado por el COES, en calidad de Veedor, encargado de dar fe que la prueba se ha cumplido y que se ha realizado siguiendo los procedimientos establecidos; y
- c) El Jefe del Ensayo y su Equipo Técnico, como ejecutantes del ensayo; su responsabilidad será efectuar las mediciones; no les compete operar ni maniobrar las unidades que se ensayan.

El Jefe del Ensayo será el responsable técnico del Ensayo; como tal decidirá los aspectos técnicos relacionados con la medición tomando en cuenta las recomendaciones de los presentes; sin embargo, será de su entera responsabilidad el resolver cualquier aspecto técnico referido a las mediciones a efectuarse.

El representante del COES es el Veedor de la prueba; asiste a ella a fin de atestiguar la correcta ejecución de los ensayos y para realizar cualquier coordinación necesaria con la Dirección de Operación para facilitar la ejecución de la prueba.

El representante de la Empresa Generadora tiene la responsabilidad de la operación de las Unidades de Generación y atestiguar la correcta ejecución de los ensayos por parte de la Empresa Generadora y de otorgar las facilidades necesarias para la culminación del trabajo. Es el responsable de operar la unidad ensayada.

8.6. Fecha y hora del Ensayo

Las fechas y horas programadas para la ejecución del ensayo deben ser comunicadas por el COES al órgano encargado de disponer el despacho de energía del SINAC con suficiente antelación, que, en principio no debe ser menor que una semana.

El Ensayo se programará preferentemente dentro de las horas en que normalmente se despachan las unidades con el máximo de carga.

8.7. Preparación del Ensayo

El Jefe del Ensayo, luego de analizar la información técnica que se le ha proporcionado, realizará un reconocimiento físico de la central y unidades, a fin de poder verificar las condiciones en las que se encuentran las unidades y poder preparar el Plan Detallado del Ensayo.

El Plan de Ensayo debe contener:

- a) El Esquema de disposición de instrumentos; y
- b) La Distribución de Funciones del Personal

Al preparar su Plan de Trabajo, el Jefe del Ensayo tendrá en cuenta las particularidades y situación de cada central y de cada unidad. Respetando al máximo practicable las definiciones dadas en el pliego técnico, referidas a la potencia efectiva de las unidades y su medición, se determinará el procedimiento detallado del ensayo, el que deberá constar en su Informe Final.

Durante la preparación del Ensayo, el Jefe del Ensayo determinará la forma en que se efectuará las mediciones de consumo de combustible y de otras variables que puedan ser importantes para la unidad ensayada en particular. Las mediciones de Potencia se efectuarán en las posiciones de medición indicadas y con instrumentos confiables y de la precisión necesaria.

En caso la central a ensayar no cuente con ellos, los equipos de medición serán proporcionados por el ejecutor del Ensayo.

8.8. Inicio del Ensayo

Antes de iniciarse el ensayo será necesario verificar los datos de placa de la unidad a ensayar, los datos de placa de los instrumentos a emplear y cualquier condición que contravenga las disposiciones generales establecidas en la metodología de trabajo.

Es necesario realizar un ensayo preliminar a fin de establecer que:

- a) La unidad y la planta estén aptas para realizar el ensayo.
- b) La instrumentación se encuentre en buenas condiciones.
- c) Los presentes se familiaricen con el procedimiento de ensayo.

Después de realizado el ensayo preliminar se procederá a la ejecución del ensayo definitivo por acuerdo de partes.

La inspección a realizarse antes de la ejecución del ensayo, tiene como propósito verificar que las unidades se hallen dispuestas para la medición.

El ensayo se iniciará con la apertura del Acta de Ensayo, a cargo del Jefe del Ensayo. Los datos se registrarán en formularios preparados Ad-hoc por el Jefe del Ensayo y/o en instrumentos registradores, si se contara con ellos. Se concluirá con el llenado y suscripción del Acta de Ensayo.

8.9. Ejecución del Ensayo

El Ensayo de Potencia Efectiva está destinado a comprobar una capacidad (potencia) mediante una medición.

El ensayo de Potencia Efectiva debe comprobar la capacidad electromecánica de cada uno de los grupos generadores; en caso que el Jefe del Ensayo sustentara la necesidad, se realizará también un Ensayo de Planta, es decir con todas las unidades operando simultáneamente, para comprobar que no existan limitaciones de generación.

Si fracasase el ensayo de comprobación de la potencia efectiva, será necesario realizar un segundo ensayo, que puede efectuarse inmediatamente a continuación del ensayo fracasado o, en su defecto, ser diferido para otra

ocasión. La determinación de realizarlo inmediatamente y a continuación del ensayo fracasado, requerirá la decisión unánime del Jefe del Ensayo, del veedor del COES y del representante de la Empresa Generadora. De no haber consenso, se optará por realizarlo en otra ocasión.

Se debe medir en simultáneo la potencia en bornes del alternador, la potencia evacuada por la planta a la red, la potencia consumida por los auxiliares. Al realizar estas mediciones se tendrá en cuenta la definición de potencia efectiva adoptada por el COES. A criterio del Jefe del Ensayo, y en relación a la disponibilidad de instrumentos para las mediciones simultáneas, estas podrían desfasarse teniendo la precaución de efectuarse en estado estacionario.

Las mediciones de potencia y de flujo de combustible se efectuarán con instrumentos confiables y de suficiente precisión, pertenecientes a la propia planta, al ejecutor del ensayo o a terceros.

La medición se realizará en estado estacionario. En oposición al estado transitorio, el estado estacionario es aquel en que al haberse alcanzado un equilibrio, las magnitudes a medir no varían con el tiempo. A este fin y de ser necesario, antes de iniciarse el ensayo, la Empresa Generadora habrá puesto en operación las unidades a ensayar, por un período suficiente (de acuerdo al manual de instrucciones de cada máquina o, en ausencia de éste, a la experiencia del Jefe de Planta) para que ésta haya alcanzado su estado estable de operación.

8.10. Duración del Ensayo

La duración de la prueba está relacionada con la verificación de la resistencia física de la unidad; sigue el criterio de eliminar el riesgo de sobrecarga; una unidad puede admitir una sobrecarga por un tiempo limitado, pero no por un período largo; éste criterio se sigue en las pruebas de recepción. La medición de la potencia efectiva depende de la naturaleza de cada unidad siendo en principio no menor de 5 horas de operación continua. Su duración exacta podrá ser modificada por el Jefe de Ensayo presentando a la empresa generadora y a la DOCOES el sustento correspondiente, con la suficiente previsión, para que la DOCOES la considere y programe.

8.11. Magnitudes a medir

Las siguientes mediciones deberán registrarse durante los ensayos de Potencia Efectiva:

- a) Temperatura ambiente, humedad relativa y presión barométrica;
- b) Temperatura de la fuente fría (caso turbinas de vapor y ciclos combinados);
- c) Consumo y temperatura del combustible;
- d) Temperatura de cojinetes (eventualmente);
- e) Nivel de vibraciones (eventualmente);
- f) Potencia producida;
- g) Voltaje;
- h) Factor de potencia;
- i) Frecuencia;

- j) Temperatura de los devanados del estator;
- k) Consumo de auxiliares;
- l) Otros parámetros que indiquen que la operación se realiza bajo régimen estable.

En caso que las mediciones requieran de mayores lineamientos, se seguirán los estipulados en las normas técnicas de referencia.

8.12. Acta del Ensayo

Al final del Ensayo se levantará el Acta del Ensayo, que será suscrita por el Jefe del Ensayo, el representante acreditado de la Empresa Generadora, y el representante del COES.

El Acta de Ensayo debe contener la siguiente información:

- a) Nombre de la Empresa Generadora
- b) Nombre de la Central de Generación
- c) Nombre o Número de la Unidad ensayada
- d) Nombre del Jefe del Ensayo, de los integrantes del equipo de ensayo, del Veedor del COES y del representante de la empresa generadora
- e) Fecha y hora de apertura del Acta
- f) Datos técnicos del motor primo
 - Fabricante
 - Modelo
 - Número de serie de la unidad
 - Potencia Nominal
 - Velocidad de rotación nominal
 - Datos técnicos del Generador
 - Fabricante
 - Modelo
 - Número de serie de la unidad
 - Potencia Nominal
 - Velocidad de rotación nominal
 - Número de pares polos
- g) Número de circuitos paralelos
- h) Hora del arranque de la unidad
- i) Número de intentos de arranque
- j) Hora de inicio del ensayo
- k) Hora de finalización del ensayo
- l) Todos los datos medidos de acuerdo al numeral 8.11
- m) Observaciones

8.13. Premisas para los cálculos de potencia efectiva y rendimiento

El Jefe del Ensayo definirá en cada caso específico la necesidad y tipo de ensayos para medir el poder calorífico y composición de los combustibles. En principio, se debería tomar 2 muestras de combustible, para determinar en laboratorio su poder calorífico; eventualmente se determinará también su composición.

Para determinar la potencia efectiva de una unidad termoeléctrica se seguirá los siguientes pasos:

- a) Medir la potencia de la unidad a la Potencia Efectiva Declarada por la Empresa Generadora durante 5 horas consecutivas;
- b) Llevar dicha potencia a Condiciones de Potencia Efectiva ya sea empleando las curvas de ajuste originales de la unidad o, en su defecto, las de unidades similares o, en su defecto, aquellas contenidas en la Norma Técnica de Referencia o, en caso de inaplicabilidad, mediante cálculo teórico.
- c) La potencia obtenida en el último se considerará la potencia efectiva de la unidad.

Para determinar la eficiencia térmica de la unidad y trazar su curva de eficiencia vs. potencia, será necesario seguir los siguientes pasos:

- d) Se tomarán los puntos correspondientes a 0%, carga mínima, 100% de la potencia máxima declarada y como mínimo 3 puntos intermedios representativos entre 0% y la potencia máxima declarada.
- e) Medir y registrar la potencia al eje, la potencia consumida por los auxiliares y el consumo de combustible de la unidad durante el ensayo en planta;
- f) Luego se calcularán la potencia neta y el consumo de calor. A partir de ellos se determinará la eficiencia térmica a las condiciones del sitio y se podrá trazar las curvas de eficiencia vs. potencia neta, consumo de combustible vs. potencia neta, consumo específico de combustible vs. potencia neta y potencia bruta vs. potencia neta.
- g) Los puntos de potencia y eficiencia obtenidos a condiciones de Ensayo se convertirán a condiciones ISO y a condiciones de Potencia Efectiva, empleando las curvas de ajuste originales de la unidad o, en su defecto, aquellas contenidas en la Norma Técnica de Referencia.

8.14. Validez del Ensayo

Para que el ensayo sea válido, se requiere que los datos registrados sean consistentes, es decir que sean congruentes entre ellos o que, en su defecto, las inconsistencias puedan ser absueltas por consenso entre el Jefe del Ensayo, el Representante de la Empresa Generadora y el Veedor del COES y, además, que el margen de error en la determinación de la potencia efectiva y rendimiento determinados por el ensayo no será mayor al 2%.

8.14.1. Turbinas a gas

8.14.1.1. Condiciones para el ensayo

Las condiciones particulares de estabilidad para una turbina a gas se muestran en el Cuadro N° 8-1.

Se considera que los parámetros asociados a la prueba se han estabilizado cuando las variaciones de los mismos se encuentran dentro de las siguientes límites:

Cuadro N° 8-1

Condiciones particulares de estabilidad para una turbina a gas	
PARÁMETROS	VARIACIÓN
Velocidad de rotación	± 1%
Presión barométrica	± 1%
Temperatura del aire al ingreso del compresor	± 2 C
Temperatura del combustible	± 3 C
Presión de descarga	± 1%
Presión de ingreso del fluido de trabajo	± 1% del equivalente absoluto del promedio
Temperatura a la salida de la turbina	± 2 C

Durante la ejecución del ensayo ninguno de los parámetros establecidos deberá diferir de los valores promedios para máxima potencia más allá de lo establecido en la tabla anterior.

8.14.1.2. Cálculos

La corrección de la Potencia efectiva de la unidad en base a la temperatura ambiente debe realizarse tomando como referencia las curvas de ajuste que han sido proporcionadas por el Fabricante. En su defecto se aplicará lo indicado en el rubro Comportamiento a carga parcial.

8.14.2. Grupos Diesel

El ensayo se llevará a cabo cuando la unidad haya alcanzado un régimen de funcionamiento estable, tal como lo recomienda el fabricante del equipo, en caso de contar con dichas recomendaciones se considerará estado estable si los siguientes parámetros varían su magnitud dentro de los ordenes establecidos en el Cuadro N° 8-2.

Cuadro N° 8-2

Condiciones particulares de estabilidad para un grupo diesel	
PARÁMETROS	VARIACION
Velocidad de rotación	± 1%
Presión barométrica	± 1%
Temperatura del aire al ingreso del compresor o del múltiple de admisión	± 2 C
Temperatura del combustible	± 3 C
Temperatura de los gases de escape	± 2 C

8.14.2.1. Cálculos

La corrección de la Potencia Efectiva de la unidad en base a la temperatura ambiente debe realizarse tomando como referencia las curvas de ajuste que han sido proporcionadas por el Fabricante. En su defecto se aplicará lo indicado en el rubro Comportamiento a carga parcial.

En caso de no contar con dichas curvas, la corrección de la Potencia Efectiva en condiciones del sitio, hacia y desde la Potencia ISO, se realizará empleando la metodología estipulada en la Norma ISO 3046 Parte 1, Numeral 10, para lo cual se debe considerar el efecto la temperatura sobre el alternador empleando las curvas proporcionadas por el fabricante de éste último, o en su defecto la norma IEC 34-2.

8.14.3. Turbinas a vapor

8.14.3.1. Condiciones para el ensayo

Durante el ensayo de recepción, las presiones y temperaturas del vapor, los flujos de vapor, la velocidad de rotación y otros deben mantenerse lo más próximo posible a las condiciones de garantía. Las desviaciones de las variables de las que el suministrador no puede ser responsable, se aceptan en tanto no se desvíen en demasía de los valores contrastados. La tolerancia en las desviaciones, que vendrían a constituir las condiciones particulares de estabilidad para una turbina a vapor se muestran en el Cuadro N° 8-3.

Cuadro N° 8-3

CONDICIONES DE ESTABILIDAD PARA TURBINAS A VAPOR	
PARÁMETROS	VARIACION
Presión del vapor vivo	± 5%
Temperatura del vapor vivo	± 15 C
Presión de extracciones	± 5%
Presión de descarga:	
Contrapresión	± 5%
Condensación	± 25%
Temperatura de recalentamiento	± 15 K
Caída isentrópica de entalpía	± 7%
Potencia al eje	± 7%
Flujo de agua de refrigeración	± 15 K
Temperatura de entrada del agua de refrigeración	± 5 K
Temperatura de agua precalentada	± 10 K
Velocidad de rotación	± 5%
Máximo de fugas de vapor en circuito cerrado, como porcentaje del vapor vivo:	
Centrales convencionales	± 0.6%
Centrales nucleares	± 0.4%

Durante la ejecución del ensayo ninguno de los parámetros establecidos deberá diferir de los valores promedios para máxima potencia más allá de lo establecido en la tabla anterior.

8.14.3.2. Cálculos

La corrección de la Potencia Efectiva de la unidad en base a la temperatura ambiente debe realizarse tomando como referencia las curvas de ajuste que han sido proporcionadas por el Fabricante. En su defecto se aplicará lo indicado en el rubro Comportamiento a carga parcial.

8.15. Comportamiento a carga parcial

Para determinar el rendimiento (ó el consumo específico de combustible, o el consumo específico de calor o la eficiencia térmica) de una unidad a ensayar y

poder trazar su curva de eficiencia vs. potencia, será necesario seguir los siguientes pasos:

- a. Se tomarán los puntos correspondientes a 0%, carga mínima, 100% de la potencia máxima declarada y como mínimo 3 puntos intermedios representativos entre 0% y la potencia máxima declarada.
- b. Además de las variables ambientales y operativas que servirán para determinar los factores de corrección, se debe medir y registrar como mínimo la potencia al eje, la potencia consumida por los auxiliares, consumo de combustible y la temperatura del combustible de la unidad durante el ensayo en planta;
- c. Se debe tomar como mínimo 2 muestras de combustible, para luego determinar en laboratorio su poder calorífico (y eventualmente composición);
- d. Luego se calcularán la potencia neta y el consumo de calor a condiciones de ensayo. A partir de ellos se determinará el consumo específico de calor y la eficiencia térmica a condiciones de ensayo y se podrá trazar las curvas de eficiencia vs. potencia neta, consumo de combustible vs. potencia neta, consumo específico de combustible vs. potencia neta, consumo de calor vs. potencia neta, consumo específico de calor vs. potencia neta y potencia bruta vs. potencia neta, todo para condiciones de ensayo;
- e. Después, mediante los factores de corrección, se determinará las potencias parciales a Condiciones de Potencia Efectiva y los parámetros de medición del rendimiento, también a Condiciones de Potencia Efectiva;
- f. Se elegirá la curva de consumo total de calor vs. potencia neta y se hallará una relación lineal para ella, dando preferencia a los puntos de mayor consistencia y a los que se encuentran alrededor de la potencia máxima; el criterio para selección de los puntos adecuados obedecerá al desarrollo del proceso de medición durante el Ensayo;
- g. Se reemplazará los consumos totales de calor medidos, por los consumos ajustados (o linealizados) y se repetirá el cálculo, para obtener los valores ajustados;
- h. Los factores de corrección a aplicar así como su obtención se aplicarán según el caso particular. El orden de prelación es el siguiente:
 - 1 Si existen curvas de rendimiento de las unidades, como las que sirvieron para los valores garantizados durante el ensayo de recepción, se utilizarán esas curvas;
 - 2 Si existiesen 2 juegos de curvas, se utilizará el último;
 - 3 Si no existiesen curvas de las unidades ensayadas, pero existiesen de unidades similares, se escogerán estas últimas;
 - 4 Si no existiesen curvas de unidades similares, se utilizará curvas generales de comportamiento, según normas de recepción de unidades, ajustando sus valores a los de las unidades;

- 5 Si el método anterior no resultase aplicable o sus resultados no fuesen aceptables, se utilizará un método basado en la teoría de comportamiento de la máquina ensayada.

8.16. Informe del Ensayo

Concluido el Ensayo, el Ingeniero Jefe debe determinar, mediante los cálculos respectivos y siguiendo los procedimientos establecidos, la potencia efectiva de las unidades ensayadas. Debe además estimar e indicar en su informe el margen de error de sus resultados, partiendo de la clase de precisión de los instrumentos empleados. Las fórmulas a emplear son las que se señalan para cada caso, según las normas respectivas.

El Informe Final será suscrito por el Jefe del Ensayo, consignando su número de registro profesional.

El informe final será presentado a la empresa generadora y al COES para su análisis, y si hubiera lugar, a la presentación de observaciones al Jefe del Ensayo para su absolución. La empresa generadora en un plazo máximo de 30 días calendario después del ensayo realizado presentará oficialmente al COES el informe final. El COES tiene un plazo máximo de 15 días calendario para observaciones y la empresa 10 días calendario para levantarlas. El informe final debe estar acompañado de todos los cálculos sustentatorios de detalle en medio magnético.

ANEXO F

Contrastación de datos teóricos con datos reales

REGISTROS DE POTENCIA DURANTE OPERACIÓN CICLO 1X1 TG2 + TV - CT CHILCA1

Tiempo	Temp. Ambiente °C	Potencia TG2 MW	Potencia TV MW	Potencia Calculada TV MW	Variación %
12:00:00 p.m.	24.78	163.98	74.87	76.26	1.8
12:05:00 p.m.	24.86	163.76	74.36	76.19	2.4
12:10:00 p.m.	24.71	163.63	74.47	76.15	2.2
12:15:00 p.m.	24.57	162.59	74.53	75.80	1.7
12:20:00 p.m.	24.45	162.97	74.32	75.93	2.1
12:25:00 p.m.	24.30	162.84	74.56	75.88	1.7
12:30:00 p.m.	24.34	162.95	74.53	75.92	1.8
12:35:00 p.m.	24.40	164.24	74.62	76.35	2.3
12:40:00 p.m.	24.39	163.90	74.77	76.24	1.9
12:45:00 p.m.	24.30	162.69	74.20	75.84	2.2
12:50:00 p.m.	24.18	163.67	74.55	76.16	2.1
12:55:00 p.m.	24.20	163.31	74.44	76.04	2.1
01:00:00 p.m.	24.24	163.40	74.27	76.07	2.4
01:05:00 p.m.	24.23	163.16	74.07	75.99	2.5
01:10:00 p.m.	24.40	164.26	74.42	76.35	2.5
01:15:00 p.m.	24.54	163.03	74.16	75.95	2.4
01:20:00 p.m.	24.47	162.34	73.84	75.72	2.5
01:25:00 p.m.	24.38	163.43	74.32	76.08	2.3
01:30:00 p.m.	24.17	163.23	74.16	76.01	2.4
01:35:00 p.m.	23.99	164.71	74.43	76.50	2.7
01:40:00 p.m.	24.01	165.70	74.80	76.83	2.7
01:45:00 p.m.	23.88	163.90	74.54	76.23	2.2
01:50:00 p.m.	23.80	163.85	74.01	76.22	2.9